

UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ
DEPARTAMENTO ACADÊMICO DE ENGENHARIA ELETRÔNICA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELETRÔNICA

LEONARDO FERNANDO WALKER

**SISTEMAS FOTOVOLTAICOS DE GERAÇÃO DISTRIBUIDA DE
ÚNICO E DOIS ESTÁGIOS EM CONEXÃO COM A REDE DE
DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA.**

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

CAMPO MOURÃO

2016

LEONARDO FERNANDO WALKER

**SISTEMAS FOTOVOLTAICOS DE GERAÇÃO DISTRIBUIDA DE
ÚNICO E DOIS ESTÁGIOS EM CONEXÃO COM A REDE DE
DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA.**

Trabalho de Conclusão de Curso de Graduação, apresentado à disciplina de Trabalho de Conclusão de Curso II, do curso Superior de Engenharia Eletrônica do Departamento Acadêmico de Eletrônica - DAELN, da Universidade Tecnológica Federal do Paraná - UTFPR, *Câmpus* Campo Mourão, como requisito parcial para obtenção do título de Engenheiro Eletrônico.

Orientador: Prof. Dr. Jakson Paulo Bonaldo

Coorientador: Prof. Dr. Moacyr Aureliano Gomes de Brito

CAMPO MOURÃO

2016

TERMO DE APROVAÇÃO
DO TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO INTITULADO
Sistemas Fotovoltaicos de Geração Distribuída de Único e Dois
Estágios em Conexão com a Rede de Distribuição de Energia Elétrica
por
Leonardo Fernando Walker

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado no dia 23 de Junho de 2016 ao Curso Superior de Engenharia Eletrônica da Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Campus Campo Mourão. O Candidato foi arguido pela Banca Examinadora composta pelos professores abaixo assinados. Após deliberação, a Banca Examinadora considerou o trabalho _____
(aprovado, aprovado com restrições ou reprovado).

Prof. Me. Leonardo Faria Costa
(UTFPR)

Prof. Me. Marcelo Nanni
(UTFPR)

Prof. Dr. Jakson Paulo Bonaldo
(UTFPR)
Orientador

AGRADECIMENTOS

A Deus por ter me guiado nessa etapa de minha vida.

Aos meus pais, Sonia Regina de Araujo Walker e Agenor Gilberto Walker, por todo carinho, suporte e apoio, que foram de extrema importância e tornaram possível a realização de tudo isso.

Ao meu coorientador, Prof. Dr. Moacyr Aureliano Gomes de Brito, por sempre estar disposto a ajudar, pelos ensinamentos, paciência, oportunidades e grande empenho para a realização deste trabalho.

Ao meu orientador, Prof. Dr. Jakson Paulo Bonaldo, por assumir esse compromisso na ausência do Prof. Dr. Moacyr, e contribuir significativamente na defesa deste trabalho.

A todos os professores com que tive oportunidade de conviver e por todos os ensinamentos valiosos transmitidos.

Aos amigos Caike Rodrigo Albertin, Jean Cezar Gonçalves de Freitas e Thayle Douglas de Andrade, por toda a ajuda e amizade durante todos esses anos.

A todos os amigos e familiares que sempre torceram pelo meu êxito e estiveram presente em minha vida.

RESUMO

WALKER, Leonardo F. **Sistemas Fotovoltaicos de Geração Distribuída de único e dois estágios em conexão com a Rede de Distribuição de Energia Elétrica**. 2016. 70f. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Engenharia Eletrônica), Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Campo Mourão, 2016.

A influência do ser humano no meio ambiente e os impactos gerados, aliado com o crescimento exponencial da demanda de eletricidade, vêm gerando cada vez mais discussões sobre uma mudança gradual no cenário tradicional de geração de energia elétrica, onde a geração distribuída (GD) vem ganhando cada vez mais espaço. Uma das metodologias mais utilizadas para a obtenção de uma GD é a ligação das energias extraídas das fontes alternativas em paralelo num barramento em CC através do uso de conversores CC-CC e o uso de um conversor CC-CA para a conexão com a RDEE, e para maximização da eficiência destas fontes são utilizados algoritmos de MPPT. Desta forma, este trabalho apresenta o desenvolvimento de sistemas de geração distribuída de único e dois estágios, em conexão com a RDEE, com foco em energia fotovoltaica, ambos implementados e modelados em ambiente MatLab/Simulink®, além da implementação de sistemas controle, para o aproveitamento de toda a energia gerada pelo arranjo fotovoltaico e para a injeção de corrente na rede com índices de qualidade de energia. Os resultados obtidos na simulação dos dois sistemas de GD demonstram a funcionalidade do sistema num todo, que injetou potência ativa e reativa na rede com baixa DHT.

Palavras-chave: Geração distribuída. Energia fotovoltaica. Único estágio. Dois estágios. RDEE.

ABSTRACT

WALKER, Leonardo F. **Single and two-stage Grid-connected Distributed Generation Photovoltaic Systems**. 2016. 70p. Final Paper (Electronics Engineering Bachelor Degree), Federal Technological University of Paraná. Campo Mourão, 2016.

The influence of humans on the environment and the impacts generated, combined with the exponential growth of electricity demand, are generating increasingly discussions about a gradual change in the traditional scenario of electricity generation, where distributed generation (DG) is gaining increasingly space. One of the most used methodologies for obtaining a GD is the connection of energy extracted from alternative sources in parallel on a bus DC through the use of DC-DC converters and DC-AC converter for grid-connection, and for maximizing the efficiency of these sources are used MPPT algorithms. Thus, this work presents the development of single and two-stage grid-connected distributed generation systems, focusing on photovoltaics, both implemented and modeled in Matlab/Simulink® environment, beyond implementation of control systems, for the use of all energy generated by the PV array and the current injection in grid with power quality indices. The results obtained in the simulation of both DG systems demonstrate the functionality of the system as a whole, which injected active and reactive power in grid with low THD.

Palavras-chave: Distributed Generation. Photovoltaic Energy. Single-stage. Two-stage. Grid-connected.

LISTA DE TABELAS

Tabela 1– Geração mundial de eletricidade por fonte de energia.....	19
Tabela 2 – Valores dos parâmetros utilizados no projeto do VSI e filtro LCL do sistema de GD de único estágio.	47
Tabela 3– Valores dos parâmetros utilizados no projeto do VSI e filtro LCL do sistema de GD de dois estágios.....	48
Tabela 4 – Valores dos parâmetros utilizados no projeto do conversor Boost.	60

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Curvas de um painel fotovoltaico para uma condição fixa de temperatura e irradiação solar. (a) Corrente versus Tensão. (b) Potência versus Tensão.....	20
Figura 2: Circuito elétrico equivalente de uma célula solar	20
Figura 3: Curvas P_xV do PV para (a) diferentes intensidades de irradiação solar e temperatura 25° e (b) diferentes temperaturas e irradiação solar fixa.	23
Figura 4: Fluxograma do método P&O, onde ΔV é a variação de tensão e ΔP é a variação de potência.....	24
Figura 5: Condições do algoritmo de IC.	25
Figura 6: Fluxograma do algoritmo do método IC.....	26
Figura 7: Diagrama de blocos do método VCte.....	27
Figura 8: Modelo simplificado de um sistema transmissor de energia.	28
Figura 9: Exemplo de uma Microrede CC em conexão com a RDEE.	31
Figura 10: Exemplo de uma microrede CA operando em alta frequência.	32
Figura 11: Circuito elétrico equivalente do conversor CC-CC <i>Boost</i>	33
Figura 12: VSI monofásico em ponte completa com filtro LCL.	36
Figura 13: Modulação PWM unipolar.	37
Figura 14: Sobremodulação com $ma = 1,5$	37
Figura 15: Filtro LC de saída com carga resistiva.....	38
Figura 16: Filtro LCL não ideal.	40
Figura 17: Diagrama de blocos da malha de potência.	41
Figura 18: Diagrama de blocos da malha de corrente e da malha de tensão...	41
Figura 19: Modelo do arranjo fotovoltaico implementado no simulink.	44
Figura 20: Programação do arranjo fotovoltaico do sistema de GD de estágio único.	45
Figura 21: Curvas características do arranjo fotovoltaico do sistema de GD de único estágio. (a) Curva $P_{paxV_{pa}}$ com $T = 25^{\circ}C$. (b) Curva $P_{paxV_{pa}}$ com $P_{sun} = 1000Wm^2$	46
Figura 22: Curvas características do arranjo fotovoltaico do sistema de GD de dois estágios. (a) Curva $P_{paxV_{pa}}$ com $T = 25^{\circ}C$. (b) Curva $P_{paxV_{pa}}$ com $P_{sun} = 1000Wm^2$	46

Figura 23: VSI monofásico com filtro LCL e modulação PWM unipolar.....	48
Figura 24: Diagrama de blocos da malha de corrente e da malha de tensão... 49	49
Figura 25: Diagrama de blocos da malha de corrente e da malha de tensão... 49	49
Figura 26: Topologia do sistema de GD de único estágio implemento no simulink.....	50
Figura 27: Diagrama de <i>bode</i> e Lugar das raízes da malha de corrente.....	51
Figura 28: Diagrama de <i>bode</i> e Lugar das raízes da malha de tensão.....	51
Figura 29: Diagrama de <i>bode</i> e Lugar das raízes da malha de potência ativa. 52	52
Figura 30: Diagrama de <i>bode</i> e Lugar das raízes da malha de potência reativa.	52
Figura 31: Implementação do método de MPPT VCte no simulink.....	53
Figura 32: (a) Saídas do arranjo fotovoltaico. (a) V_{pa} . (b) I_{pa}	54
Figura 33: (a) Resultados do sistema de controle. (a) PW (b) $QVAr$. (c) Tensão (V). (d) Corrente (A).	55
Figura 34: Formas de onda de tensão (V_g) e corrente (i_g) na rede.....	55
Figura 35: Degrau de MPP e potência ativa injetada na rede com $P_{sun} = 500; 1000; 750Wm^2$ e $T = 25^\circ C$	56
Figura 36: Degrau de MPP e potência ativa injetada na rede com $P_{sun} = 1000Wm^2$ e $T = 55; 25; 40^\circ C$	56
Figura 37: Diagrama de blocos da malha de corrente e da malha de tensão... 57	57
Figura 38: Topologia do sistema de GD de dois estágios implementado no simulink.....	58
Figura 39: Implementação do método de MPPT P&O no simulink.	58
Figura 40: (a) Razão cíclica D do P&O. Saídas do arranjo fotovoltaico (b) I_{pa} . (c) V_{pa}	59
Figura 41: Malha de controle de tensão do barramento CC.	61
Figura 42: Seguimento de tensão de referência no barramento CC.	61
Figura 43: Malha de controle de corrente no indutor L_i	62
Figura 44: Seguimento da corrente de referência no indutor L_i	62
Figura 45: Formas de onda de tensão (V_g) e corrente (i_g) na rede.....	63
Figura 46: Potências injetadas na rede. (a) Potência ativa. (b) Potência reativa.	63

Figura 47: Degrau de MPP e potência ativa injetada na rede com $P_{sun} = 500; 1000; 750Wm^2$ e $T = 25^{\circ}C$	64
Figura 48: Degrau de MPP e potência ativa injetada na rede com $P_{sun} = 1000Wm^2$ e $T = 55; 25; 40^{\circ}C$	65

LISTA DE SIGLAS

VSI	<i>Voltage Source Inverter</i>
MPPT	<i>Maximum power point tracking</i>
MPP	<i>Maximum power point</i>
GD	Geração distribuída
RDEE	Rede de distribuição de energia elétrica
FR	Fator de rastreamento
PV	Painel fotovoltaico
PCC	<i>Point of Common Coupling</i>
MCC	Modo de condução contínua
PWM	Pulse Width Modulation
STD	<i>Standart test conditions</i>
DHT	Distorção Harmônica Total
TMCCA	Taxa média composta de crescimento anual
CSP	<i>Concentrating Solar Power</i>

LISTA DE SIMBOLOS

V	Tensão de uma célula solar
I	Corrente de uma célula solar
I_{ph}	Fotocorrente
I_r	Corrente de saturação reversa de uma célula solar
R_S	Resistência série do PV
R_P	Resistência paralela da PV
q	Carga do elétron, $1,6 \cdot 10^{-19} C$
η	Fator de qualidade de junção p-n
k	Constante de Boltzman, $1,38 \cdot 10^{-23} J/K$
T	Temperatura ambiente, K
I_{sc}	Corrente de curto-circuito por célula solar
α_T	Coeficiente de temperatura de uma célula solar
T_r	Temperatura de referência, 298K
P_{sun}	Intensidade de irradiação solar, W/m^2
I_{rr}	Corrente de saturação reversa de referência
E_G	Energia de banda proibida, $1,1 eV$
V_{oc}	Tensão de circuito aberto de uma célula solar
S_r	Potência aparente no terminal do receptor
P_r	Potência ativa no terminal do receptor
Q_r	Potência reativa no terminal do receptor
V_t	Tensão eficaz no terminal do transmissor
V_r	Tensão eficaz no terminal do receptor
f	Frequência de chaveamento do conversor CC-CC <i>Boost</i>
D	Razão cíclica
I_L	Corrente média no indutor
ΔI	Ondulação de corrente no indutor
ΔV_C	Ondulação de tensão no capacitor
ω_c	Frequência de corte
ξ	Coeficiente de amortecimento
V_{MPP}	Tensão no ponto de máxima potência
V_{inv}	Tensão de saída do VSI

F_s	Frequência de chaveamento
T_s	Período de chaveamento
m_a	Índice de modulação de amplitude
V_{AN}	Tensão medida entre S1 e S2 e a referência de V_{CC} do VSI
V_{BN}	Tensão medida entre S3 e S4 e a referência de V_{CC} do VSI
V_{cap}	Tensão no barramento CC

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	16
2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	18
2.1 ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA	18
2.1.1 Modelo de um painel fotovoltaico	20
2.1.2 Algoritmos de MPPT	23
2.1.2.1 Método P&O (<i>Perturbe & Observe</i>)	23
2.1.2.2 Método da condutância incremental (IC)	25
2.1.2.3 Método de Tensão Constante (VCte)	27
2.2 INJEÇÃO DE POTÊNCIAS ATIVA E REATIVA NA RDEE	28
2.3 MICROREDES	30
2.3.1 Microrede com barramento CC	30
2.3.2 Microrede com barramento CA em alta frequência	31
2.4 CONVERSORES ESTÁTICOS DE POTÊNCIA	32
2.4.1 Conversor CC-CC <i>Boost</i>	33
2.4.2 VSI monofásico em ponte completa com filtro LCL	35
2.4.2.1 Modulação PWM senoidal à três níveis	36
2.4.2.2 Filtro LCL	38
2.5 SISTEMA DE CONTROLE	39
2.5.1 Projeto da malha de corrente	42
2.5.2 Projeto da malha de tensão	42
2.5.3 Projeto da malha de potências ativa e reativa	43
3. RESULTADOS DE SIMULAÇÃO	44
3.1 Modelo de simulação dos Painéis Fotovoltaicos	44
3.2 VSI monofásico com filtro LCL	47
3.3 Sistema de Geração Distribuída de único estágio	49

3.4	Sistema de Geração Distribuída de dois estágios	57
4.	CONCLUSÕES	66
5.	PROPOSTAS PARA TRABALHOS FUTUROS	68
6.	REFERÊNCIAS	69

1. INTRODUÇÃO

A preocupação com a influência do ser humano no meio ambiente e os impactos causados, juntamente com o crescimento exponencial da demanda de eletricidade, vem gerando cada vez mais discussões sobre uma mudança gradual no cenário tradicional de geração de energia elétrica. Neste cenário, geralmente utilizam-se métodos que podem emitir grande quantidade de gases poluentes na atmosfera através da queima de combustíveis fósseis não renováveis, agravando o efeito do aquecimento global.

A demanda de energia elétrica em nível mundial vem aumentando exponencialmente e deverá atingir o patamar de aumento em até 90% no período de 2010 a 2040, com os países em desenvolvimento representando a esmagadora maioria desse aumento de consumo (Exxonmobil, 2014).

A energia hidráulica, gerada por usinas hidrelétricas, vêm sendo utilizada, principalmente em países em desenvolvimento, em alternativa as fontes tradicionais já que é uma fonte de energia renovável, uma vez que se utiliza da força das águas de grandes rios para geração de energia elétrica. Para produzir energia hidrelétrica basicamente é necessária a construção de grandes barragens para armazenar a água formando os reservatórios. Essas construções por sua vez são caras e geram um grande impacto na população que vive aos arredores e também na fauna e flora presentes. Além disso, a produção é afetada em épocas de seca, devido a diminuição significativa do nível do reservatório e resultar na falta de oferta de energia elétrica para a demanda existente (ANEEL, 2008).

Desta forma, a geração distribuída vem ganhando cada vez mais espaço no cenário mundial de geração de energia elétrica. Em 2040 espera-se que o uso da eletricidade provinda das fontes alternativas e renováveis de energia aumente em cerca de 150%, com as energias eólica e solar fornecendo cerca de 10% da eletricidade gerada em contraste com os cerca de 2% em 2010 (Exxonmobil, 2014).

A geração distribuída (GD) consiste em conectar as fontes alternativas e renováveis de energia como eólica, solar, biomassa, dentre outras, com a rede tradicional de distribuição de energia elétrica (RDEE). Uma das metodologias

mais utilizadas para a obtenção de uma GD é a ligação das energias extraídas das fontes alternativas em paralelo num barramento em corrente contínua (CC) através do uso de conversores CC-CC e o uso de um conversor CC-CA para a conexão com a RDEE. Entretanto, podem-se associar as fontes alternativas em série para obter uma tensão maior no barramento CC, dispensando o uso de conversores CC-CC elevadores e por consequência reduzindo a complexidade do sistema. É importante ressaltar que a tensão no barramento CC deve ser maior que o pico da tensão da rede para que haja injeção de energia na RDEE. Além disso, para que a utilização dessas fontes alternativas para a maximização da produção de eletricidade deve-se empregar técnicas de controle e algoritmos de MPPT (rastreamento do ponto de máxima potência) que possuem alto FR (fator de rastreamento), considerando as mais diversas condições meteorológicas nas quais as fontes alternativas poderão ser submetidas.

Desta forma, nos sistemas de GD é comum o uso de conversores estáticos de potência do tipo CC-CC com a finalidade de realizar a máxima extração de energia das fontes alternativas e renováveis e para a conexão com a RDEE tipicamente utiliza-se um inversor do tipo fonte de tensão (VSI) (SAMPAIO, 2013).

De forma geral, é necessário o uso de técnicas de controle para projetar controladores que gerem os sinais de referência que serão usados para obter os sinais de tensão e/ou corrente desejados na saída do VSI. A resposta em frequência, com o diagrama de *bode*, é utilizado na grande maioria dos projetos dos controladores em eletrônica de potência, devido à facilidade na modelagem matemática para obtenção das funções de transferência que regem os controladores e compensadores e pela boa resposta provida destes.

Portanto, o objetivo deste trabalho é desenvolver sistemas de geração distribuída de único estágio e dois estágios, com foco em energia fotovoltaica, modelados e simulados em ambiente MatLab/Simulink®. Os sistemas consistem de arranjos de painéis fotovoltaicos conectados em série e paralelo, e de um conversor Boost para o caso de dois estágios em cascata com um VSI para conexão com a RDEE. O sistema realiza o controle de injeção de potência ativa na RDEE e opera sob modulação PWM unipolar para reduzir o conteúdo harmônico das formas de onda de saída do inversor.

2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

A energia solar advinda de painéis fotovoltaicos vem ganhando cada vez mais destaque em âmbito mundial, devido à utilização de uma fonte de energia primária abundante e renovável, além de ter impacto ambiental reduzido. De acordo com (CRESESB, 2014), a potência total fornecida pelo Sol à Terra é de aproximadamente 171.000 TW/h, sendo que somente 94.000 TW/h chegam de fato à superfície terrestre, devido a reflexão, difusão e absorção da irradiação solar pela superfície; já o consumo anual de energia primária no ano de 2011 em nível mundial foi de aproximadamente 143.000TW. Sendo assim, se fosse utilizada toda a potência fornecida pelo Sol, um intervalo de duas horas seria o suficiente para suprir todo este consumo, com 188.000TW gerados. Porém segundo dados do (IEA, 2015), a geração mundial de energia elétrica em 2013 girou em torno de 23.234TWh, com a energia solar possuindo apenas 134TWh desse montante e ainda prevê que no ano de 2030 a geração de eletricidade em nível mundial girará em torno de 30.620TWh e a energia fotovoltaica com 1.136TWh desse valor, demonstrando que o aproveitamento desta energia ainda é incipiente e que necessita de maior incentivo para se consolidar no mercado. A tabela 1 contém uma previsão da geração de eletricidade em nível mundial pelas principais fontes de energia renováveis e não renováveis, assim como a participação e a taxa média composta de crescimento anual (TMCCA) de cada uma em porcentagem.

Tabela 1– Geração mundial de eletricidade por fonte de energia.

	Geração de eletricidade (TWh)					Participação (%)		TMCCA (%)
	1990	2013	2020	2025	2030	2013	2030	2013-2030
Geração Total	11 825	23 234	26 734	28 672	30 620	100	100	1,6
Carvão Mineral	4 425	9 612	9 485	8 428	7 478	41	24	-1,5
Petróleo	1 310	1 116	783	618	487	5	2	-4,8
Gás Natural	1 760	5 026	5 913	6 818	7 223	22	24	2,2
Nuclear	2 013	2 477	3 226	3 598	4 005	11	13	2,9
Hídrica	2 144	3 722	4 489	5 050	5 607	16	18	2,4
Bioenergia	132	440	757	986	1 288	2	4	6,5
Eólica	4	628	1 389	2 065	2 870	3	9	9,4
Geotérmica	36	71	120	186	280	0	1	8,4
Solar FV	0	134	527	820	1 136	1	4	13,4
ECS	1	6	41	95	227	0	1	23,4
Marítima	1	1	3	7	17	0	0	21,9

Fonte: *International Energy Agency* 2015 (IEA, 2015).

O Brasil é um país com altos índices de radiação solar, pois está localizado numa faixa de latitude que proporciona uma incidência de radiação solar superior em relação ao restante do mundo (BRITO, 2013). Entretanto, o Brasil apresenta uma capacidade de sistemas fotovoltaicos instalados na ordem de 30 a 40MWp (CRESESB, 2014), situação resultante de uma baixa demanda pela falta de incentivo do governo.

Além disso, os painéis fotovoltaicos (PV) possuem uma característica não linear entre a tensão e a corrente gerada (vide Figura 1) da qual é possível localizar um ponto de máxima potência (*MPP - Maximum Power Point*). O ponto de máxima potência para sistemas PV sem sombreamento é único e para maximizar a produção de energia o algoritmo de MPPT deve levar o sistema a operar sempre neste ponto, mesmo que existam variações no clima.

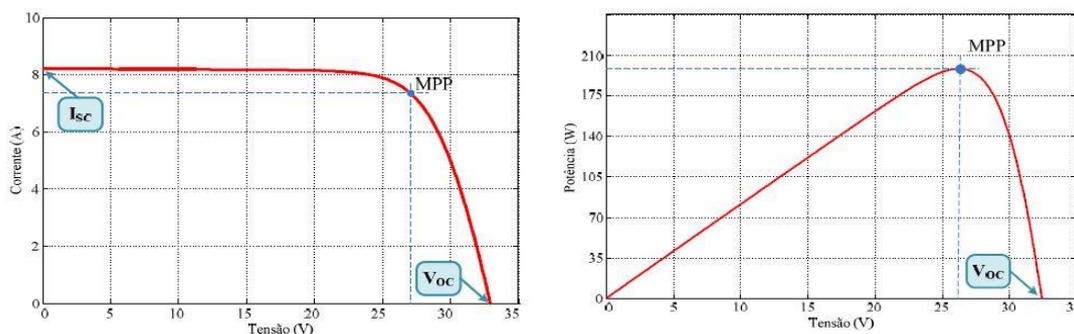


Figura 1: Curvas de um painel fotovoltaico para uma condição fixa de temperatura e irradiação solar. (a) Corrente versus Tensão. (b) Potência versus Tensão.

Fonte: BRITO, 2013.

2.1.1 Modelo de um painel fotovoltaico

Para compreender melhor o funcionamento de uma célula solar um circuito elétrico simplificado equivalente pode ser obtido, conforme figura 2. Este modelo consiste em uma fonte de corrente em antiparalelo com um diodo e apresenta a inserção de dois resistores, um em série e outro em paralelo que representam as não idealidades do circuito.

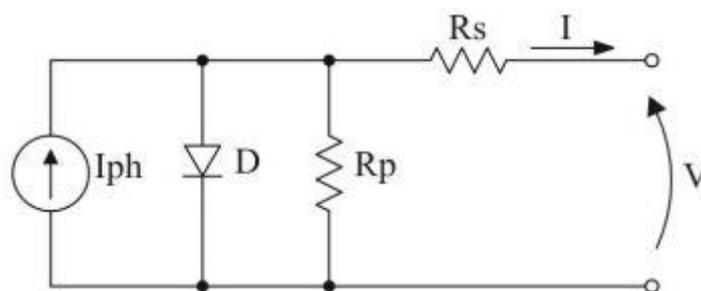


Figura 2: Circuito elétrico equivalente de uma célula solar

Fonte: CASARO; MARTINS, 2008.

Do circuito acima é possível obter um equacionamento básico para análise do PV, que é baseado no trabalho de Casaro e Martins, 2008.

$$I = I_{ph} - I_r \cdot \left[e^{\frac{q \cdot (V + I \cdot R_s)}{\eta \cdot k \cdot T}} - 1 \right] - \frac{V + I \cdot R_s}{R_p} \quad (1)$$

Onde:

V, I – Tensão e corrente nos terminais de saída da célula solar;

I_{ph} - Fotocorrente;

- I_r – Corrente de saturação reversa da célula;
 R_s, R_p – Resistência série e paralela da célula;
 q - Carga do elétron, $1,6 \cdot 10^{-19} C$;
 η – Fator de qualidade da junção p-n;
 k – Constante de Boltzman, $1,38 \cdot 10^{-23} J/K$;
 T – Temperatura ambiente, K;

Os parâmetros I_{ph} e I_r possuem em sua formulação duas variáveis muito importantes que influenciam diretamente no formato da curva $I \times V$, que são a intensidade de irradiação solar, a temperatura ambiente e a temperatura de referência. Seus valores podem ser calculados respectivamente por (2) e (3):

$$I_{ph} = [I_{sc} + \alpha \cdot (T - T_r)] \cdot \frac{P_{sun}}{1000} \quad (2)$$

$$I_r = I_{rr} \cdot \left(\frac{T}{T_r}\right)^3 \cdot e^{\left[\frac{q \cdot E_G}{\eta \cdot k} \cdot \left(\frac{1}{T_r} - \frac{1}{T}\right)\right]} \quad (3)$$

Onde:

- I_{sc} – Corrente de curto circuito por célula;
 α – Coeficiente de temperatura de I_{sc} ;
 T_r – Temperatura de referência, 298K;
 P_{sun} – Intensidade de irradiação solar, W/m^2 ;
 I_{rr} – Corrente de saturação reversa de referência;
 E_G – Energia de banda proibida, 1,1 eV.

Das equações (2) e (3) somente a variável I_{rr} necessita ser calculada, pois todos os outros valores são dados fornecidos pelo fabricante da célula. Desta forma, a célula é operada em circuito aberto de modo a obter o ponto de corte na curva $I \times V$, ou seja, $I = 0$ e $V = V_{oc}$ (Tensão de circuito aberto), e, fazendo $T = T_r$ pode-se obter a equação (4):

$$I_{rr} = \frac{I_{sc} - \frac{V_{oc}}{R_p}}{\frac{q \cdot V_{oc}}{e \eta \cdot k \cdot T_r - 1}} \quad (4)$$

Com a solução da equação (1) é possível obter a curva $I \times V$ de uma célula fotovoltaica, porém não é possível obtê-la de forma algébrica uma vez que o termo I se encontra dos dois lados da igualdade sem possibilidade de se isolar. Para contornar este problema matemático uma solução numérica iterativa pode ser usada para obter o valor de I , mas primeiro a equação (1) deve ser simplificada de modo que esta equação apresente raiz nula quando a corrente real se iguala à corrente I , sendo esta equação apresentada por (5):

$$f(I) = I_{ph} - I - I_r \cdot \left[e^{q \cdot \left(\frac{V+I \cdot R_s}{\eta \cdot k \cdot T} \right)} - 1 \right] - \frac{V - I \cdot R_s}{R_p} \quad (5)$$

A corrente I tem valor inicial nulo e participa de um processo iterativo que aproxima a equação (5) de sua raiz. Este processo pode ser desenvolvido através do método de Newton-Raphson que tem sua formulação matemática expressa por (6):

$$x_{n+1} = x_n - \frac{f(x_n)}{f'(x_n)} \quad (6)$$

Onde n indica a n -ésima iteração do algoritmo e $f'(x_n)$ é a derivada da função f em x_n .

A derivada de (5) é apresentada em (7):

$$f'(I) = -1 - I_r \cdot e^{\frac{q \cdot (V+I \cdot R_s)}{\eta \cdot k \cdot T}} \cdot \frac{q \cdot R_s}{\eta \cdot k \cdot T} - \frac{R_s}{R_p} \quad (7)$$

Depois de obtida as equações (5) e (7) é só substituí-las em (6) para dar início ao processo iterativo que resultará no valor da corrente do PV (I).

2.1.2 Algoritmos de MPPT

Os PVs possuem uma curva não linear entre corrente e tensão que é influenciada pela irradiação solar, pela temperatura e pelos parâmetros construtivos fornecidos pelo fabricante, vide figura 3, onde a figura 3.a mostra curvas com variação da irradiação solar e a figura 3.b apresenta curvas com variação de temperatura do PV. Observando-se ambas figuras verifica-se que há mudança no ponto de máxima potência quando se variam as condições meteorológicas. Neste contexto, surgem os algoritmos de MPPT que consistem exclusivamente em detectar o MPP na curva do PV a uma determinada condição meteorológica, onde cada método possui um índice de FR que indica a quantidade de energia extraída em relação à máxima disponível. Dentre os métodos de MPPT tradicionais destacam-se o método de tensão constante e o método de Perturbação e Observação (P&O) por serem de fácil implementação e gerarem uma excelente resposta (tanto em regime quanto em transitórios), sendo, portanto, o foco de estudo.

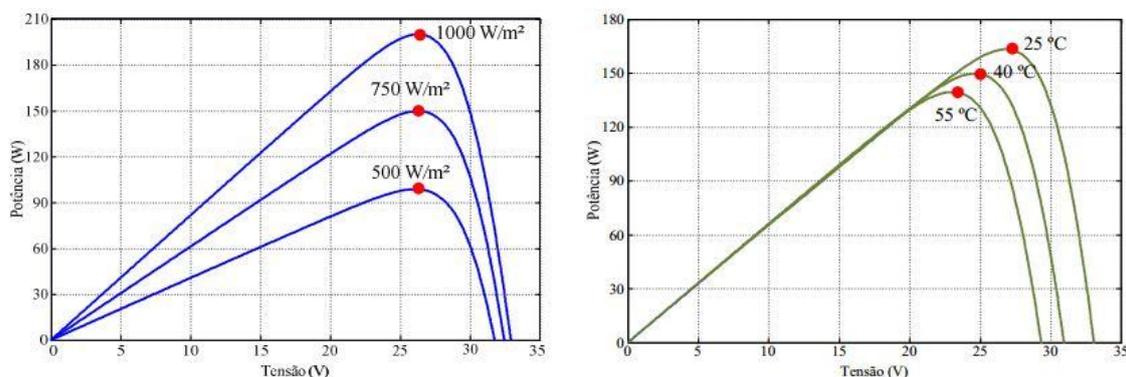


Figura 3: Curvas $P \times V$ do PV para (a) diferentes intensidades de irradiação solar e temperatura 25° e (b) diferentes temperaturas e irradiação solar fixa.

Fonte: BRITO, 2013.

2.1.2.1 Método P&O (*Perturbe & Observe*)

Este método trabalha em ciclos de tempo (passos) aumentando ou diminuindo (perturbando) a tensão nos terminais de saída do PV e comparando (observando) o valor de potência obtido de um ciclo para o outro. Se a potência no ciclo atual aumentou em relação ao ciclo antecedente significa que o ponto de operação está se aproximando do MPP; senão, o ponto de operação está se afastando do MPP. É importante ressaltar que quando o sentido de direção

do MPP é conhecido a alteração no valor de V é realizada a uma taxa constante até que se obtenha a máxima potência do PV, porém o processo não para quando o MPP é atingido e devido a isso gera uma oscilação em torno desse ponto, um dos fatores que diminui sua eficiência. Para ajudar na compreensão deste método um fluxograma pode ser usado, conforme figura 4.

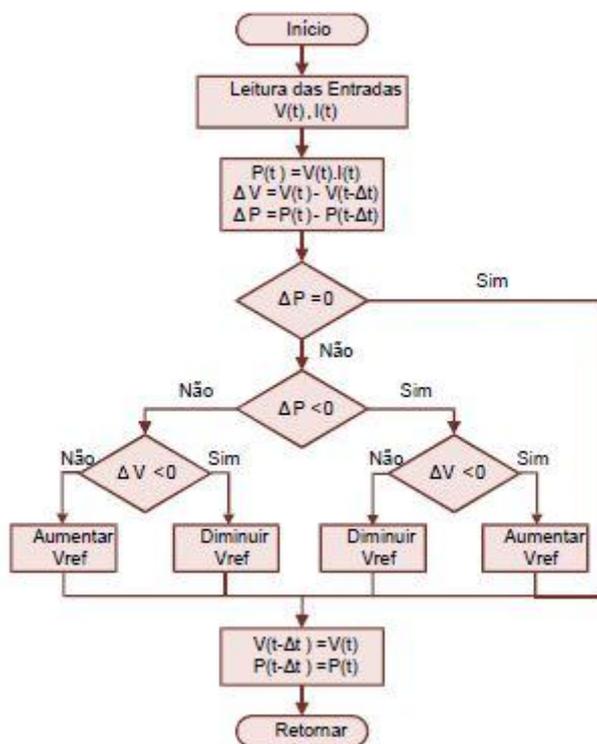


Figura 4: Fluxograma do método P&O, onde ΔV é a variação de tensão e ΔP é a variação de potência.

Fonte: SAMPAIO, 2013.

Este método possui grande eficiência no rastreamento do máximo ponto de potência da curva $P \times V$ e não depende do tipo do painel, porém é desejável uma oscilação mínima, que pode ser conseguida por meio da redução do tamanho do passo, ou seja, diminuindo o valor de incremento e de decremento de tensão, mas acaba tornando maior o tempo para atingir o MPP. No entanto, pode-se otimizar a eficiência deste algoritmo ao se trabalhar com passos variáveis, dependentes da distância do ponto de máxima potência. Além disso, o algoritmo de P&O pode acabar se confundindo caso haja uma mudança brusca nas condições atmosféricas, podendo comprometer a sua eficiência (MOÇAMBIQUE, 2012).

2.1.2.2 Método da condutância incremental (IC)

A condutância incremental se baseia na derivada da potência em relação a tensão (dP/dV) da curva $P \times V$ do painel solar, que é descrita por (8):

$$\frac{dP}{dV} = \frac{d(V \cdot I)}{dV} = I + V \cdot \frac{dI}{dV} \cong I + V \cdot \frac{\Delta I}{\Delta V} = 0 \quad (8)$$

As condições do algoritmo são expressas em (9):

$$\begin{cases} \frac{\Delta I}{\Delta V} = -\frac{I}{V}, & \text{no MPP} \\ \frac{\Delta I}{\Delta V} > -\frac{I}{V}, & \text{à esquerda do MPP} \\ \frac{\Delta I}{\Delta V} < -\frac{I}{V}, & \text{à direita do MPP} \end{cases} \quad (9)$$

Onde:

$\frac{\Delta I}{\Delta V}$ - Condutância incremental;

$\frac{I}{V}$ - Condutância instantânea.

A figura 5 representa graficamente as condições apresentadas em (9) na curva $P \times V$ do painel solar:

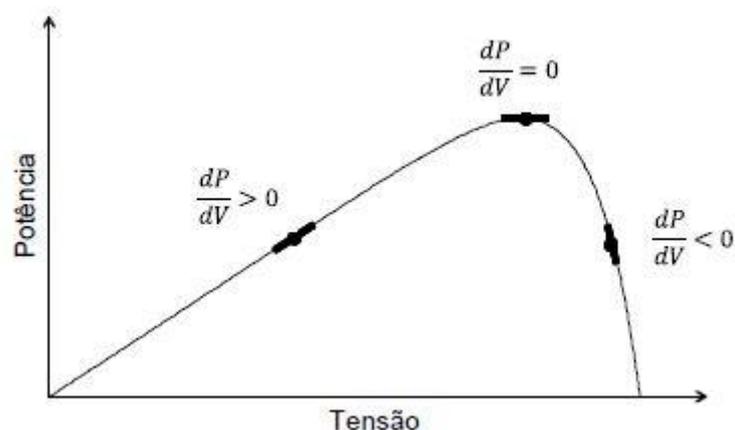


Figura 5: Condições do algoritmo de IC.

Fonte: PRIEB, 2011.

O método de rastreamento do MPP do algoritmo da Condutância Incremental é parecido com o do P&O, possui como entrada os valores de tensão e corrente medidos no terminal de saída do PV, mas não é preciso calcular a potência. E uma vez atingido o MPP cessam-se as perturbações, não ocorrendo oscilações de máxima potência, até que ocorra uma variação (ΔI) significando uma mudança na condição meteorológica e o algoritmo volta a rastrear o MPP da nova curva $P \times V$ do painel solar (MOÇAMBIQUE, 2012). Como a implementação prática deste algoritmo é realizada por processadores digitais uma pequena oscilação em regime permanente será observada. O fluxograma correspondente ao método IC está contido na figura 6.

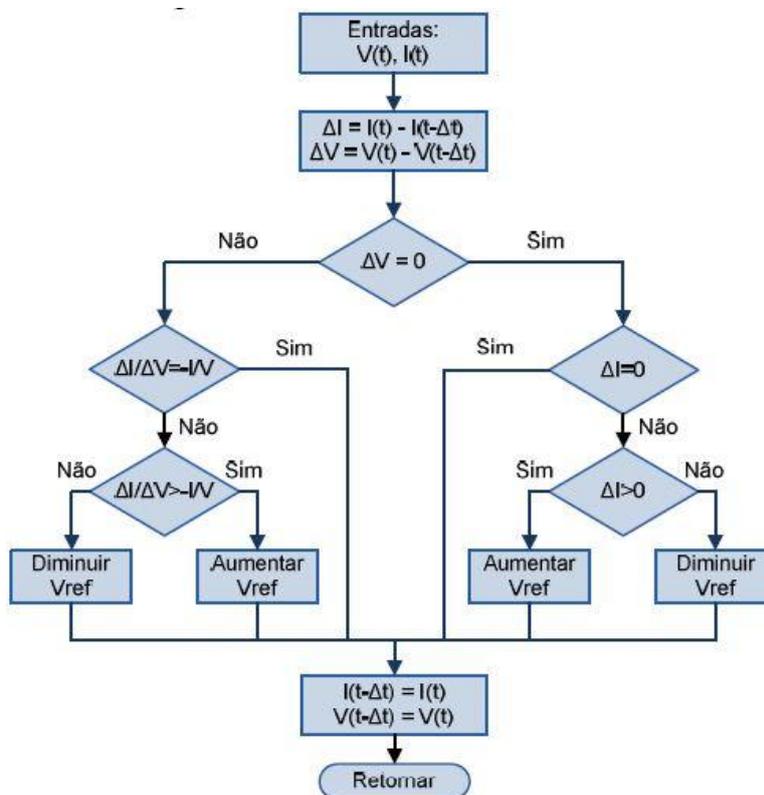


Figura 6: Fluxograma do algoritmo do método IC.

Fonte: BRITO, 2013.

A condição específica de $\Delta V = 0$ ocorre quando há uma mudança somente na irradiação solar sobre o PV, então nesse caso a variação de corrente (ΔI) será analisada para a tomada de ação.

2.1.2.3 Método de Tensão Constante (VCte)

O método da tensão constante possui fácil implementação, porém é necessário o conhecimento prévio do valor da tensão de circuito aberto (V_{oc}) dos painéis fotovoltaicos, que é fornecido pelo fabricante e corresponde a máxima tensão obtida nos terminais de saída dos PVs sem carga ($I = 0$) e submetidos a condições meteorológicas padronizadas de teste (*Standart Test Conditions* - STC). Além disso, o valor de tensão no máximo ponto de potência (V_{MPP}) é obtido de forma empírica, situando-se entre 70% a 80% de V_{oc} do painel fotovoltaico (BRITO, 2013). A figura 7 contém o diagrama de blocos do método de tensão constante.

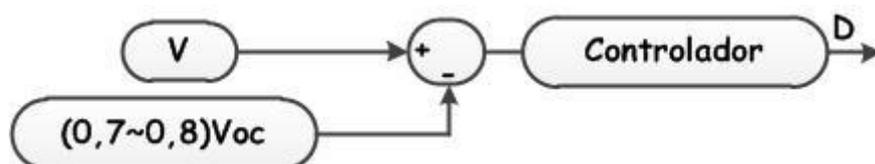


Figura 7: Diagrama de blocos do método VCte.

Fonte: Autoria própria.

Para a implementação, este sistema necessita somente de um sensor de tensão posicionado nos terminais de saída do PV, um subtrator para calcular o erro entre V_{MPP} e a tensão medida pelo sensor, além de um controlador para gerar a razão cíclica.

Portanto, este método garante que a tensão fornecida pelos PVs (V) seja praticamente constante independente das condições meteorológicas nas quais estes estão submetidos. Quando há alteração no valor de irradiação solar o V_{MPP} permanece constante e somente I_{MPP} se altera, conforme figura 3, nesse caso o V_{MPP} e V se coincidem. Entretanto, quando há alteração no valor de temperatura, I_{MPP} permanece constante e V_{MPP} se altera, no passo que V continua constante, ou seja, o PV está operando próximo ao MPP e não mais exatamente. Desta forma, recomenda-se a utilização deste método somente em locais de pouca variação de temperatura ou em combinação com outros algoritmos de MPPT.

2.2 INJEÇÃO DE POTÊNCIAS ATIVA E REATIVA NA RDEE

A figura 8 apresenta um modelo simplificado de um sistema de transmissão de energia elétrica, que apresenta duas fontes de tensão com uma impedância de conexão entre as fontes, com destaque para dois terminais, o terminal do transmissor (V_t) e o terminal do receptor (V_r).

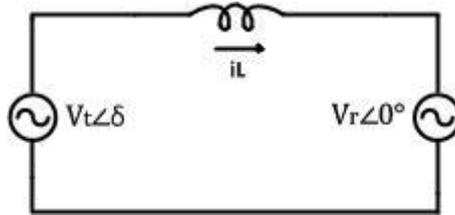


Figura 8: Modelo simplificado de um sistema transmissor de energia.

Fonte: Autoria própria.

A partir da figura 8 é possível obter o equacionamento de potência transferida ao receptor:

$$S_r = \hat{V}_r \cdot (\hat{I}_L)^* \quad (10)$$

$$S_r = \hat{V}_r \cdot \left(\frac{\hat{V}_t - \hat{V}_r}{jX_L} \right)^* \quad (11)$$

Onde:

$$\hat{V}_r = V_r$$

$$\hat{V}_t = V_t e^{j\delta} = V_t (\cos \delta + j \sin \delta)$$

Desta forma obtém-se a potência aparente transferida ao receptor, considerando o receptor como a RDEE (V_g) e o transmissor como a tensão de saída de um estágio inversor (V_c):

$$S_r = \frac{V_g V_c \sin \delta}{X_L} + j \left(\frac{V_g V_c \cos \delta}{X_L} - \frac{V_g^2}{X_L} \right) \quad (12)$$

A equação (10) também pode ser reescrita como (13) de modo a obter as potências ativa (P_r) e reativa (Q_r) transferidas.

$$S_r = P_r + jQ_r \quad (13)$$

Comparando os termos da equação (12) com a equação (13), obtém-se (14) e (15).

$$P_r = \frac{V_g V_c \sin \delta}{X_L} \quad (14)$$

$$Q_r = \frac{V_g V_c \cos \delta}{X_L} - \frac{V_g^2}{X_L} \quad (15)$$

As equações (14) e (15) podem ainda ser simplificadas quando submetidos a pequenas defasagens δ .

$$P_r = \frac{V_g V_c \cdot \delta}{X_L} \quad (16)$$

$$Q_r = \frac{V_g V_c}{X_L} - \frac{V_g^2}{X_L} \quad (17)$$

Sabendo que para valores pequenos de δ :

$$\sin \delta \cong \delta$$

$$\cos \delta \cong 1$$

Observando a equação (16) nota-se que a potência ativa transferida depende diretamente do ângulo de defasagem δ , e que mesmo para uma pequena defasagem é possível obter altos valores de transferência de potência. Já a equação (17) independe da defasagem e para a transferência de potência reativa do terminal transmissor para o terminal receptor necessariamente $V_c > V_g$, caso contrário será drenado energia do terminal receptor, isto para pequenos valores de ângulo de defasagem δ .

2.3 MICROREDES

Uma microrede utiliza-se de um sistema de GD para fornecer energia para cargas acopladas em uma rede local e/ou operar em paralelo com a RDEE convencional por meio da conexão a um ponto de acoplamento comum (PCC) com a concessionária local (XAVIER, 2011). A grande maioria dos aparelhos consumidores de energia elétrica opera em nível de corrente alternada (CA); no entanto as fontes alternativas e renováveis de energia elétrica fornecem energia em nível CC ou CA com amplitude e frequências incompatíveis e, portanto devem receber um tratamento para adequação do sinal elétrico para que seja possível o consumo desta energia. A seguir serão apresentadas duas formas possíveis de conexão da GD com a RDEE convencional.

2.3.1 Microrede com barramento CC

Nesta topologia obtém-se uma microrede CC, ou seja, a energia gerada pelas fontes alternativas é interligada em um barramento CC comum e a posterior conexão com a RDEE é feito por intermédio de um conversor CC/CA. Desta forma, as fontes alternativas que geram energia CA devem antes ser conectadas à retificadores e posteriormente utiliza-se um conversor CC-CC para adequar o nível de tensão de todas as fontes para o nível de tensão do barramento CC, além de ser o responsável por realizar o MPPT para extração da máxima potência. A figura 9 contém a representação de uma microrede CC.

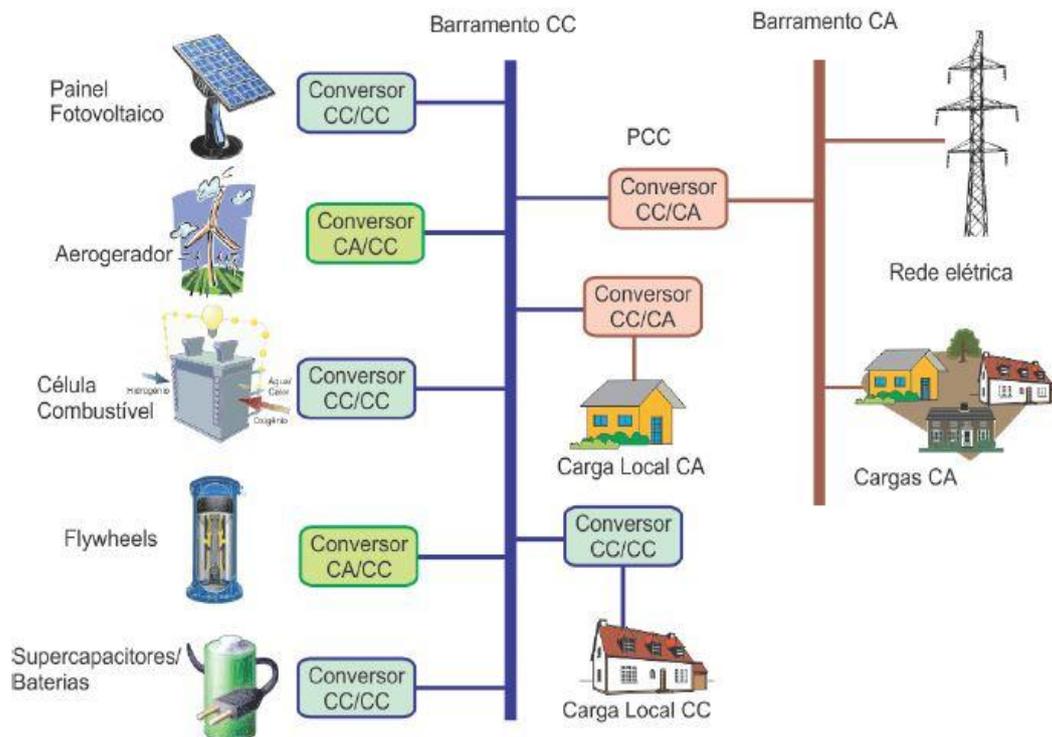


Figura 9: Exemplo de uma Microrede CC em conexão com a RDEE.

Fonte: SAMPAIO, 2013.

O uso desta microrede se torna vantajosa, pois não há fluxo de potência reativa no barramento CC reduzindo as perdas, e também o controle da injeção de potência na RDEE é relativamente mais fácil de ser realizado, com a saída do inversor respeitando as equações (14) e (15) para tal tarefa (SAMPAIO, 2013).

2.3.2 Microrede com barramento CA em alta frequência

Nesta microrede utiliza-se um barramento CA operando em alta frequência para receber a energia provinda das fontes alternativas e posteriormente utiliza-se um conversor CA-CA para interligar este sistema no barramento CA de baixa frequência da RDEE.

Uma das maiores vantagens no uso desta topologia são a redução dos volumes dos núcleos magnéticos de transformadores, reatores e filtros. Porém dependendo da frequência no qual o barramento está operando podem surgir efeitos não desejados nos cabos, indutores e transformadores, como maiores perdas devido ao aumento na reatância indutiva, ruído, interferência

eletromagnética, entre outros (SAMPAIO, 2013). A figura 10 contém a representação de uma microrede CA em alta frequência.

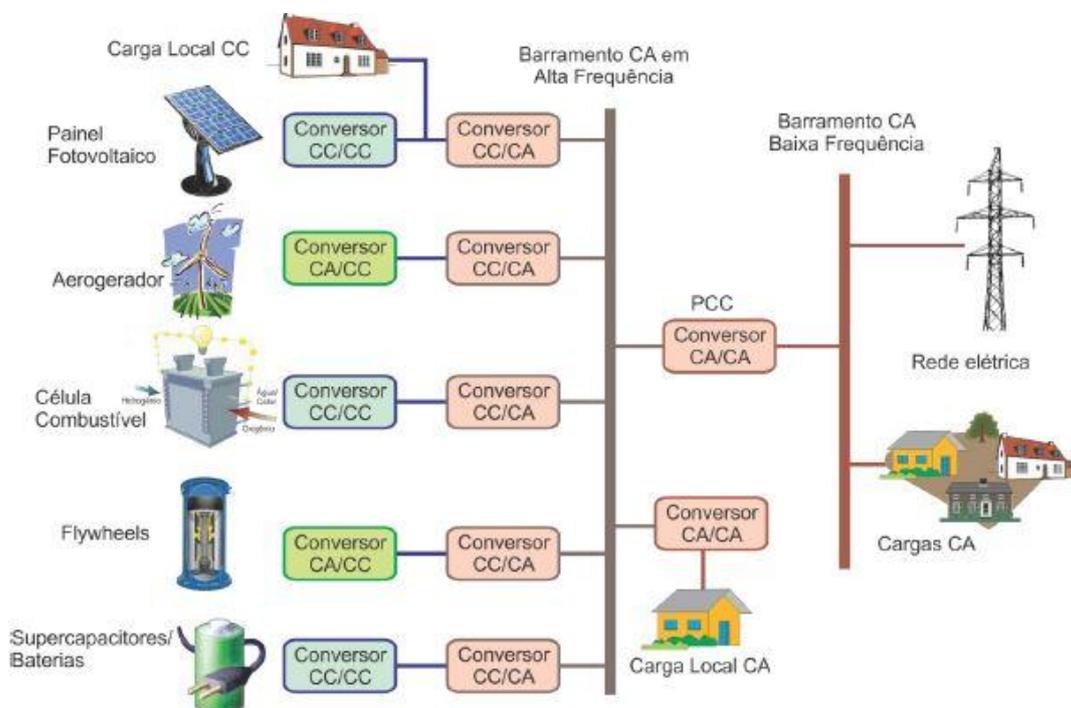


Figura 10: Exemplo de uma microrede CA operando em alta frequência.

Fonte: SAMPAIO, 2013.

2.4 CONVERSORES ESTÁTICOS DE POTÊNCIA

Segundo HART (2012) conversores estáticos de potência são circuitos eletrônicos chaveados que apresentam uma saída (tensão e corrente) em função de alterações nas características da tensão de entrada, onde o transistor é usado como chave operando nas regiões de saturação (condução) e corte (bloqueio) e o responsável pelo tempo de condução do transistor é a razão-cíclica ou ciclo de trabalho, sendo representado pela letra D. Existem quatro tipos genéricos de conversores estáticos de potência em relação à sua função, os conversores CC-CC que são alimentados por uma fonte CC e regulam a tensão CC de saída, os conversores CA-CA que recebem tensão CA e alteram sua amplitude e frequência para os valores desejados, os conversores CC-CA, também chamados de inversores de tensão, que convertem uma tensão contínua em alternada, e os conversores CA-CC, também conhecidos como retificadores, que fazem a conversão da tensão

alternada em contínua. Para realizar a extração de energia das fontes alternativas são utilizados na grande maioria das vezes conversores CC-CC do tipo elevador, e, para a injeção de energia na rede são utilizados os inversores do tipo fonte de tensão (VSI).

2.4.1 Conversor CC-CC *Boost*

Basicamente o conversor CC-CC *Boost* possui a função de elevar a tensão CC de entrada através do controle da razão cíclica D . Este conversor possui em sua topologia elementos passivos (indutor e capacitor) bem como o transistor que é chaveado em elevada frequência, resultando numa diminuição no volume dos elementos passivos. O circuito equivalente do conversor CC-CC *Boost* está representado na figura 11.

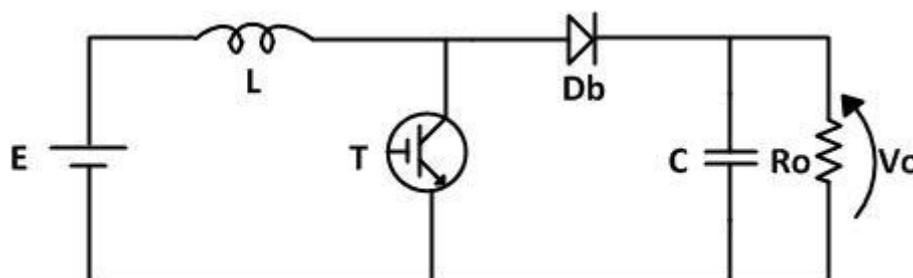


Figura 11: Circuito elétrico equivalente do conversor CC-CC *Boost*.

Fonte: Autoria própria.

O funcionamento do conversor *Boost* em modo de condução contínua (MCC) pode ser analisado em duas etapas com relação à condução do transistor (T) e do diodo (D_b) (MELLO, 2011):

1ª Etapa (T em condução e D_b bloqueado): Nesta etapa o indutor é carregado diretamente por E , e considerando que a tensão de saída V_o é maior do que E , o diodo fica inversamente polarizado não conduzindo corrente para alimentar a carga R_o . O tempo de condução t_{on} do transistor é DT_s , onde T_s é o período de chaveamento e D varia de 0 à 1. Nesta etapa o capacitor alimenta sozinho a carga.

2ª Etapa (T bloqueado e D_b em condução): Neste momento o transistor é bloqueado e o diodo conduz a corrente do indutor para carregar o capacitor e alimentar a carga. Quando T volta a conduzir a energia

armazenada no capacitor é enviada para a carga R_o . O termo MCC indica que a corrente no indutor não vai a zero durante sua descarga, pois o transistor (T) conduz antes que isso ocorra e o indutor começa a se carregar novamente. O transistor fica bloqueado durante o tempo t_{off} que vale $(1 - D)T_s$.

A seguir encontram-se as principais equações que regem a análise matemática do conversor CC-CC *Boost* (BARBI, 2008).

Na condução de T a tensão no indutor (V_L) é igual a E , e na condução de D_b a tensão sobre o indutor vale $E - V_o$. Sabendo que a tensão média no indutor é zero e considerando os tempos de condução de T e D_b , obtém-se o ganho estático do conversor, equação (18), que representa a relação entre a tensão de saída pela tensão de entrada.

$$\frac{V_o}{E} = \frac{1}{1-D} \quad (18)$$

Considerando um sistema sem perdas, ou seja, a potência de entrada é igual à de saída ($P_{in} = P_{out}$) e sabendo que o indutor se carrega com a corrente média de entrada, é possível obter a corrente média no indutor através da equação (19):

$$\bar{I}_L = \frac{E}{R_o} \cdot \frac{1}{(1-D)^2} \quad (19)$$

O ripple de corrente no indutor é dado pela equação (20):

$$\Delta I = \frac{E \cdot D}{f_s \cdot L} \quad (20)$$

Onde $f_s = \frac{1}{T_s}$ representando a frequência de chaveamento.

O capacitor de saída do conversor apresenta certo valor de ondulação de tensão que pode ser calculada através da equação (21):

$$\Delta V_c = \Delta V_o = \frac{I_o \cdot D}{f_s \cdot C} \quad (21)$$

Onde I_o é a corrente média da carga.

Observa-se que quanto maior for o valor da capacitância menor será a ondulação de tensão na saída, ou seja, V_o será aproximadamente constante.

Os valores de indutância e de capacitância podem ser calculados, conforme (22) e (23) isolando os termos L e C nas equações (20) e (21), respectivamente:

$$L = \frac{E \cdot D}{\Delta I \cdot f_s} \quad (22)$$

$$C = \frac{I_o \cdot D}{f_s \cdot \Delta V_c} \quad (23)$$

2.4.2 VSI monofásico em ponte completa com filtro LCL

O inversor fonte de tensão (*Voltage Source Inverter*) possui a função de converter uma forma de onda de tensão CC em uma forma de onda de tensão CA quadrada, no qual uma forma de onda mais próxima possível de uma senóide com amplitude e frequência desejadas pode ser obtida após filtragem. Considerando aplicações monofásicas, este ainda pode ser classificado de acordo com o número de chaves que realizam o chaveamento, onde a topologia com um par de chaves recebe o nome de Meia Ponte (tensão na carga com metade da tensão do barramento CC) e Ponte Completa (tensão na carga igual à tensão do barramento CC) que opera com dois pares de chaves. É importante salientar que as chaves de cada braço dos inversores Meia Ponte e Ponte Completa devem operar de maneira complementar, caso contrário será causado um curto-circuito no barramento CC (HART, 2012).

Como apresentado na introdução, será utilizado um VSI monofásico em ponte completa operando com modulação PWM unipolar com um filtro LCL acoplado em sua saída, possuindo a função de filtrar o conteúdo harmônico das formas de onda e realizar a conexão com a RDEE. A figura 12 apresenta o VSI monofásico em ponte completa com filtro LCL.

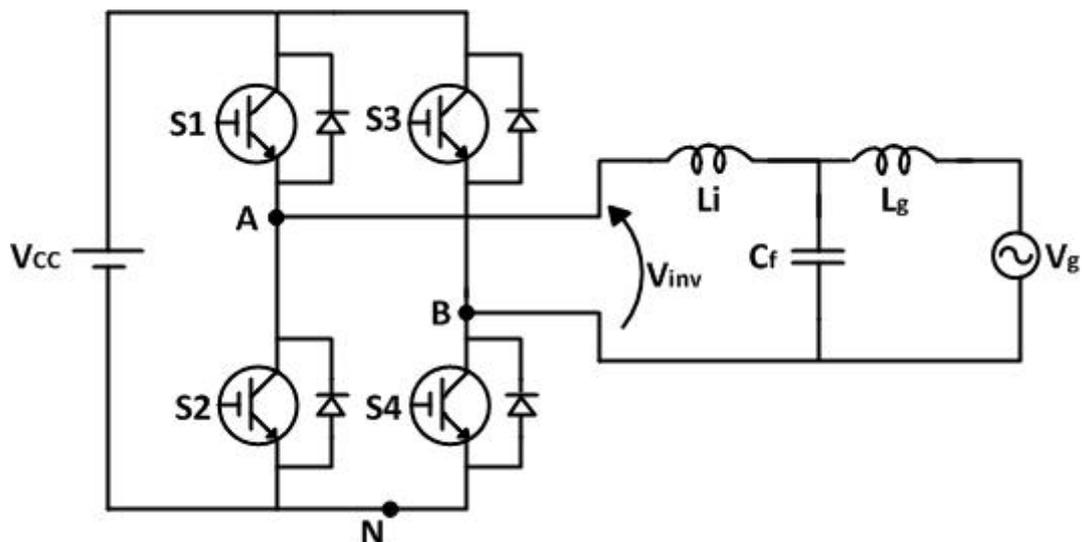


Figura 12: VSI monofásico em ponte completa com filtro LCL.

Fonte: SAMPAIO, 2013.

Os diodos na figura 12 são necessários para prover continuidade no fluxo de corrente nas cargas indutivas, caso contrário as chaves serão danificadas. Para os semicondutores usuais de eletrônica de potência, os MOSFETS possuem os diodos intrínsecos e os IGBTs os diodos encapsulados.

2.4.2.1 Modulação PWM senoidal à três níveis

A modulação PWM unipolar, também chamada de senoidal à três níveis devido a saída assumir valor de tensão positivo, negativo e zero, é obtida comparando duas ondas senoidais de referência defasadas em 180° uma da outra com uma onda triangular de alta frequência, chamada de portadora.

A largura do pulso de saída é determinada através da comparação entre as amplitudes das ondas de referência e portadora, e a tensão de saída do VSI (V_{inv}) é obtida após a subtração de V_{AN} e V_{BN} , conforme figura 13. É importante ressaltar que a relação da amplitude de cada senóide de referência com a amplitude da portadora, denominada índice de modulação em amplitude (m_a), idealmente não deve ultrapassar a unidade para que não haja períodos longos de condução das chaves, de acordo com a figura 14, que dificultam a filtragem na saída devido à sobremodulação. Além disso, a frequência da portadora deve ser no mínimo dez vezes maior que a frequência dos sinais de

referência para que seja possível obter uma boa representação destes na saída do inversor após filtragem (POMILIO, 2014).

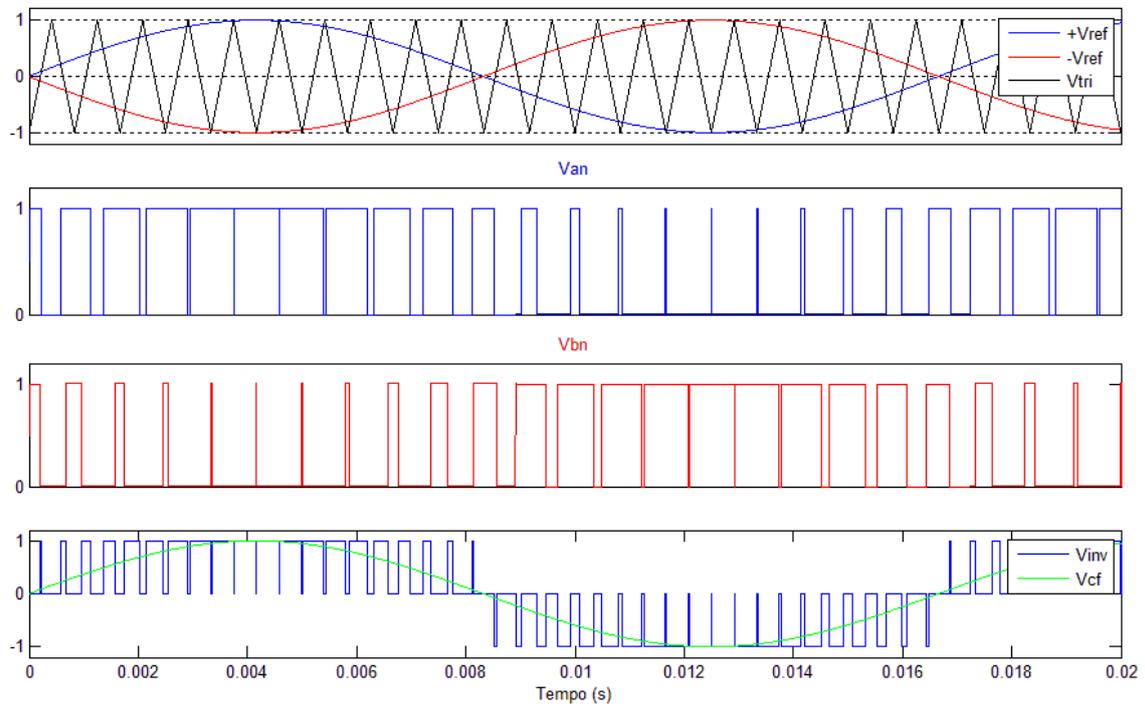


Figura 13: Modulação PWM unipolar.

Fonte: Autoria própria.

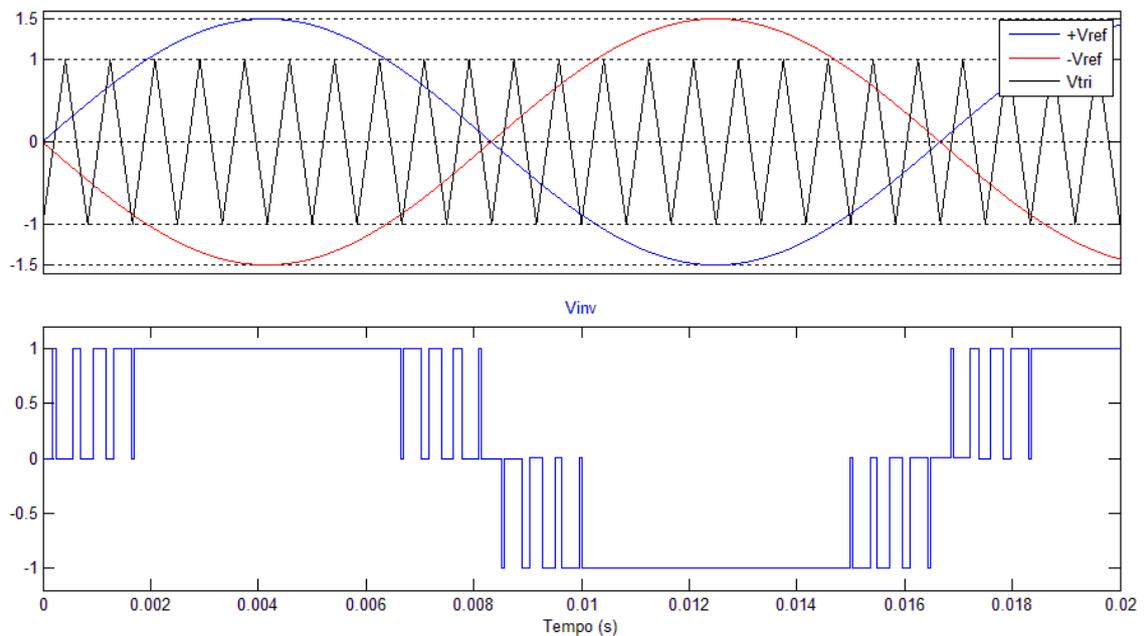


Figura 14: Sobremodulação com $m_a = 1,5$.

Fonte: Autoria própria.

Portanto, a utilização desta modulação provê uma resposta nas formas de onda do inversor com componentes harmônicas iguais ao dobro da frequência de chaveamento, o que proporciona uma facilidade maior na filtragem desta tensão (BATSCHAUER, 2012).

2.4.2.2 Filtro LCL

O filtro de saída tem como objetivo eliminar o conteúdo harmônico de alta frequência gerado pela modulação do VSI, de modo a obter uma tensão senoidal no capacitor de filtro, e realizar a conexão com a rede em aplicações não isoladas. O filtro LCL pode ser utilizado para tal função, no qual L_i e C_f são responsáveis por realizar a filtragem e o L_g pela conexão com a RDEE. Os elementos de filtragem podem ser projetados considerando a potência ativa drenada por uma carga equivalente, conforme figura 13.

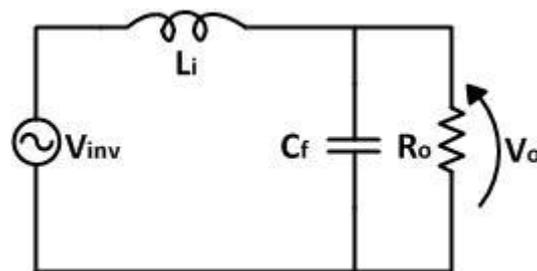


Figura 15: Filtro LC de saída com carga resistiva.

Fonte: Autoria própria.

A função de transferência do filtro de segunda ordem acima é obtida através da razão entre a tensão no resistor R_o (V_o) e a tensão de saída do inversor (V_{inv}), ambas modeladas no domínio de Laplace, de acordo com a equação (24).

$$\frac{V_o(s)}{V_{inv}(s)} = \frac{\omega_c^2}{s^2 + 2\xi\omega_c s + \omega_c^2} \quad (24)$$

Onde:

$$\omega_c = \frac{1}{\sqrt{L_i C_f}} \text{ - Frequência de corte em rad/s.}$$

$$\xi = \frac{1}{2R_o} \sqrt{\frac{L_i}{C_f}} \text{ - Coeficiente de amortecimento.}$$

Como regra prática ω_c deve ser uma década abaixo da frequência de chaveamento de modo a garantir a filtragem na frequência desejada, ou seja, $F_c = 0,1F_s$. Além disso, deve-se considerar $\xi > 0,707$ para evitar sobretensões em V_o e $\xi < 1$ para evitar deslocamento de fase na frequência fundamental (SEREDNICKI et al., 2007).

Desta forma, as equações (25) e (26) podem ser utilizadas para obtenção de C_f e L_i respectivamente.

$$C_f = \frac{1}{2R_o\xi\omega_c} \quad (25)$$

$$L_i = \frac{1}{\omega_c^2 C_f} \quad (26)$$

O indutor de conexão L_g , equação (27), é obtido através da equação (14), para um dado valor de delta (δ).

$$L_g = \frac{V_g V_c \sin \delta}{2\pi f_g P_r} \quad (27)$$

Alternativamente, os valores dos elementos passivos do filtro LCL podem ser obtidos através dos limites de frequência de corte estabelecidos. Desta forma, a frequência de corte do filtro LCL, equação 2.4.2.2, deve ser pelo menos dez vezes superior a frequência da rede elétrica ($f_g = 60Hz$) e metade da frequência de chaveamento ($f_s = 20kHz$), ou seja, $600Hz < f_{LCL} < 10kHz$ (SAMPAIO, 2013).

$$f_{LCL} = \frac{1}{2\pi} \sqrt{\frac{L_i + L_g}{L_i C_f L_g}} \quad (2.4.2.2)$$

2.5 SISTEMA DE CONTROLE

Na década de 40, métodos de resposta em frequência, em especial com base nos diagramas de bode, possibilitaram o projeto de sistemas de controle linear que conseguem satisfazer os desempenhos desejados. Na transição da década de 40 para 50, o método de lugar das raízes foi desenvolvido, no qual

provem uma representação gráfica das raízes da equação característica para todos os valores de um parâmetro do sistema, assim é possível visualizar os efeitos provocados pela variação do valor do ganho e da adição de pólos de malha aberta e/ou zeros de malha aberta sobre a localização dos pólos de malha fechada. Tanto o método de resposta em frequência quanto o lugar das raízes formam a base do controle clássico (OGATA, 2003).

Desta forma, é proposto um sistema de controle em malha fechada do tipo multimalha, com o intuito de se obter a injeção de potências ativa e reativa desejadas na RDEE, gerando os sinais de referência para as tensões e correntes. Para isso, optou-se por utilizar as técnicas de controle clássico aliadas à resposta em frequência no projeto dos controladores, justamente pela facilidade na modelagem matemática e uma boa resposta provinda destes. Este sistema de controle conta com três malhas: Potência (ativa e reativa), tensão (V_{cf}) e corrente (i_L).

Além disso, é possível a inserção de perdas no filtro LCL (resistores R_i e R_g em série com os indutores L_i e L_g , respectivamente), que podem ser visualizadas na figura 16, com o propósito de reduzir as idealidades. Desta forma, as equações referentes às plantas da malha de potência, equações (37) e (39), a equação de transferência da malha de tensão, equação (36), e malha de corrente, equação (34), podem ser obtidas através das equações gerais do filtro LCL não ideal, dadas por (28), (29) e (30).

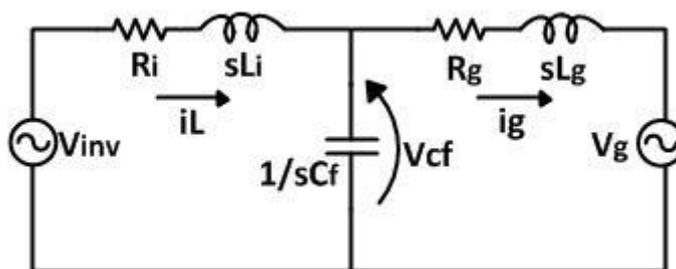


Figura 16: Filtro LCL não ideal.

Fonte: Autoria própria.

$$i_L = \frac{V_{inv} - V_{cf}}{sL_i + R_i} \quad (28)$$

$$i_g = \frac{V_{cf} - V_g}{sL_g + R_g} \quad (29)$$

$$V_{cf} = \frac{i_L - i_g}{SC_f} \quad (30)$$

$$V_{inv} = D \cdot V_{cc} \quad (31)$$

A figura 17 contém a representação da malha de potência e a figura 18 da malha de tensão e da malha de corrente. As duas imagens formam uma representação do sistema de controle por diagrama de blocos e tem a indicação dos sinais gerados e recebidos pelas malhas de controle, possibilitando uma visão geral do controle do sistema.

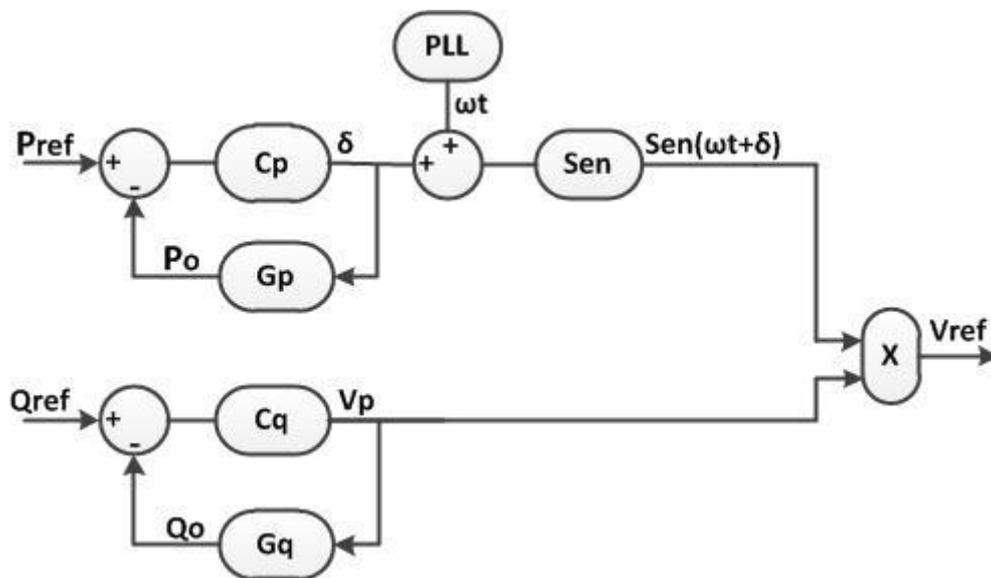


Figura 17: Diagrama de blocos da malha de potência.

Fonte: Autoria própria.

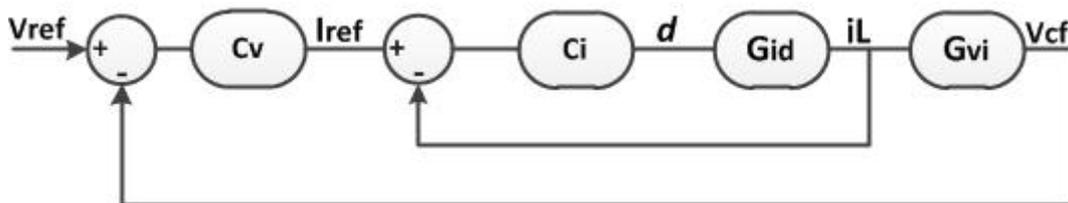


Figura 18: Diagrama de blocos da malha de corrente e da malha de tensão.

Fonte: Autoria própria.

2.5.1 Projeto da malha de corrente

A malha de corrente é responsável por gerar a modulante d para posterior obtenção dos pulsos de gate das chaves do VSI. O controlador de corrente $C_i(s)$ recebe o sinal de referência do controlador de tensão $C_v(s)$ subtraído da corrente medida em i_L e envia um sinal de controle contendo d para a planta da malha de corrente, equação (34), para obtenção da corrente i_L de saída, de acordo com a figura 18. É importante ressaltar que a malha de corrente, por ser interna, deve ser a que possui maior frequência de cruzamento de ganho.

A função de transferência da planta da malha de corrente é obtida através da equação (32):

$$i_L = \frac{dV_{cc} - V_{cf}}{sL_i + R_i} \quad (32)$$

Substituindo a equação (30) na equação (32):

$$i_L = \frac{dV_{cc} - \left(\frac{i_L - i_g}{sC_f}\right)}{sL_i + R_i} \quad (33)$$

Considerando uma corrente de rede i_g nula e simplificando a equação (33), obtém-se a função de transferência da planta da malha de corrente, de acordo com a equação (34):

$$G_{id}(s) = \frac{i_L}{d} = \frac{sC_f V_{cc}}{s^2 C_f L_i + s C_f R_i + 1} \quad (34)$$

2.5.2 Projeto da malha de tensão

A malha de tensão é responsável por gerar a corrente de referência destinada à malha de corrente. O controlador de tensão $C_v(s)$ recebe um sinal de erro, gerado pela subtração do sinal de tensão de referência da malha de potência com a tensão lida em C_f . A planta da malha de tensão, equação (36), recebe como entrada i_L e gera como saída V_{cf} . A figura 18 contém a representação gráfica das informações acima descritas. Esta malha opera em

menor velocidade em relação à malha de corrente, de modo a não influenciar em sua resposta.

A função de transferência da planta da malha de tensão é obtida com base na equação (30).

Substituindo a equação (30) na equação (29), considerando V_g nulo e realizando as devidas operações matemáticas, obtém-se a equação (35):

$$i_g = \frac{i_L}{s^2 C L_g + s C R_g + 1} \quad (35)$$

Substituindo a equação (35) na equação (30) tem-se como resultado a função de transferência da planta da malha de tensão, correspondente a equação (36):

$$G_{vi}(s) = \frac{V_{cf}}{i_L} = \frac{s L_g + R_g}{s^2 C_f L_g + s C_f R_g + 1} \quad (36)$$

2.5.3 Projeto da malha de potências ativa e reativa

A malha de potência ativa é encarregada de obter o ângulo de defasagem δ utilizado na transferência de potência ativa, conforme equação (16). O controlador de potência ativa $C_p(s)$ recebe o sinal de erro obtido através da diferença do valor de referência e o valor lido, e gera um sinal de controle contendo δ que é somado com a frequência angular da rede em função do tempo (ωt), fornecida pelo PLL (*Phase Locked Loop*), compondo o argumento da função senoidal, ou seja, $\sin(\omega t + \delta)$. A planta de potência ativa recebe δ e gera a potência ativa que será realimentada, sua função de transferência, equação (37), é obtida derivando a equação (16) em função de δ .

$$G_{p\delta} = \frac{P}{\delta} = \frac{V_c V_g}{2\pi f_g L_g} \quad (37)$$

Já a malha de potência reativa fica encarregada de gerar o valor da tensão de pico V_p que será multiplicada com a senóide que contém as informações da malha de potência ativa, de modo a gerar a tensão de

referência que será usada pela malha de tensão. A planta de potência reativa recebe V_p e gera a potência reativa que será realimentada, sua função de transferência, equação (39), é obtida considerando o segundo termo da equação (17) nulo e derivando a expressão restante em função de V_c .

$$V_{ref} = V_p \text{sen}(\omega t + \delta) \quad (38)$$

$$G_{Qv} = \frac{Q}{V_p} = \frac{V_g}{2\pi f_g L_g} \quad (39)$$

3. RESULTADOS DE SIMULAÇÃO

No presente trabalho foram desenvolvidas as topologias dos sistemas de GD de estágio único e dois estágios com seus respectivos sistema de controle, ambos conectados a rede de distribuição, utilizando um VSI monofásico com filtro LCL para a conversão da tensão presente no barramento CC em CA, filtrar o conteúdo harmônico e realizar a conexão com a RDEE. Os resultados foram obtidos exclusivamente via MatLab/Simulink®.

3.1 Modelo de simulação dos Painéis Fotovoltaicos

O modelo de simulação dos painéis fotovoltaicos bem como sua programação foi baseado no trabalho de Casaro e Martins, 2008. A figura 19 contém o modelo do arranjo fotovoltaico implementado no ambiente Simulink® utilizado nos sistemas de GD.

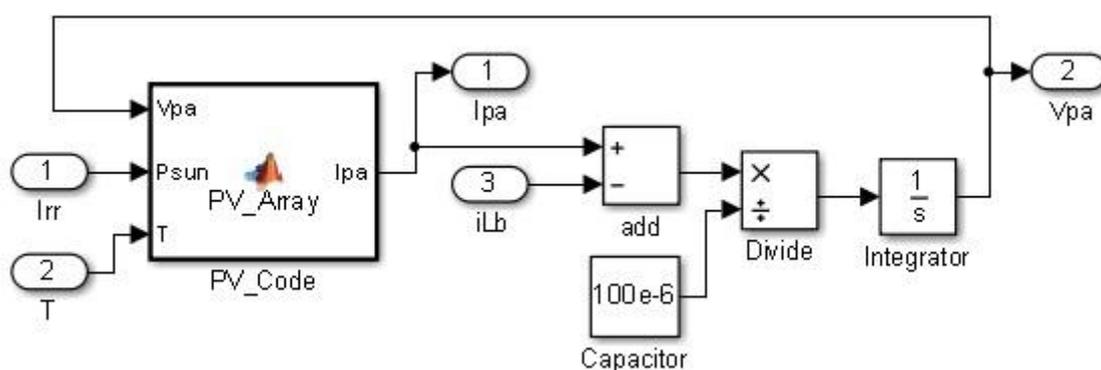


Figura 19: Modelo do arranjo fotovoltaico implementado no simulink.

Fonte: Autoria própria.

Neste caso a tensão de saída do arranjo (V_{pa}) é calculada considerando a tensão sobre o capacitor de entrada do PV (capacitor de desacoplamento). Ainda, o sistema de estágio único necessita de um número maior de PVs em série comparado ao sistema de dois estágios, devido à ausência do estágio elevador. O bloco PV_code contém a programação que possui os parâmetros adotados na simulação de cada painel bem como a modelagem matemática para obtenção dos valores de saída, conforme figura 20.

```

1  function Ipa = PV_Array(Vpa, Psun, T)
2
3  %AJUSTE DA CARACTERÍSTICA I-V
4  Rs = 0.005; %Resistência série célula solar
5  Rp = 7; %Resistência paralela célula solar
6  Ms = 10; %Número de PV em série
7  Mp = 2; %Número de PV em paralelo
8
9  %DADOS DE CATÁLOGO
10 Ns = 54; %Número de células solares por PV
11 Voc = 32.9/Ns; %Tensão de circuito aberto por célula
12 Isc = 8.21; %Corrente de curto circuito
13 a = 3.18e-3; %Coeficiente de temperatura de Isc
14
15 %CONSTANTES
16 n = 1.2; %Fator de qualidade da junção p-n
17 k = 1.38e-23; %Constante de Boltzman
18 q = 1.60e-19; %Carga do elétron 1,6e-19C
19 EG = 1.1; %Energia de banda proibida 1,1eV
20 Tr = 273 + 25; %Temperatura de referência
21
22 %CÁLCULOS
23 T = 273 + T; %Temperatura ambiente
24 Vt = n*k*T/q; %Tensão equivalente da temperatura
25 V = Vpa/Ns/Ms; %Tensão de um PV
26 Iph = (Isc+a*(T-Tr))*Psun/1000; %Fotocorrente
27 Irr = (Isc-Voc/Rp)/(exp(q*Voc/n/k/Tr)-1); %Corrente de saturação reversa de referência
28 Ir = Irr*(T/Tr)^3*exp(q*EG/n/k*(1/Tr-1/T)); %Corrente de saturação reversa por célula
29 I = 0;
30 for j=1:5;
31 I = I-(Iph-I-Ir*(exp((V+I*Rs)/Vt)-1)-(V+I*Rs)...
32 /Rp)/(-1-Ir*exp((V+I*Rs)/Vt)*Rs/Vt-Rs/Rp); %Corrente de um PV
33 end
34 if I<0 I=0;
35 end
36 Ipa = I*Mp; %Corrente de saída do arranjo fotovoltaico

```

Figura 20: Programação do arranjo fotovoltaico do sistema de GD de estágio único.

Fonte: Baseado em Casaro e Martins, 2008.

Portanto, foi considerado um arranjo fotovoltaico com dez PVs em série e dois em paralelo para o sistema de GD de estágio único e quatro PVs em série com cinco em paralelo para o sistema de GD de dois estágios, de modo a obter os mesmos MPPs nas curvas características. Desta forma, é possível a obtenção da curva $P_{pa} \times V_{pa}$ dos arranjos fotovoltaicos de ambos os sistemas de

GD para diversas condições meteorológicas. Estas curvas são apresentadas na figura 21 e 22, respectivamente.

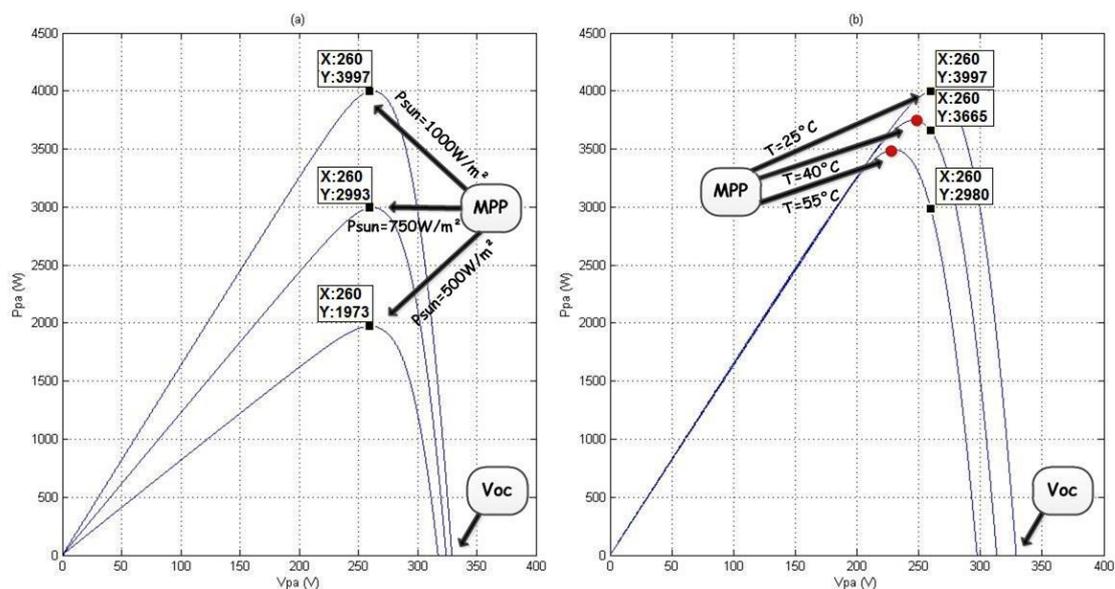


Figura 21: Curvas características do arranjo fotovoltaico do sistema de GD de único estágio. (a) Curva $P_{pa} \times V_{pa}$ com $T = 25^\circ\text{C}$. (b) Curva $P_{pa} \times V_{pa}$ com $P_{sun} = 1000\text{ W/m}^2$

Fonte: Autoria própria.

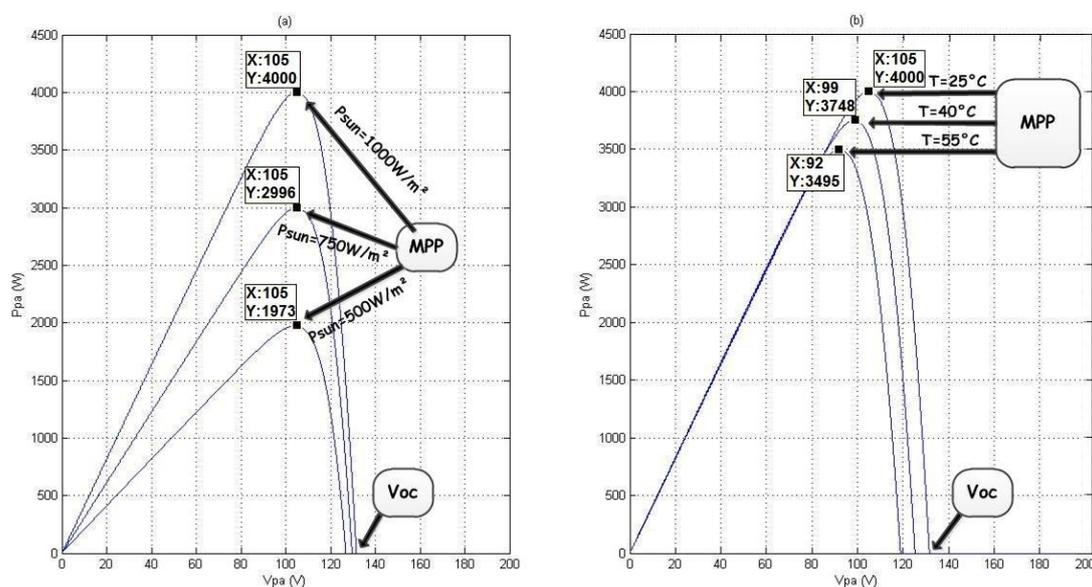


Figura 22: Curvas características do arranjo fotovoltaico do sistema de GD de dois estágios. (a) Curva $P_{pa} \times V_{pa}$ com $T = 25^\circ\text{C}$. (b) Curva $P_{pa} \times V_{pa}$ com $P_{sun} = 1000\text{ W/m}^2$

Fonte: Autoria própria.

3.2 VSI monofásico com filtro LCL

Ambos os sistemas de GD utilizaram o mesmo modelo de VSI, porém com parâmetros de projeto distintos do filtro LCL. A tabela 2 e a tabela 3 contêm os valores dos parâmetros adotados de projeto do sistema de GD de único estágio e de dois estágios respectivamente.

Tabela 2 – Valores dos parâmetros utilizados no projeto do VSI e filtro LCL do sistema de GD de único estágio.

Parâmetro	Valor
Tensão no barramento CC - V_{cap}	260V
Tensão RMS da rede - V_g	127V
Potência ativa na rede - P_g	4kW
Frequência da Rede - f_g	60Hz
Frequência de Chaveamento - f_s	20kHz
Frequência de corte filtro LCL - f_{LCL}	2,3KHz
Defasagem – δ	10°
Amortecimento – ξ	0,9
Indutor de filtro - L_i	0,7mH
Indutor de conexão - L_g	2mH
Resistência do indutor de filtro - R_i	0,1 Ω
Resistência do indutor de conexão- R_g	0,2 Ω
Capacitor de filtro - C_f	9 μ F

Fonte: Autoria própria.

Tabela 3– Valores dos parâmetros utilizados no projeto do VSI e filtro LCL do sistema de GD de dois estágios.

Parâmetro	Valor
Tensão no barramento CC - V_{cap}	250V
Tensão RMS da rede - V_g	127V
Potência ativa na rede - P_g	4kW
Frequência da Rede - f_g	60Hz
Frequência de Chaveamento - f_s	20kHz
Frequência de corte filtro LCL - f_{LCL}	2,3KHz
Defasagem – δ	24,9°
Amortecimento - ξ	0,9
Indutor de filtro - L_i	1,5mH
Indutor de conexão - L_g	5mH
Resistência do indutor de filtro - R_i	0,1 Ω
Resistência do indutor de conexão - R_g	0,2 Ω
Capacitor de filtro - C_f	4,1 μ F

Fonte: Autoria própria.

A figura 23 apresenta a topologia do VSI com filtro LCL e modulação PWM unipolar no ambiente MatLab/Simulink® utilizando os parâmetros listados nas tabelas 2 e 3.

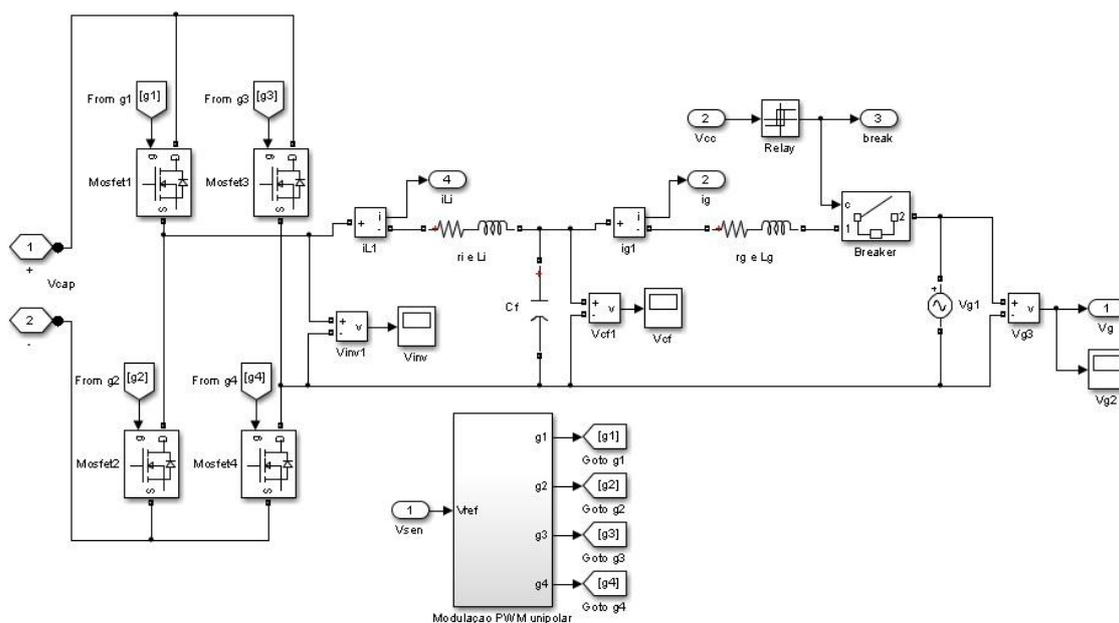


Figura 23: VSI monofásico com filtro LCL e modulação PWM unipolar.

Fonte: Autoria própria.

O VSI é alimentado pela tensão do capacitor do barramento CC (V_{cap}). O bloco de modulação PWM unipolar recebe a senóide de referência gerada pela malha de corrente e gera os pulsos utilizados para chavear os MOSFETs, sessão 2.4.2.1. A modulação é apresentada na figura 24.

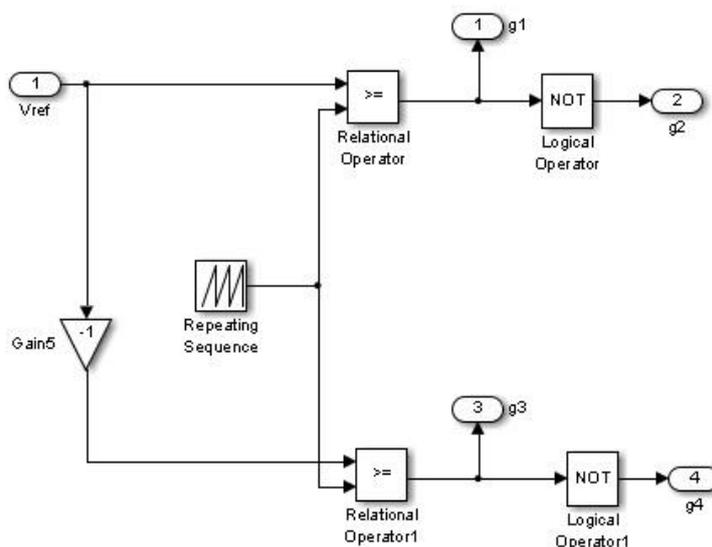


Figura 24: Modulação do VSI.

Fonte: Autoria própria.

3.3 Sistema de Geração Distribuída de único estágio

A principal característica desse sistema reside no fato de que o arranjo de painéis fotovoltaicos fornecem uma tensão sempre maior do que o pico da tensão da rede, mesmo variando-se as condições meteorológicas, o que dispensa a necessidade de um estágio elevador com um conversor *Boost*. A figura 25 contém a representação por diagrama de blocos do sistema de GD de único estágio e a figura 26 a topologia do sistema de GD de estágio único e sistema de controle implementados no simulink®.

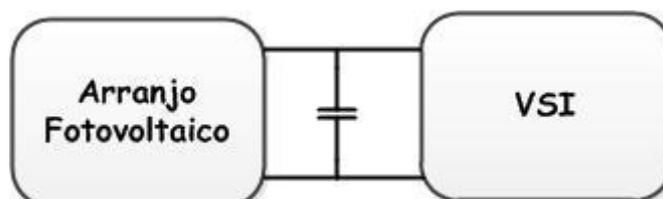


Figura 25: Diagrama de blocos da malha de corrente e da malha de tensão.

Fonte: Autoria própria.

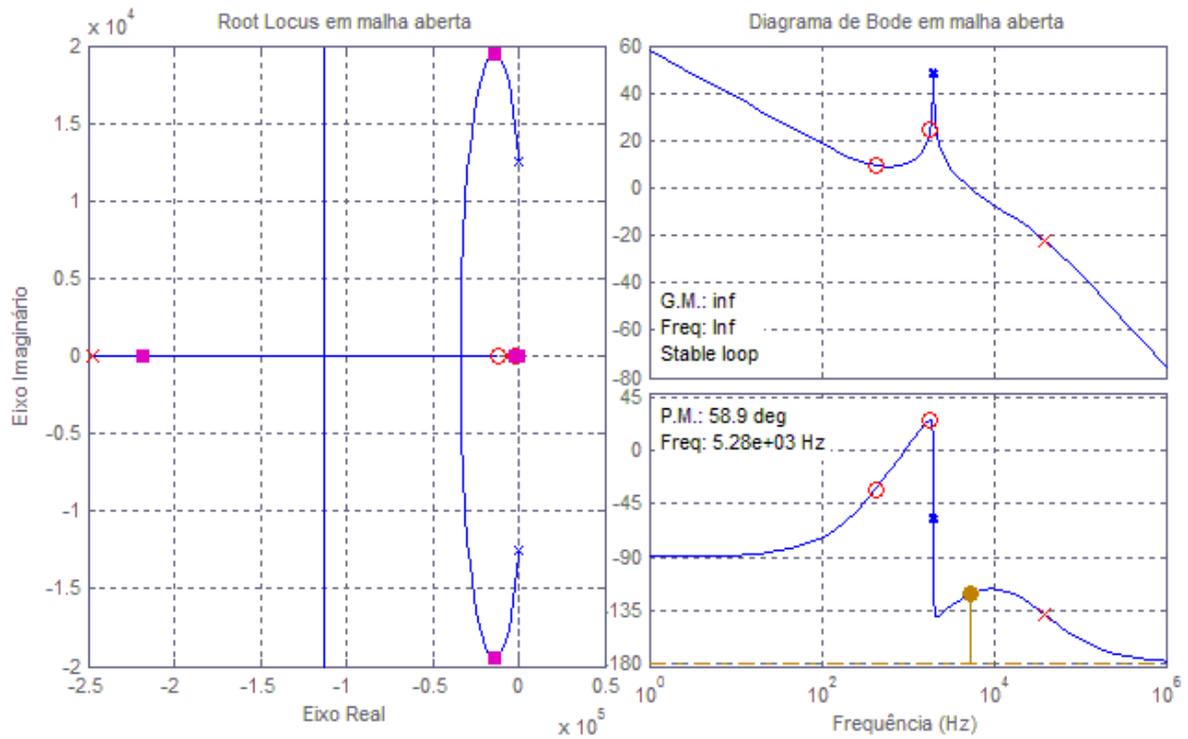


Figura 27: Diagrama de *bode* e Lugar das raízes da malha de corrente.

Fonte: Autoria própria.

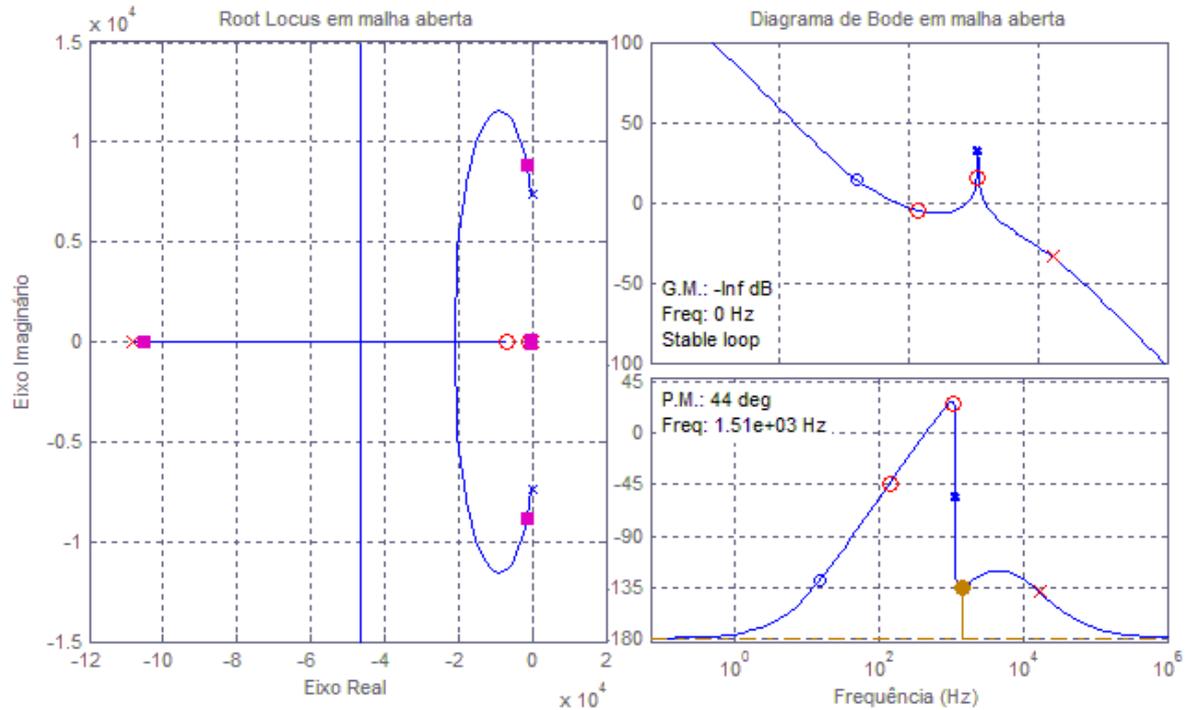


Figura 28: Diagrama de *bode* e Lugar das raízes da malha de tensão.

Fonte: Autoria própria.

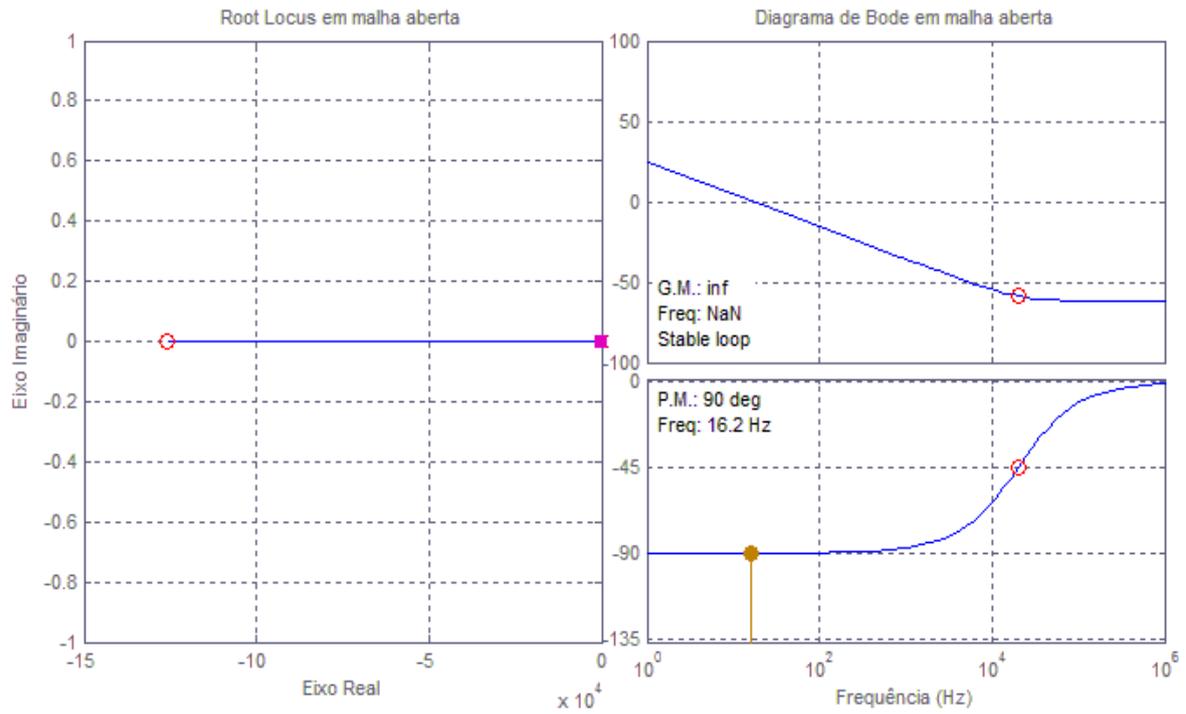


Figura 29: Diagrama de *bode* e Lugar das raízes da malha de potência ativa.

Fonte: Autoria própria.

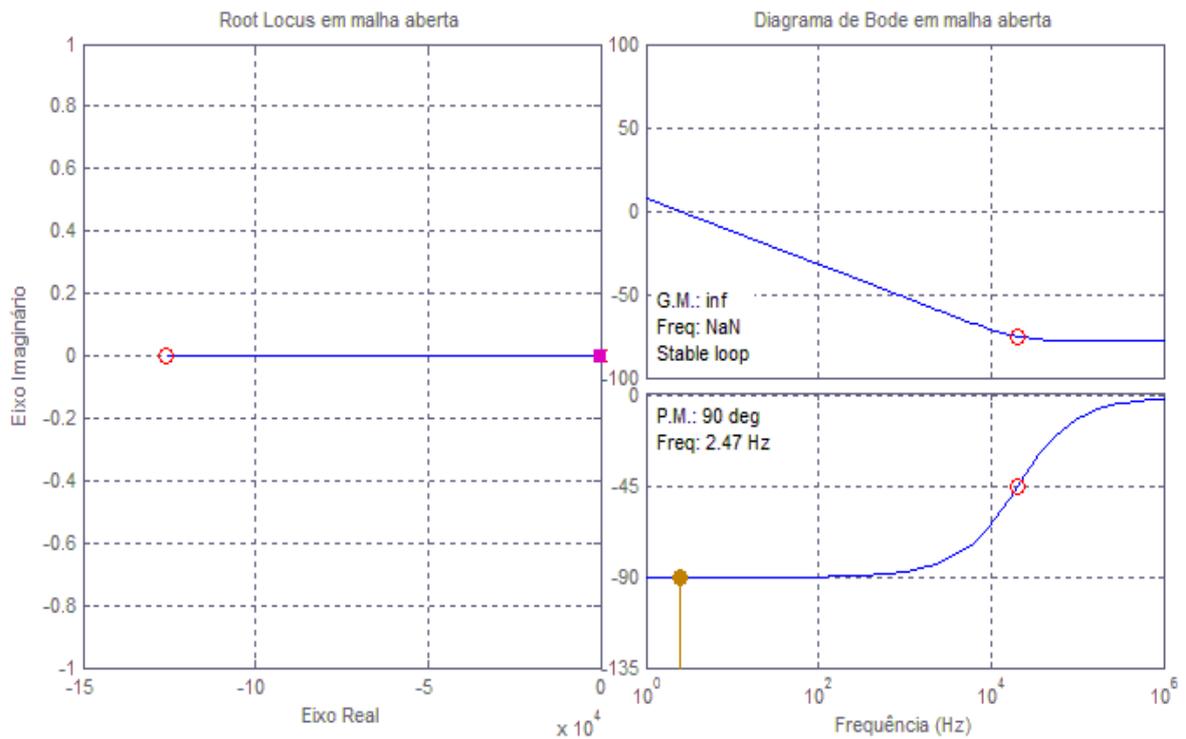


Figura 30: Diagrama de *bode* e Lugar das raízes da malha de potência reativa.

Fonte: Autoria própria.

$$C_i = 18720 \frac{(s+2,65 \cdot 10^3)(s+1,15 \cdot 10^4)}{s^2(s+2,47 \cdot 10^5)} \quad (40)$$

$$C_v = 2924,3 \frac{(s+7 \cdot 10^3)(s+898)}{s^2(s+1,08 \cdot 10^5)} \quad (41)$$

$$C_p = 3,5024 \cdot 10^{-8} \frac{s+1,26 \cdot 10^5}{s} \quad (42)$$

$$C_q = 7,4824 \cdot 10^{-7} \frac{s+1,26 \cdot 10^5}{s} \quad (43)$$

Ainda, o algoritmo de MPPT utilizado para a extração de energia foi o da tensão constante (VCte), que possui modelo equivalente a uma malha de controle em tensão. Este gera a potência de referência, correspondente a potência ativa obtida com a tensão de referência para o barramento CC utilizada, para a malha de potência ativa. Além disso, foi escolhido uma tensão de referência de 260V que corresponde a aproximadamente 79% da tensão de circuito aberto do arranjo fotovoltaico (V_{oc}), conforme figura 31.

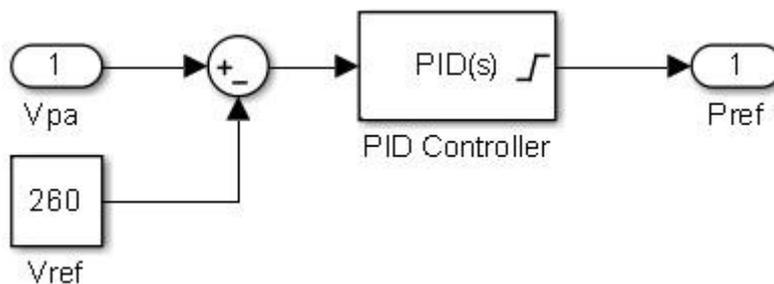


Figura 31: Implementação do método de MPPT VCte no simulink.

Fonte: Autoria própria.

Neste contexto, o bloco de MPPT recebe a tensão no barramento CC (V_{cap}) que é igual a tensão de saída do arranjo fotovoltaico (V_{pa}), calcula o erro através da subtração dessa tensão com uma tensão de referência e o envia para um controlador PI que indica o valor de potência a ser injetada na rede. Considerando que a tensão na rede (V_g) tem amplitude constante, somente a amplitude de corrente injetada varia de acordo com a potência de referência.

Se $V_{pa} > V_{ref}$, então o controlador incrementa o valor de potência de referência e a amplitude da corrente injetada na rede (i_g) aumenta proporcionalmente, resultando na diminuição de V_{pa} até se obter valor igual a tensão de referência ($V_{pa} = V_{ref}$).

Os valores obtidos na saída do arranjo (V_{pa} e I_{pa}) estão condizentes com as curvas características da figura 21. Nesta topologia, com uma capacitância de entrada do PV $Cap = 1mF$ foi possível obter os valores médios desejados de V_{pa} e I_{pa} , conforme figura 32.

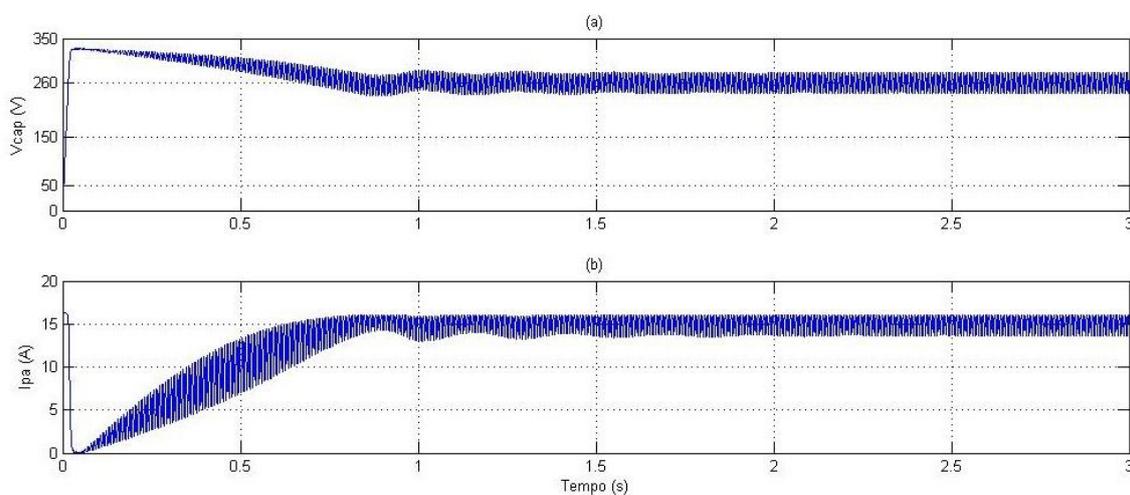


Figura 32: (a) Saídas do arranjo fotovoltaico. (a) V_{pa} . (b) I_{pa} .

Fonte: Autoria própria.

A figura 33 apresenta os resultados de seguimento de referência proporcionados pelas malhas de controle para o sistema de GD de estágio único. Observa-se a correta busca da potência ativa de referência com a potência reativa nula.

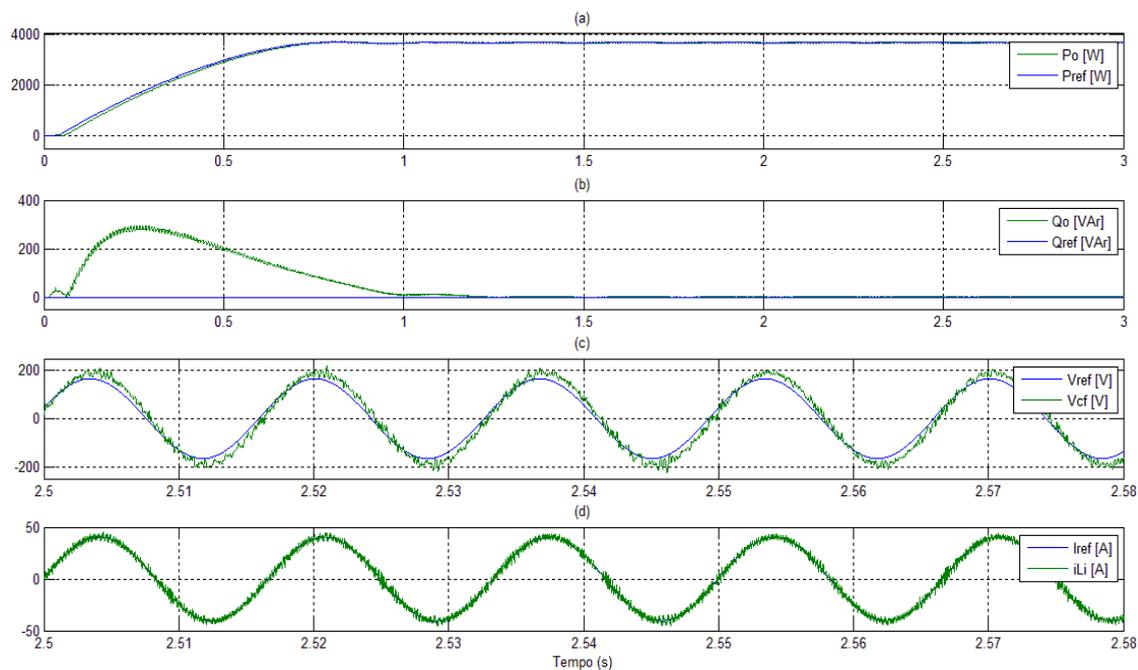


Figura 33: (a) Resultados do sistema de controle. (a) $P(W)$ (b) $Q(VAr)$. (c) Tensão (V). (d) Corrente (A).

Fonte: Autoria própria.

A DHT da corrente injetada na RDEE é de aproximadamente 1,5%. A figura 34 contém as formas de onda de tensão e corrente na rede (V_g e i_g).

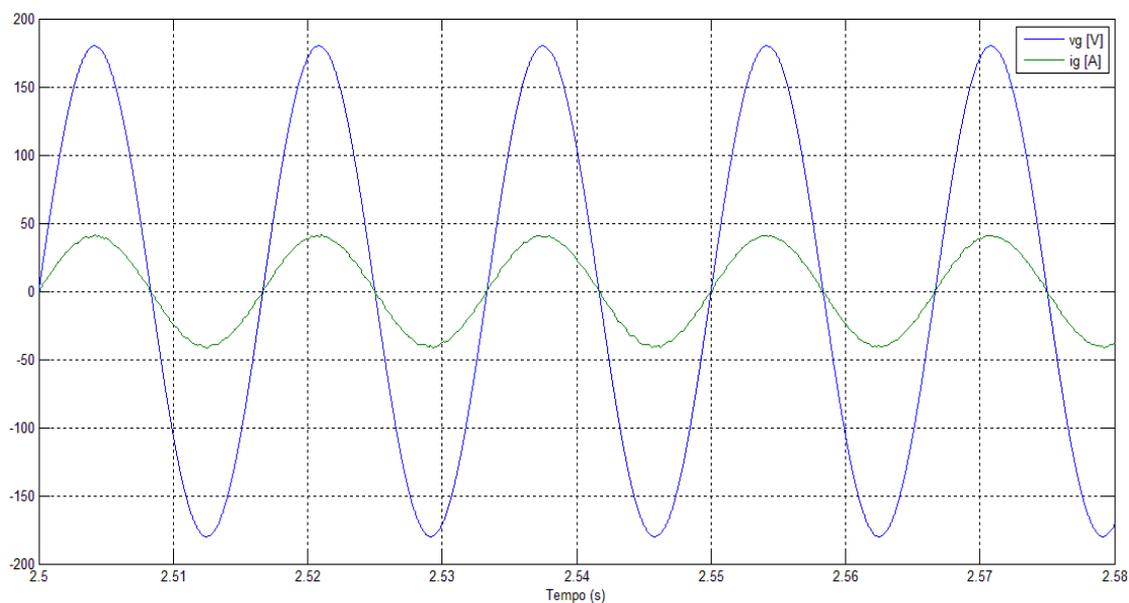


Figura 34: Formas de onda de tensão (V_g) e corrente (i_g) na rede.

Fonte: Autoria própria.

Além disso, submeteu-se o sistema a uma mudança nas condições meteorológicas, variando a irradiação solar (P_{sun}) e a temperatura (T) presente nos painéis do arranjo fotovoltaico. A figura 35 apresenta a potência injetada na rede com $P_{sun} = 500; 1000; 750 W/m^2$ e $T = 25^\circ C$ e a figura 36 apresenta a potência injetada na rede com $P_{sun} = 1000 W/m^2$ e $T = 55; 25; 40^\circ C$, onde a linha vermelha representa o degrau de MPP para cada condição meteorológica e a linha verde a potência ativa injetada na rede sem as perdas resistivas (R_i e R_g) no filtro LCL.

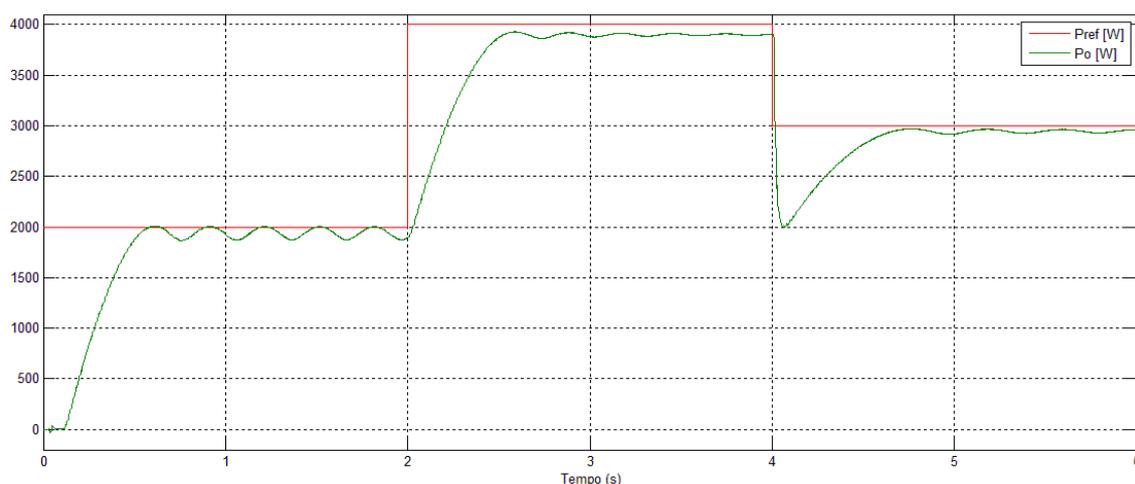


Figura 35: Degrau de MPP e potência ativa injetada na rede com $P_{sun} = 500; 1000; 750 W/m^2$ e $T = 25^\circ C$.

Fonte: Autoria própria.

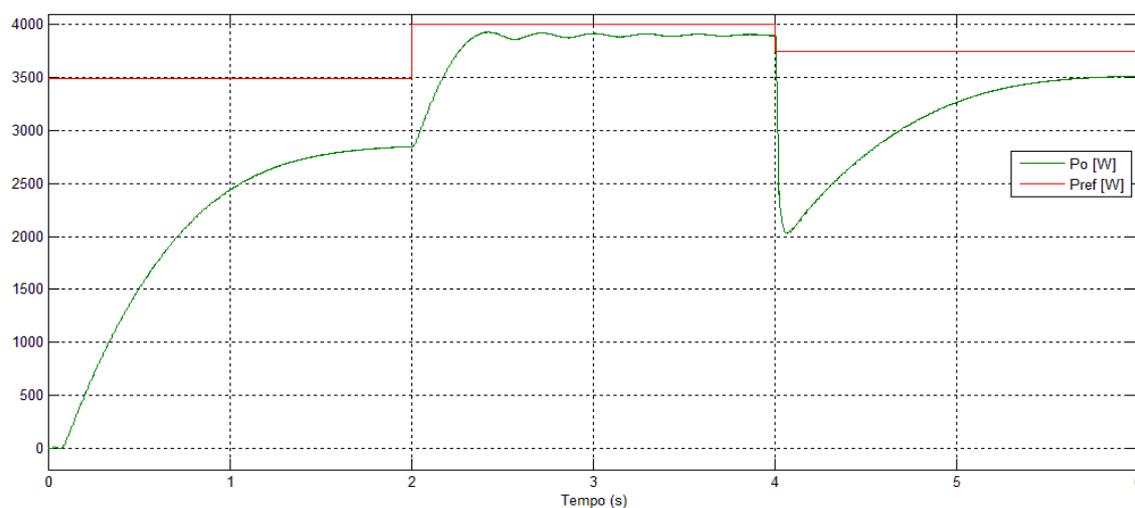


Figura 36: Degrau de MPP e potência ativa injetada na rede com $P_{sun} = 1000 W/m^2$ e $T = 55; 25; 40^\circ C$.

Fonte: Autoria própria.

Observando o resultado obtido na figura 35, o sistema de GD de estágio único conseguiu injetar na rede uma potência ativa bem próxima à máxima potência fornecida pelo arranjo fotovoltaico, considerando que $V_{pa} = 260V$ está próximo de V_{MPP} e variando somente a irradiação solar esta tensão não se altera, vide figura 21.a. Já na figura 36 é possível observar que o sistema de GD injetou na rede uma potência ativa inferior ao valor máximo de potência fornecido pelo arranjo para tais condições, considerando também que se variando somente a temperatura nos PVs do arranjo, V_{MPP} se altera no passo que V_{pa} se mantém em 260V resultando no afastamento do MPP, conforme figura 21.b.

3.4 Sistema de Geração Distribuída de dois estágios

Neste sistema, o arranjo fotovoltaico gera uma tensão que possui valor abaixo do pico de tensão da rede e, desta forma, é necessário o uso de um estágio elevador para que seja possível a injeção de energia na RDEE. O conversor CC-CC *Boost* pode ser utilizado para elevar a tensão V_{pa} e realizar o MPPT, e seu capacitor de saída, cuja tensão (V_{cap}) alimenta o barramento CC, é responsável por realizar o desacoplamento de potência entre os dois estágios. A figura 37 contém um diagrama de blocos representativo do sistema de GD de dois estágios.



Figura 37: Diagrama de blocos da malha de corrente e da malha de tensão.

Fonte: Autoria própria.

Nesta topologia, o sistema de controle recebe uma malha adicional que deve manter a tensão do barramento CC em um valor especificado de projeto (maior do que a tensão de pico da rede). Esta malha de tensão é quem fornece o valor da corrente a ser injetada na rede de acordo com a potência rastreada pelo MPPT no arranjo fotovoltaico. A figura 38 contém a topologia do sistema

de GD de dois estágios e seu sistema de controle, ambos implementados no simulink®.

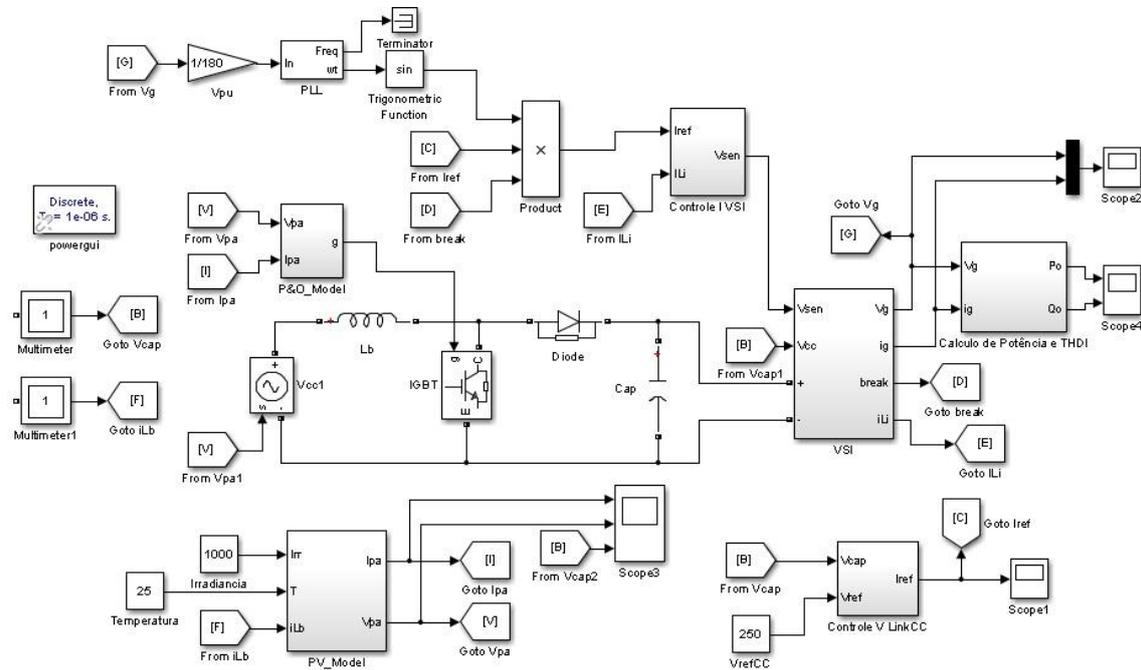


Figura 38: Topologia do sistema de GD de dois estágios implementado no simulink.

Fonte: Autoria própria.

Desta forma, foi utilizado o método de MPPT *P&O* com um passo fixo para a extração da máxima potência disponibilizada pelo arranjo fotovoltaico e geração dos pulsos de acionamento para o transistor do conversor *Boost*, conforme figura 39.

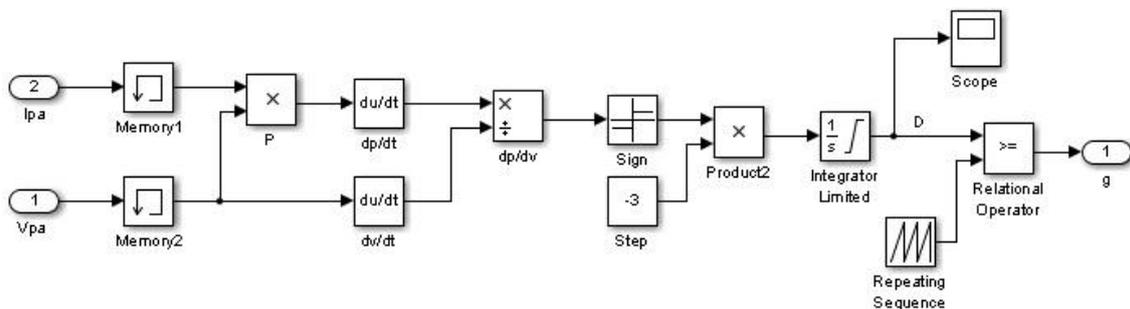


Figura 39: Implementação do método de MPPT *P&O* no simulink.

Fonte: BRITO, 2013.

O modelo *P&O* recebe a tensão do arranjo (V_{pa}) e (I_{pa}) e calcula a derivada de potência em relação à tensão (dp/dv) que se baseia na curva PxV da figura 22 considerando os casos da figura 5. Se $dp/dv > 0$, o ponto de operação está situado à esquerda do MPP, a saída do bloco “*Sign*” será 1 e multiplicada por um valor negativo (relativo ao passo), então o bloco de integração recebe uma constante negativa e gera uma reta decrescente (considerando que a integral de uma constante é uma reta) levando na diminuição da razão cíclica D , resultando no aumento de V_{pa} (considerando a característica estática de tensão do conversor *Boost*) e na aproximação do MPP. Para os outros dois casos da derivada de potência em função da tensão ($dp/dv < 0$ e $dp/dv = 0$) a análise é análoga e os valores de razão cíclica obtidos levarão na tensão de MPP (V_{MPP}). Por fim, depois de obtida a razão cíclica os pulsos de gate serão gerados através da comparação deste com uma onda triangular com $f_s = 10kHz$.

Desta forma, os valores de tensão e corrente obtidos na saída do arranjo fotovoltaico estão coerentes com as curvas características da figura 22.a, considerando o STC, para obtenção da máxima potência fornecida, como pode ser observado na figura 40.

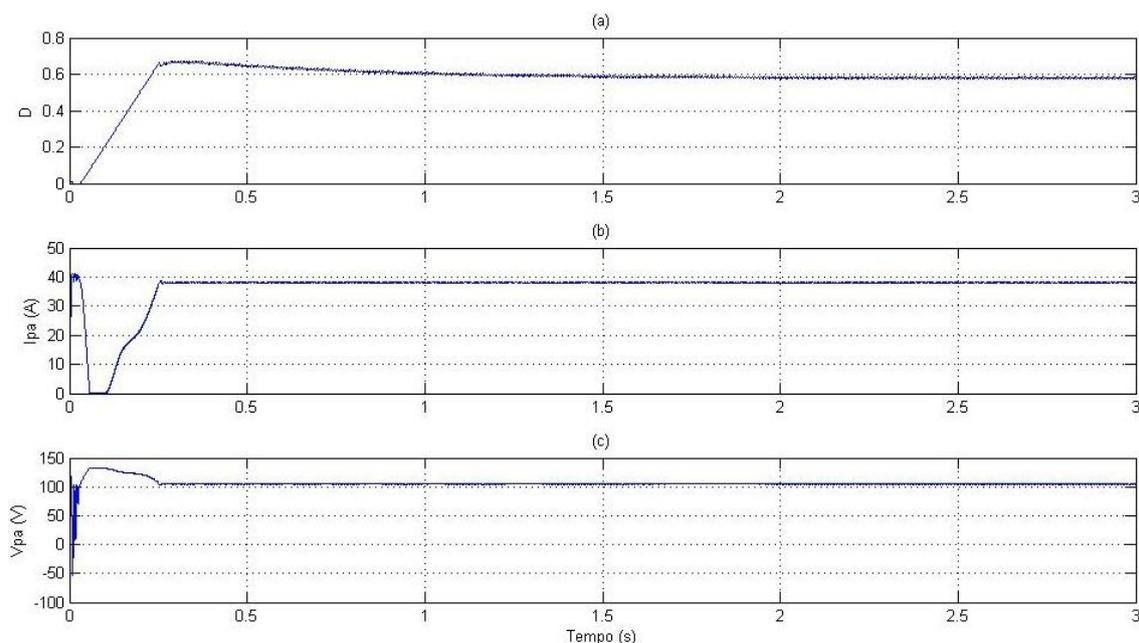


Figura 40: (a) Razão cíclica D do *P&O*. Saídas do arranjo fotovoltaico (b) I_{pa} . (c) V_{pa} .

Fonte: Autoria própria.

É importante ressaltar que o capacitor na saída do conversor (C_{cap}) é o capacitor do barramento CC que faz o desacoplamento de potência entre os estágios, e, portanto deve possuir valor elevado para minimizar a ondulação e manter a tensão no barramento (V_{cap}) o mais constante possível, de modo a se obter uma DHTi aceitável na saída do VSI. Desta forma foi considerado um *ripple* de tensão no capacitor $\Delta V_{cap} = 0,093V$ e um *ripple* de corrente no indutor $\Delta I_{lb} = 0,406A$ para a obtenção dos elementos passivos (indutor e capacitor). Os parâmetros adotados para o projeto do conversor *Boost* estão apresentados na tabela 4.

Tabela 4 – Valores dos parâmetros utilizados no projeto do conversor Boost.

Parâmetro	Valor
Tensão média de entrada- V_{pa}	105V
Tensão média no barramento CC - V_{cap}	250V
Frequência de Chaveamento - f_s	10kHz
Indutor - L_b	15mH
Capacitor do barramento CC - C_{cap}	10mF

Fonte: Autoria própria.

Conforme salientado, para que seja possível injetar potências ativa e reativa na RDEE, o pico da tensão no barramento CC (V_{cap}) tem que ser maior que o pico de tensão na rede (V_g). Deste modo, desenvolveu-se uma malha de tensão para garantir que essa condição ocorra, no qual é fixado um valor de tensão de referência para o barramento CC, no caso 250V, que é subtraída de V_{cap} e o erro é corrigido por um controlador PI, que gera a amplitude de corrente a ser injetada na rede para o ajuste desta tensão. A figura 41 contém a topologia da malha de controle de tensão do barramento CC e a figura 42 apresenta o seguimento da referência de tensão.

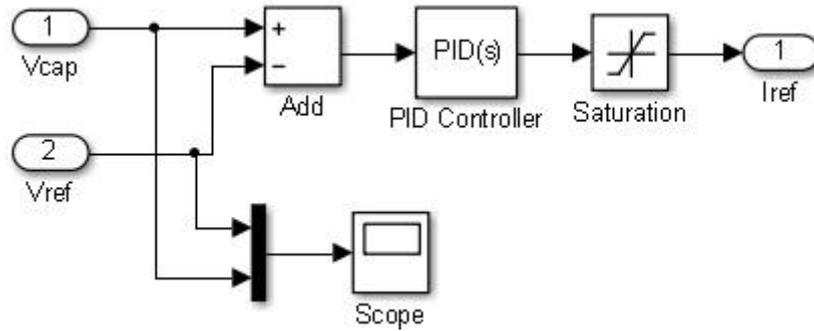


Figura 41: Malha de controle de tensão do barramento CC.

Fonte: Autoria própria.

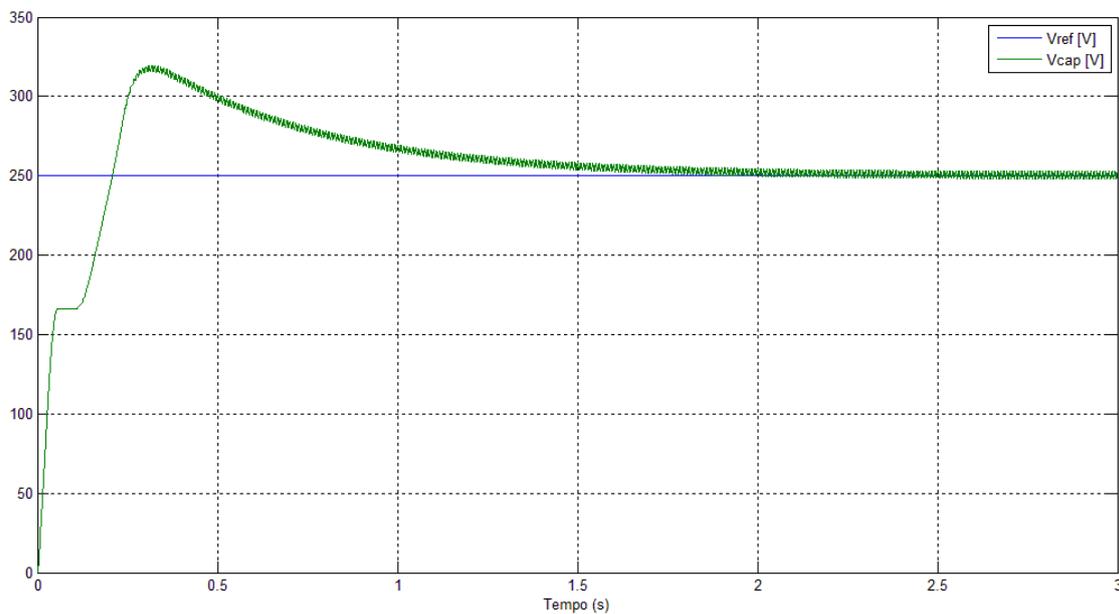


Figura 42: Seguimento de tensão de referência no barramento CC.

Fonte: Autoria própria.

Sendo assim, a malha de corrente recebe a amplitude de corrente da malha de tensão que é então multiplicada por uma senóide de amplitude unitária, contendo a frequência angular (ωt) da tensão na rede rastreada pelo PLL, gerando a corrente de referência. Após isso, a referência de corrente é subtraída da corrente no indutor L_i (iL_i) e o erro é enviado a um controlador PI que se encarrega de gerar as ondas senoidais de referência para a modulação PWM unipolar. A figura 43 contém a topologia da malha de controle e a figura 44 apresenta o seguimento da referência de corrente.

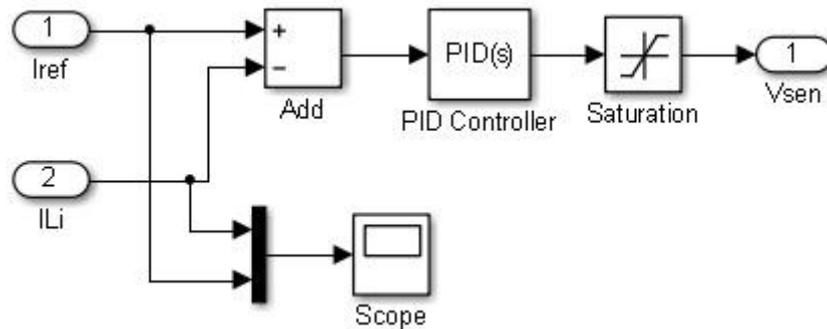


Figura 43: Malha de controle de corrente no indutor L_i .

Fonte: Autoria própria.

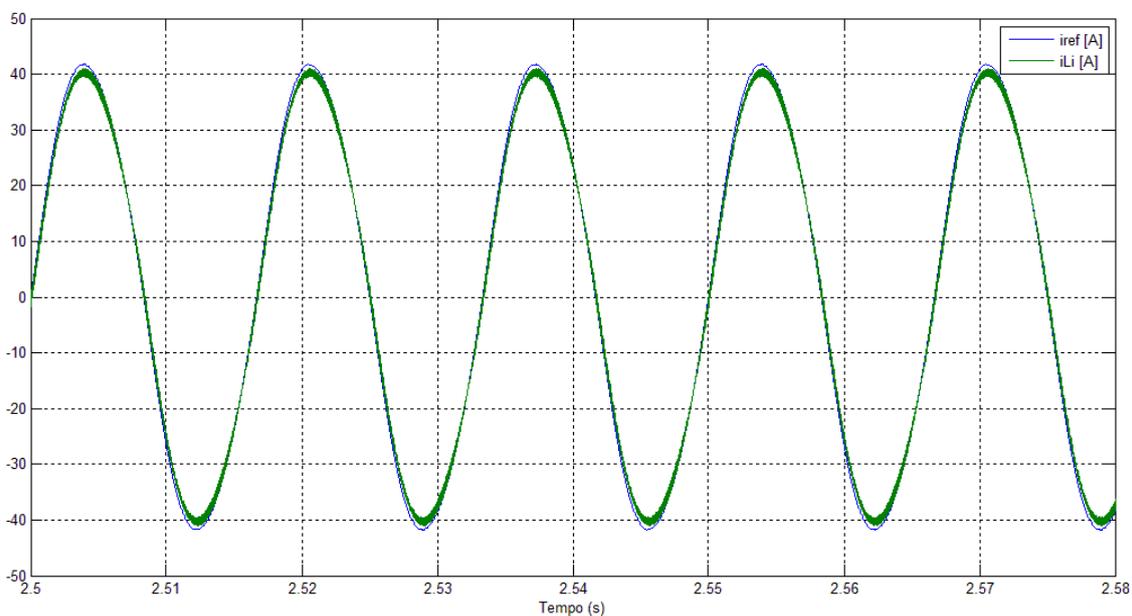


Figura 44: Seguimento da corrente de referência no indutor L_i .

Fonte: Autoria própria.

Por fim, o VSI é alimentado pela tensão do barramento CC (V_{cap}) que é convertida em CA e filtrada pelo filtro LCL, com L_i contendo a corrente a ser injetada na rede, C_f contendo uma tensão senoidal com uma defasagem delta e amplitude de pico maior em relação à tensão na rede e L_g realizando a conexão com a RDEE, onde as potências ativa e reativa injetadas estão de acordo com as equações (14) e (15). Além disso, é importante ressaltar que a corrente injetada na RDEE apresentou DHT dentro do limite aceitável por norma, com um valor de aproximadamente 2,9%. As formas de ondas de

tensão e corrente na rede (V_g e i_g), assim como as potências ativa e reativa injetadas são apresentadas nas figuras 45 e 46 respectivamente.

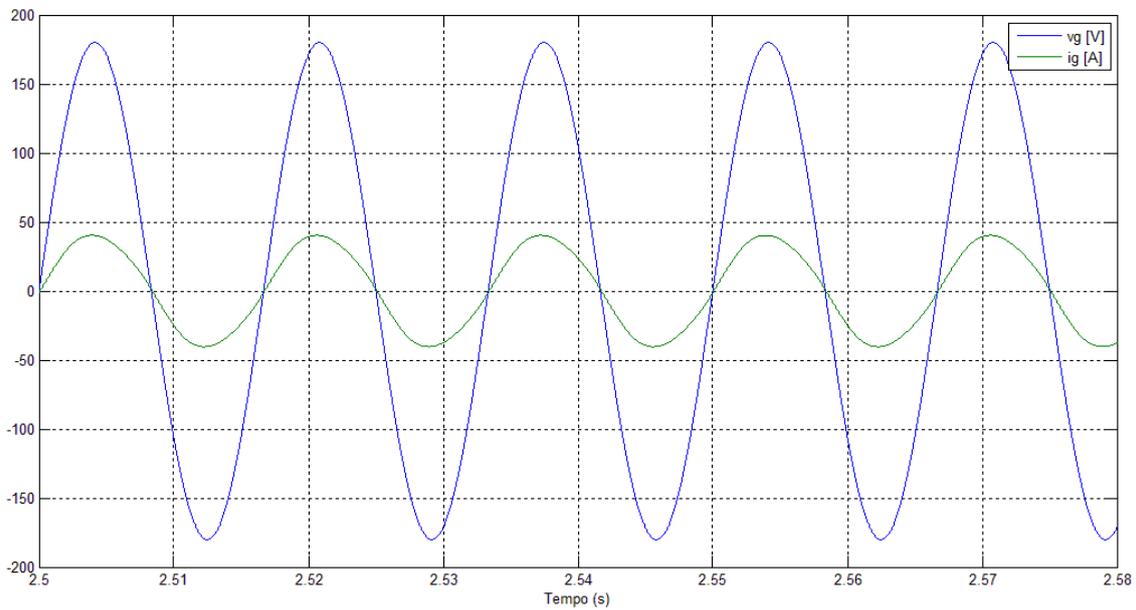


Figura 45: Formas de onda de tensão (V_g) e corrente (i_g) na rede.

Fonte: Autoria própria.

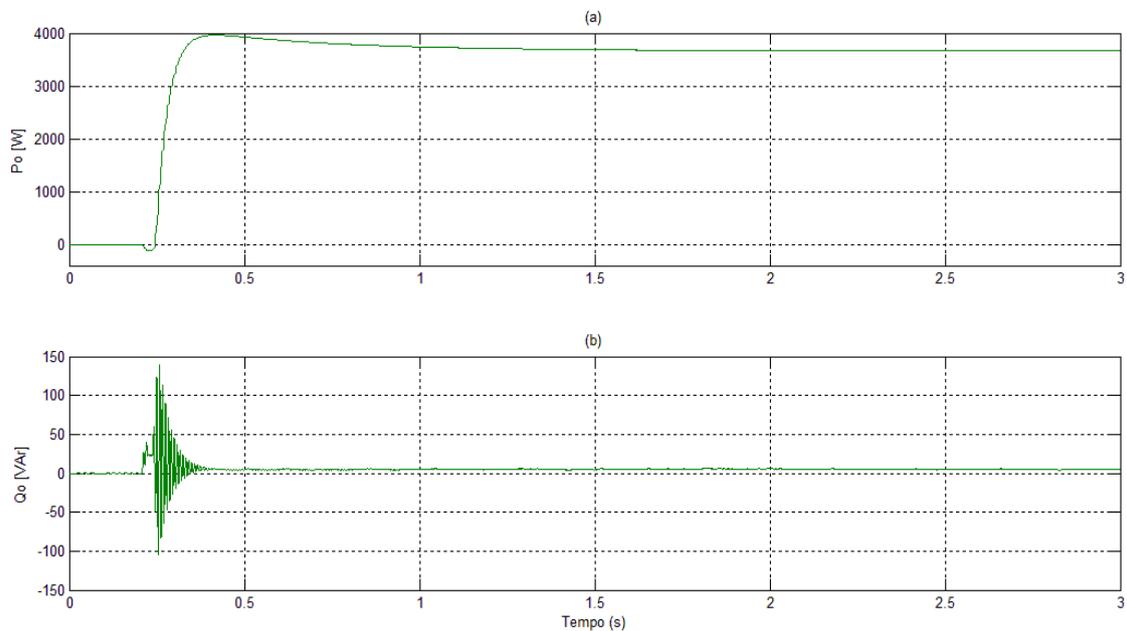


Figura 46: Potências injetadas na rede. (a) Potência ativa. (b) Potência reativa.

Fonte: Autoria própria.

Por se tratar de uma microrede CC, idealmente não há potência reativa presente no barramento CC, que conta com potência puramente ativa. Porém, a potência reativa injetada na rede apresentada na figura 46.b provém do VSI através da modulação.

Além disso, assim como na sessão 3.3 o sistema de GD de dois estágios também foi submetido a mudanças na irradiação solar e temperatura nos PV's do arranjo de modo a simular o comportamento do sistema diante de uma mudança meteorológica. A figura 47 contém a potência ativa injetada na rede com $P_{sun} = 500; 1000; 750 W/m^2$ e $T = 25^\circ C$ e a figura 48 contém a potência ativa injetada na rede com $P_{sun} = 1000 W/m^2$ e $T = 55; 25; 40^\circ C$, onde a linha vermelha representa o degrau de MPP para cada condição meteorológica e a linha verde a potência ativa injetada na rede sem as perdas resistivas (R_i e R_g) no filtro LCL.

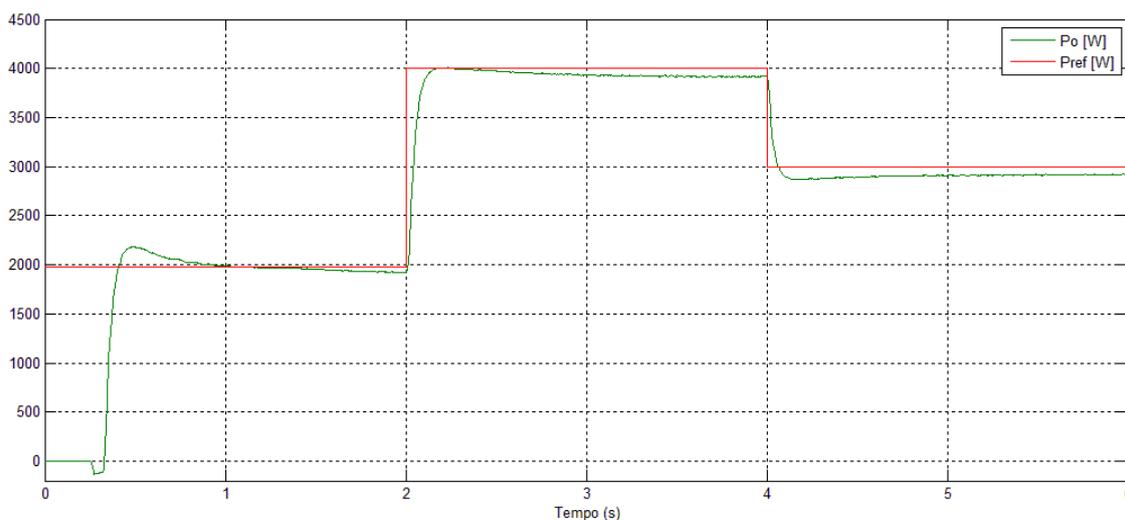


Figura 47: Degrau de MPP e potência ativa injetada na rede com $P_{sun} = 500; 1000; 750 W/m^2$ e $T = 25^\circ C$.

Fonte: Autoria própria.

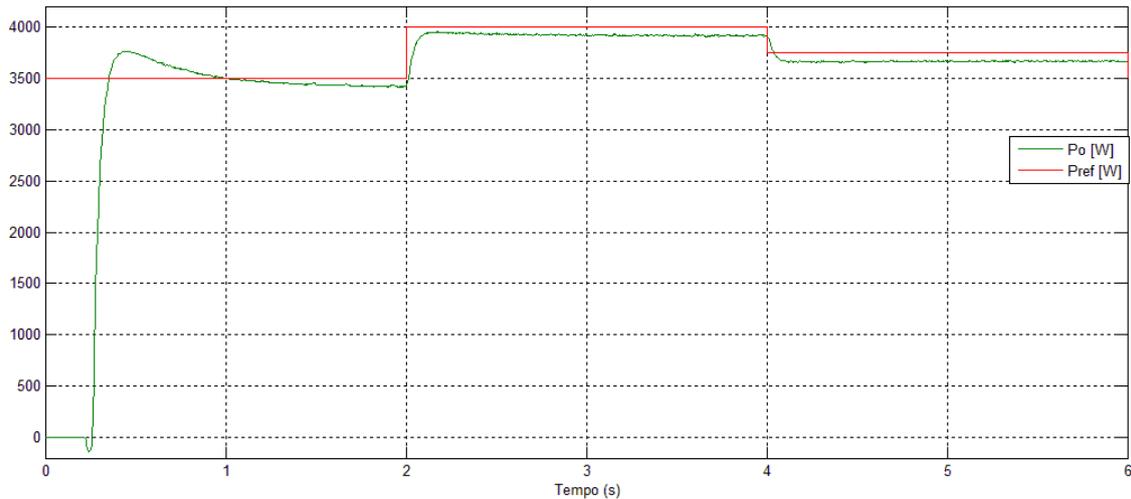


Figura 48: Degrau de MPP e potência ativa injetada na rede com $P_{sun} = 1000 \text{ W/m}^2$ e $T = 55; 25; 40^\circ\text{C}$.

Fonte: Autoria própria.

Observa-se nas figuras 47 e 48, que para todas as mudanças meteorológicas simuladas, o sistema de GD conseguiu responder de maneira satisfatória, injetando valores de potência ativa referentes ao máximo fornecido pelo arranjo fotovoltaico. Além disso, é importante ressaltar que em ambas as figuras o período de tempo na qual a potência ativa injetada é nula é devido a um relé posicionado no PCC, entre o indutor L_g e uma fase da rede V_g , que é acionado somente quando há uma tensão no barramento CC superior a 250V, para que a injeção de energia na rede seja garantida e esteja de acordo com a teoria do sistema de transmissão de energia da sessão 2.2.

4. CONCLUSÕES

As fontes alternativas de energia elétrica vêm ganhando cada vez mais destaque em âmbito mundial, com os países percebendo e aproveitando seus potenciais, gerando uma mudança gradual na matriz energética que está cada vez menos dependente das fontes convencionais não renováveis e emissoras de gases poluentes na atmosfera. Com isso, a geração distribuída em microrredes se torna uma alternativa atrativa para suprir a demanda por eletricidade, devido a possibilidade de geração de energia elétrica próxima ao local de consumo, operação em paralelo com a RDEE e o excedente fornecido para a concessionária suprir outras cargas em troca de um sistema de créditos que reduzem a tarifa de energia elétrica.

Desta forma, neste trabalho foram desenvolvidas duas topologias de sistema de geração distribuída com foco em energia fotovoltaica, ambas implementadas e modeladas em ambiente MatLab/Simulink®. Além da implementação de sistemas controle, para o aproveitamento de toda a energia gerada pelo arranjo fotovoltaico e para a injeção de corrente na rede com índices de qualidade de energia.

No sistema de GD de único estágio, os resultados obtidos são limitados pelo uso do método de MPPT VCte que mantém a tensão no barramento CC (que é igual a tensão de saída do arranjo fotovoltaico) num valor de referência pré-estabelecido, e quando há uma mudança na temperatura o sistema não consegue aproveitar toda a energia gerada pelo arranjo fotovoltaico. Porém quando há variação somente na irradiação solar, o sistema consegue responder satisfatoriamente, injetando praticamente toda a energia disponível no arranjo com DHTi baixa.

Já para o sistema de GD de dois estágios, o método de MPPT P&O em conjunto com o conversor *Boost* maximizaram o rastreamento da máxima potência fornecida pelo arranjo fotovoltaico com elevação de tensão para alimentação do barramento CC. Quando há mudanças na irradiação solar e/ou de temperatura nos PVs, o sistema conseguiu responder rapidamente frente as mudanças e injetou uma corrente na rede com DHT dentro do limite permitido,

com o custo de uma capacitância no barramento CC mais elevada se comparada ao do sistema de GD de único estágio.

Portanto, os resultados obtidos na simulação das topologias de ambos os sistemas de GD demonstraram a funcionalidade dos sistemas de controle, que trabalharam de modo satisfatório no ajuste da tensão no barramento CC, garantindo assim a injeção de potências ativa e reativa na rede com baixos níveis de distorções harmônicas.

5. PROPOSTAS PARA TRABALHOS FUTUROS

Os compensadores do sistema de controle multimalha do sistema de GD de único estágio foram projetados e modelados considerando a energia gerada pelo arranjo fotovoltaico como uma fonte de tensão CC ideal, não considerando a influência real da tensão no barramento CC em sua dinâmica, que possui um tempo de resposta e ondulação. Portanto, para que este sistema de controle consiga obter melhores resultados, propõe-se que essa alteração seja levada em consideração no projeto dos compensadores. Além disso, é interessante também o uso de outras técnicas e metodologias de controle de modo a elevar a eficiência e a dinâmica dos sistemas propostos.

Propõe-se também estudar e implementar modelos de outras fontes alternativas de energia elétrica, além da solar fotovoltaica, e aliá-los aos sistemas de GD e controle desenvolvidos neste trabalho.

Desta forma, é ideal desenvolver e simular o cenário completo de uma microrede CC, usando um modelo de cargas reais na rede, de forma a analisar o desempenho do sistema como um todo, quanto ao índice de aproveitamento da energia gerada pelas fontes alternativas bem como na transição do aproveitamento da energia vinda de cada fonte alternativa.

6. REFERÊNCIAS

Exxonmobil. **Panorama Energético: Perspectivas para 2040**. 2014. Disponível em: < <http://exxonmobil.com.br/Brazil-Portuguese/PA/Files/PanoramaEnergetico2014.pdf>>. Acesso em: 20 Abr. 2015.

SAMPAIO, L. P. **Controle da injeção de potências ativa e reativa em inversor de Geração Distribuída conectado à rede de distribuição em corrente alternada em baixa tensão, empregando LMIs com realimentação de estados e critérios de D-estabilidade**. Tese (Doutorado) – Universidade Estadual Paulista, 2013.

BRITO, M. A. G. **Inversores Integrados Monofásicos e Trifásicos para Aplicações Fotovoltaicas: Técnicas para obtenção de MPPT, detecção e proteção de ilha, sincronização e paralelismo com a rede de distribuição de energia elétrica**. Tese (Doutorado) – Universidade Estadual Paulista, 2013.

Centro de referência para energia solar e eólica Sérgio de Salvo Brito – CRESESB. **Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos**. 2014. Disponível em: < http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Manual_de_Engenharia_FV_2014.pdf >. Acesso em 25 Abr. 2015

International Energy Agency – IEA. **World Energy Outlook Special Report – Energy and Climate Change**. 2015. Disponível em: < <https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/WEO2015SpecialReportonEnergyandClimateChange.pdf>>. Acesso em: 4 Abr. 2016.

CASARO, M. M.; MARTINS, D. C. Modelo de Arranjo Fotovoltaico Destinado a Análises em Eletrônica de Potência via Simulação. **Eletrônica de Potência**, Florianópolis, v. 13, n. 3, p. 141-146, 2008.

MOÇAMBIQUE, N. E. M. **Aplicação de Algoritmos de Busca do Ponto de Máxima Potência e controladores lineares e/ou Fuzzy para a regulação da tensão terminal de Painéis Fotovoltaicos** Dissertação (Mestrado) – Escola de Engenharia de São Carlos, 2012.

PRIEB, C. W. M. **Determinação da Eficiência de Seguimento de Máxima Potência de Inversores para Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede de Distribuição**. Tese (Doutorado) – Universidade Federal do Rio Grande do Sul, 2011.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. **Atlas de energia elétrica do Brasil**. 2. ed. Brasília-DF, 2005. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: 5 Mai 2015.

XAVIER, G. A. **Simulação de Micro-Redes de Energia Elétrica com Geração Fotovoltaica e Armazenamento de Energia** Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal de Viçosa, 2011.

HART, Daniel W. **Eletrônica de potência: análise e projetos de circuitos**. Porto Alegre: Bookman, 2012. xvi, 478 p. ISBN 9788580550450.

BARBI, Ivo; MARTINS, Denizar Cruz. **Eletrônica de potência: conversores CC-CC básicos não isolados**. 3.ed.rev. Florianópolis Ed. do Autor, 2008. 380p. ISBN 8590520323.

MELLO, Luiz Fernando Pereira de. **Projetos de fontes chaveadas: teoria e prática**. 1. ed. São Paulo, SP: Érica; 2011. 288 p. ISBN 9788536503370.

BATSCHAUER, A. L. **Apostila da Disciplina de Controle de Conversores Estáticos**. 2012. Disponível em: <
http://www.joinville.udesc.br/portal/professores/batschauer/materiais/Apostila_CE_v7__simobiologia_.pdf>. Acesso em 1 Jun. 2015

EMPRESA DE PESQUISA ENERGETICA – EPE. **Inserção da Geração Fotovoltaica Distribuída no Brasil – Condicionantes e Impactos**. 2014. Disponível em: <
[http://www.epe.gov.br/mercado/Documents/S%C3%A9rie%20Estudos%20de%20Energia/DEA%2019%20-%20%20Inser%C3%A7%C3%A3o%20da%20Gera%C3%A7%C3%A3o%20Fotovoltaica%20Distribu%C3%ADa%20no%20Brasil%20-%20Condicionantes%20e%20Impactos%20VF%20%20\(Revisada\).pdf](http://www.epe.gov.br/mercado/Documents/S%C3%A9rie%20Estudos%20de%20Energia/DEA%2019%20-%20%20Inser%C3%A7%C3%A3o%20da%20Gera%C3%A7%C3%A3o%20Fotovoltaica%20Distribu%C3%ADa%20no%20Brasil%20-%20Condicionantes%20e%20Impactos%20VF%20%20(Revisada).pdf)>. Acesso em 15 Jun. 2015

SEREDNICKI, P. F; PAULO, R. P; SANTOS, W. M. D. **Projeto e Implementação de Conversor de Tensão CC/CA com Saída Senoidal Microcontrolado**. Disponível em: <
http://www.daelt.ct.utfpr.edu.br/engenharia/tcc/monografia_conversor_cc-ca_2007.pdf>. Acesso em 06 Mar. 2016.

OGATA, Katsuhiko. **Engenharia de controle moderno**. 4. ed. Rio de Janeiro, RJ: Pearson Prentice Hall, c2003. vii, 788 p. ISBN 9788587918239.

POMILIO, J. A. **Eletrônica de potência – Capítulo 2. Técnicas de Modulação de Potência**. 2014. Disponível em: <
<http://www.dsce.fee.unicamp.br/~antenor/pdf/eltpot/cap2.pdf>>. Acesso em 21 Abr. 2016

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. **Atlas de energia elétrica de Brasil**. 3. ed. Brasília-DF, 2008. Disponível em: <
<http://www.aneel.gov.br/>>. Acesso em: 27 Abr. 2016.