

**UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ  
CÂMPUS CORNÉLIO PROCÓPIO  
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA  
GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA INDUSTRIAL ELÉTRICA**

**MARCELO HIDEO DE FREITAS TAKAMI**

**ESTUDO DE TÉCNICAS DE RASTREAMENTO DO PONTO DE  
MÁXIMA POTÊNCIA E ANTI-ILHAMENTO EM SISTEMAS  
FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE ELÉTRICA**

**TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO**

**CORNÉLIO PROCÓPIO**

**2014**

**MARCELO HIDEO DE FREITAS TAKAMI**

**ESTUDO DE TÉCNICAS DE RASTREAMENTO DO PONTO DE  
MÁXIMA POTÊNCIA E ANTI-ILHAMENTO EM SISTEMAS  
FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE ELÉTRICA**

Trabalho de Conclusão de Curso do Curso  
Superior de Engenharia Elétrica da Universidade  
Tecnológica Federal do Paraná.

Orientador: Sérgio Augusto Oliveira da Silva

Coorientador: Leonardo Poltronieri Sampaio

**CORNÉLIO PROCÓPIO**

**2014**

**UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ**  
**CÂMPUS CORNÉLIO PROCÓPIO**  
**CURSO DE ENGENHARIA INDUSTRIAL ELÉTRICA**

**FOLHA DE APROVAÇÃO**

**Marcelo Hideo de Freitas Takami**

**Estudo de técnicas de rastreamento do ponto de máxima potência e anti-ilhamento em sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica**

Trabalho de conclusão de curso apresentado às 13 hs do dia 01/08/2014 como requisito parcial para a obtenção do título de Engenheiro Eletricista no Programa de Graduação em Engenharia Industrial Elétrica da Universidade Tecnológica Federal do Paraná. O candidato foi arguido pela Banca Examinadora composta pelos professores abaixo assinados. Após deliberação, a Banca Examinadora considerou o trabalho aprovado.

\_\_\_\_\_  
Prof.(a) Dr(a). Sérgio Augusto Oliveira da Silva – Presidente (Orientador)

\_\_\_\_\_  
Prof.(a) Dr(a). Leonardo Poltronieri Sampaio – (Coorientador)

\_\_\_\_\_  
Prof.(a) Dr(a). Kleber Romero Felizardo – (Membro)

\_\_\_\_\_  
Prof.(a) Me(a). Marco Antônio Ferreira Finocchio – (Membro)

A Folha de Aprovação assinada encontra-se na Coordenação do Curso.

Dedico este trabalho á minha família por todo o apoio e esforço realizado para minha formação humana e estudantil.

## AGRADECIMENTOS

A Deus por estar junto de mim durante todo o tempo, me guiando, abençoando, protegendo e também à virgem Maria pela interseção junto a Deus.

A todos os meus familiares, em especial a minha mãe Helenice, e ao meu pai Hideo e meu irmão Tadashi, por todo incentivo e apoio e aos meus irmãos Shiguelo (in memorian) e Renata (in memorian), que me trouxeram grande inspiração.

A todos os professores da UTFPR, em especial, aos professores Sérgio Augusto Oliveira da Silva e Leonardo Poltronieri Sampaio que me orientaram, acompanhando, ensinando, e pela dedicação em todo o tempo de minha iniciação científica.

A todos os meus amigos, amigos de graduação e do Centro Integrado de Pesquisa em Controle e Automação (CIPECA), Vinícius Bacon, Leonardo Campanhol, Clayton Graciola, Fernando Oliveira, Lucas Salame, Thiago Takaoka, Jairo Giacomini.

Aos amigos de república que convivi todo esse tempo: Tiago Drummond, Claudir Guelere, Murillo Garcia e Fernando Lavachis.

A Fundação Araucária pela ajuda de custo por meio da bolsa de iniciação científica.

“Descobri como é bom chegar quando se tem paciência. E para se chegar, onde quer que seja, aprendi que não é preciso dominar a força, mas a razão. É preciso antes de mais nada querer.” (Amir Klink)

“Por vezes sentimos que aquilo que fazemos não é senão uma gota de água no mar. Mas o mar seria menor se lhe faltasse uma gota”. (Madre Teresa de Calcutá)

## RESUMO

TAKAMI, M. H. F.. **Estudo de Técnicas de Rastreamento do Ponto de Máxima Potência e Anti-ilhamento em Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica**. 2014. 103 f. Trabalho de Conclusão de Curso – Curso de Engenharia Industrial Elétrica: Ênfase em Eletrotécnica, Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Cornélio Procópio, 2014.

Este trabalho apresenta um estudo detalhado das principais técnicas para extração da máxima potência de painéis fotovoltaicos e técnicas de anti-ilhamento com simulações e análises comparativas das mesmas. Apresenta também um estudo das principais normas técnicas que versam a interconexão de sistemas fotovoltaicos à rede elétrica. Por meio de análises comparativas dos algoritmos de (*Máximo Power Point Tracking* - MPPT) e Anti-ilhamento (AI), os métodos que obtiveram os melhores resultados foram utilizados para uma aplicação de um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica monofásica, na qual o sistema é composto por dois arranjos fotovoltaicos (PV) onde cada um deles possui quatro painéis ligados em série, um conversor CC-CC elevador e um inversor de tensão (VSI) controlado em corrente. A técnica da perturbação e observação (P&O) é adotada para o rastreamento do ponto de máxima potência dos arranjos PVs, e o algoritmo Deslocamento de frequência (*Slip-Mode Frequency Shift* – SMS) é utilizado para a proteção de ilhamento. Além disso, técnicas de controle são adotadas para possibilitar a injeção de corrente na rede elétrica, a partir da energia disponibilizada pelos arranjos PVs. As correntes injetadas na rede são sincronizadas com a tensão da rede utilizando um algoritmo de detecção de ângulo de fase (PLL - *Phase-Locked Loop*).

Uma malha de controle adicional denominada *feed-forward* foi proposta para atenuar as variações de tensão do barramento CC nos instantes das variações dos fatores climáticos (aumento ou diminuição da energia disponível no arranjo fotovoltaico).

**Palavras-chave:** Energia solar, Geração distribuída, Sistema fotovoltaico, MPPT, Anti-ilhamento, feed-forward.

## ABSTRACT

TAKAMI, M. H. F.. **Study of Techniques for Maximum Power Point Tracking and Anti-islanding of Photovoltaic Systems in the Power Grid-connected**. 2014. 103 f. Trabalho de Conclusão de Curso – Curso de Engenharia Industrial Elétrica: Ênfase em Eletrotécnica, Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Cornélio Procópio, 2014.

This work presents a detailed study of the main techniques to extract the maximum power from photovoltaic panels and anti-islanding techniques with simulations and comparative analyzes of the same. Also presents a study of the major technical standards that deal with the interconnection of PV systems to the grid. Through comparative analysis of algorithms (*Maximum Power Point Tracking* - MPPT) and Anti-islanding (AI) methods which achieved the best results were used for an application of a photovoltaic (PV) system connected to single-phase grid, which is composed of two parallel photovoltaic array, each on with four panels connected in series, a step-up DC-DC converter and voltage source inverter (VSI) controlled in current mode. The perturb and observe (P&O) technique is used for tracking the maximum power point (MPPT) of the PVs arrays, and the displacement frequency algorithm (Slip-Mode Frequency Shift - SMS) is used for islanding protection. Moreover, control techniques are adopted to allow the current injection into utility grid, from the energy provided by the PVs array. The currents injected into the grid is synchronized with the grid voltage using an algorithm to detect the angle of the phase (PLL - *Phase-Locked Loop*).

An additional control loop called feed-forward was proposed to mitigate the variations of the DC bus voltage at the instants of changes in climatic factors (increasing or decreasing the energy available in the PV array).

**Keywords**— Solar energy, Distributed generation, Photovoltaic system, MPPT, Anti-islanding, feed-forward.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1 - Evolução do uso das fontes de energia alternativas para as próximas décadas....	15
Figura 1.2 – Atlas de irradiação solar no Brasil .....	17
Figura 2.1 – Curva característica I-V do arranjo fotovoltaico para diferentes níveis de radiação. ....	20
Figura 2.2 – Curva característica I-V do arranjo fotovoltaico para diferentes níveis de temperatura.....	20
Figura 2.3 – Curva característica P-V do arranjo fotovoltaico para diferentes níveis de radiação. ....	20
Figura 2.4 – Curva característica P-V do arranjo fotovoltaico para diferentes níveis de temperatura.....	20
Figura 2.5 - Circuito equivalente de uma célula fotovoltaica. ....	21
Figura 2.6 - Curva I-V para diferentes valores de $R_s$ . ....	21
Figura 2.7 - Curva I-V para diferentes valores de $R_p$ .....	21
Figura 2.8 - Diagrama em blocos do modelo implementado no MatLab/Simulink®. ....	23
Figura 3.1 - Conversor Boost. ....	24
Figura 4.1 - Diagrama em blocos do método tensão constante.....	27
Figura 4.2 - Representação do funcionamento do método P&O.....	28
Figura 4.3 - Diagrama em blocos do método P&O clássico.....	29
Figura 4.4 - Diagrama em blocos do método P&O modificado.....	30
Figura 4.5 - Representação do método IC.....	31
Figura 4.6 - Fluxograma do método da IC clássico.....	32
Figura 4.7 - Diagrama em blocos do método IC modificado.....	32
Figura 4.8 - Diagrama em blocos do método Beta.. ....	33
Figura 4.9 - Diagrama em blocos do método oscilação do sistema.....	34
Figura 4.10 - Diagrama em blocos do método correlação de ripple.....	35
Figura 4.11 - Diagrama em blocos do método da Temperatura. ....	36
Figura 5.1 - Resultado da potência extraída dos métodos de MPPT simulados.....	37
Figura 5.2 - Fator de rastreamento dos métodos de MPPT.....	39
Figura 5.3 - Resposta dinâmica dos métodos de MPPT.....	40
Figura 6.1 - Métodos não residentes no conversor.. ....	44
Figura 6.2 - Métodos residentes no conversor.....	44
Figura 6.3 - SGD operando em modo UPS.....	48

Figura 6.4 - Localização das chaves seccionadoras de segurança.....	50
Figura 6.5 - Representação da ZND do método passivo.....	52
Figura 6.6 - Diagrama unifilar do método passivo. ....	52
Figura 6.7 - Diagrama em blocos do método passivo. a) Sub/Sobre tensão; b) Sub/Sobre frequência.....	53
Figura 6.8 - Representação da ZND do método ativo.....	54
Figura 6.9 - Diagrama em blocos do método injeção de reativo. ....	55
Figura 6.10 - Diagrama em blocos do método medição de impedância em uma frequência específica.....	55
Figura 6.11 - Funcionamento do método AFD.....	57
Figura 6.12 - Diagrama em blocos do método AFD.....	57
Figura 6.13 - Representação do método SMS .....	58
Figura 6.14 - Diagrama em blocos do método SMS.....	59
Figura 6.15 - Diagrama em blocos do método SFS. ....	61
Figura 6.16 - Diagrama em blocos do método SVS .....	62
Figura 6.17 - Inversor VSI - <i>full-bridge</i> .....	64
Figura 6.18 - Diagrama em blocos do sistema PLL monofásico.....	64
Figura 7.1 - Efeito após ilhamento para potência gerada menor que a potência consumida. ..	65
Figura 7.2 - Efeito após ilhamento para potência gerada igual a potência consumida .....	66
Figura 7.3 - Efeito após ilhamento para potência gerada maior que a potência consumida ....	66
Figura 7.4 - Ensaio para carga R .....	67
Figura 7.5 - Ensaio para cargas RL, RC e RLC .....	67
Figura 7.6 - Resultados de simulações para cargas R, RL, RC e RLC do método sub/sobre tensão.....	68
Figura 7.7 - Resultados de simulações para cargas R, RL, RC e RLC do método sub/sobre frequência .....	69
Figura 7.8 - Resultados de simulações para cargas R, RL, RC e RLC do método injeção de reativo.....	70
Figura 7.9 - Resultados de simulações para cargas R, RL, RC e RLC do método medição de impedância em uma frequência fixa .....	71
Figura 7.10 - Resultados de simulações para cargas R, RL, RC e RLC do método AFD .....	72
Figura 7.11 - Curva do algoritmo SMS e da carga local RLC em função da frequência .....	73
Figura 7.12 - Resultados de simulações para cargas R, RL, RC e RLC do método SMS .....	73
Figura 7.13 - Resultados de simulações para cargas R, RL, RC e RLC do método SFS .....	74
Figura 7.14 - Resultados de simulações para cargas R, RL, RC e RLC do método SVS.....	75

Figura 8.1 - Esquema completo do sistema de geração distribuída conectado à rede elétrica monofásica.....	77
Figura 8.2 - Modulação PWM três níveis .....	78
Figura 8.3 - Diagrama em blocos da malha de controle de corrente e de tensão do barramento CC. ....	80
Figura 8.4 - Resposta em frequência das funções $G_{pi}$ , $G_{MAi}$ e $G_{MApi}$ .....	83
Figura 8.5 - Resposta em frequência das funções $G_{pv}$ , $G_{MAv}$ e $G_{MApv}$ . ....	86
Figura 8.6 - Resultado de simulação de três casos diferentes para a corrente injetada.. ....	87
Figura 8.7 - Potência extraída com o método P&O de MPPT... ..	88
Figura 8.8 - Resultado da simulação para validação do método SMS de AI... ..	89
Figura 8.9 - Tensão no barramento CC para vários níveis de radiação solar e temperatura... ..	89
Figura 8.10 – Diagrama em blocos do controle modificado para o <i>feed-forward</i> .....	92
Figura 8.11 - Tensão no barramento CC com a malha <i>feed-forward</i> ... ..	93
Figura 8.12 - Tensão no barramento CC - a) Sem <i>feed-forward</i> ; b) Com <i>feed-forward</i> ... ..	93

## LISTA DE TABELA

Tabela 2.1 - Parâmetros elétricos do PV SW 245 sob as condições de teste padrão (STC: 1000 W/m <sup>2</sup> , 25°C, AM 1,5).....	23
Tabela 3.1 - Parâmetros elétricos do conversor Boost.....	25
Tabela 4.1 - Lógica do algoritmo P&O modificado..	30
Tabela 4.2 - Lógica do algoritmo IC modificado..	33
Tabela 5.1 – Variações nos fatores climáticos aplicados.....	37
Tabela 5.2 - Comparação geral dos métodos de MPPT.....	41
Tabela 6.1 - Recomendações sobre Resposta a Tensões Anormais..	45
Tabela 6.2 - Recomendações sobre Variação de Frequência .....	46
Tabela 6.3 - Recomendações sobre Fator de Potência.....	46
Tabela 6.4 – Classificação em relação à capacidade do sistema... ..	47
Tabela 6.5 - Recomendações de Tempo de Religamento... ..	47
Tabela 6.6 - Recomendações sobre Máxima Corrente CC Injetada.....	48
Tabela 6.7 - Recomendações sobre Partida Suave e Queda de Tensão.....	49
Tabela 6.8 - Recomendações sobre Limites de Distorção de Corrente Injetada.....	50
Tabela 7.1 - Cargas para teste AI conforme norma IEEE 929-2000..	67
Tabela 7.2 - Comparação dos métodos de AI.....	76
Tabela 8.1 - Especificações para Projeto dos Controladores PI de Corrente.....	81
Tabela 8.2 - Ganhos dos controladores PI das Malhas de Corrente.....	83
Tabela 8.3 - Especificações para projeto do controlador PI de tensão .....	84
Tabela 8.4 - Ganhos do controlador PI da Malha de Tensão. ....	85
Tabela 8.5 - Parâmetros adotados na simulação.....	87
Tabela 8.6 – Tabela da taxa de distorção harmônica da corrente da rede e da corrente injetada pelo inversor.....	94

## LISTA DE ABREVIATURAS

AI	Anti-ilhamento
AFD	<i>Active Frequency Drift</i>
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CO <sub>2</sub>	Gás Carbônico
D fixa	Razão cíclica fixa
DHT	Distorção Harmônica Total
FR	Fator de Rastreamento
GD	Geração Distribuída
IC	Condutância Incremental
MPP	<i>Máximum Power Point</i>
MPPT	<i>Máximum Power Point Tracking</i>
PAC	Ponto de Acoplamento
PLC	<i>Power Line Communication</i>
PLL	<i>Phase-Locked Loop</i>
PV	Painel Fotovoltaico
PWM	<i>Pulse-Width Modulation</i>
P&O	Perturbação e Observação
SEP	Sistema Elétrico de Potência
SFS	<i>Sandia Frequency Shift</i>
SGD	Sistema de Geração Distribuída
SVS	<i>Sandia Voltage Shift</i>
SMS	<i>Slip-Mode Frequency Shift</i>
UPS	<i>Uninterruptable Power Supply</i>
VSI	<i>Voltage Source Inverter</i>
V cte	Tensão constante
ZND	Zona de Não-Detecção

## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b> .....	<b>15</b>
<b>2</b>	<b>MODELO DO PAINÉL FOTOVOLTAICO</b> .....	<b>20</b>
<b>3</b>	<b>MODELO DO CONVERSOR BOOST VIA ESPAÇOS DE ESTADOS</b> .....	<b>24</b>
<b>4</b>	<b>TÉCNICAS PARA EXTRAÇÃO DA MÁXIMA POTÊNCIA (MPPT)</b> .....	<b>26</b>
4.1	RAZÃO CÍCLICA FIXA.....	26
4.2	TENSÃO CONSTANTE .....	27
4.3.	PERTURBAÇÃO E OBSERVAÇÃO (P&O).....	28
4.3.1	P&O CLÁSSICO.....	29
4.3.2	P&O MODIFICADO.....	29
4.4	CONDUTÂNCIA INCREMENTAL (IC) .....	30
4.4.1	IC CLÁSSICO.....	31
4.4.2	IC MODIFICADO .....	31
4.5	BETA.....	33
4.6	OSCILAÇÃO DO SISTEMA .....	34
4.7	CORRELAÇÃO DE RIPPLE .....	35
4.8	TEMPERATURA.....	35
<b>5</b>	<b>RESULTADOS DE SIMULAÇÕES PARA OS ALGORITMOS DE MPPT</b> .....	<b>37</b>
5.1	COMPARAÇÃO DOS ALGORITMOS DE MPPT.....	38
5.2	CONCLUSÃO DOS MÉTODOS DE MPPT .....	42
<b>6</b>	<b>EFEITO ILHAMENTO</b> .....	<b>43</b>
6.1	RESIDENCIAS DO MÉTODO.....	43
6.1.1	MÉTODOS NÃO RESIDENTE AO CONVERSOR .....	43
6.1.2	MÉTODOS RESIDENTE AO CONVERSOR.....	44
6.2	NORMAS TÉCNICAS.....	44
6.2.1	IEEE STD 1547.2-2008 .....	45
6.2.1.1	ILHAMENTO INTENCIONAL E NÃO INTENCIONAL .....	45
6.2.2	IEEE STD 929-2000.....	45
6.2.2.1	QUALIDADE DE ENERGIA.....	45
6.2.2.1.1	TENSÃO .....	45
6.2.2.1.2	FREQUÊNCIA .....	46
6.2.2.1.3	FATOR DE POTÊNCIA.....	46
6.2.2.2	CAPACIDADE DO SISTEMA .....	46
6.2.2.3	INTERRUPÇÃO NO FORNECIMENTO .....	47
6.2.2.4	MODO UPS .....	47
6.2.2.5	ATERRAMENTO E INJEÇÃO CC .....	48
6.2.2.6	PARTIDA SUAVE E QUEDA DE TENSÃO.....	49
6.2.2.7	CHAVES SECCIONADORAS .....	49
6.2.3	IEEE STD 519-1992.....	50
6.2.3.1	DHT .....	50
6.2.4	CONCLUSÃO DAS NORMAS TÉCNICAS.....	50
6.3	MÉTODOS DE PROTEÇÃO DE ILHAMENTO .....	51
6.3.1	MÉTODOS PASSIVOS .....	51
6.3.1.1	ZONA DE NÃO DETECÇÃO .....	51

6.3.1.2	SUB/SOBRE TENSÃO E SUB/SOBRE FREQUÊNCIA .....	52
6.3.2	MÉTODOS ATIVOS .....	53
6.3.2.1	ZONA DE NÃO DETECÇÃO .....	54
6.3.2.2	INJEÇÃO DE REATIVO .....	54
6.3.2.3	MEDIAÇÃO DE IMPEDÂNCIA EM UMA FREQUÊNCIA ESPECÍFICA.....	55
6.3.2.4	DESLOCAMENTO ATIVO DE FREQUÊNCIA (AFD) .....	56
6.3.2.5	DESLOCAMENTO DE FREQUÊNCIA (SMS) .....	58
6.3.2.6	MÉTODO SANDIA DE DESLOCAMENTO DE FREQUÊNCIA (SFS) .....	60
6.3.2.7	MÉTODO SANDIA DE DESLOCAMENTO DE TENSÃO (SVS).....	61
6.3.3	MÉTODOS REMOTOS .....	62
6.4	MODELO PARA SIMULAÇÃO DE AI .....	63
6.5	SISTEMA PLL.....	64
<b>7</b>	<b>RESULTADOS DE SIMULAÇÕES DAS TÉCNICAS DE AI .....</b>	<b>65</b>
7.1	INFLUENCIA DA POTÊNCIA GERADA .....	65
7.2	CARGA R.....	67
7.3	CARGA RL, RC E RLC.....	67
7.4	SUB/SOBRE TENSÃO E SUB/SOBRE FREQUÊNCIA .....	68
7.4.1	SUB/SOBRE TENSÃO.....	68
7.4.2	SUB/SOBRE FREQUÊNCIA.....	68
7.5	INJEÇÃO DE REATIVO.....	69
7.6	MEDIAÇÃO DE IMPEDÂNCIA EM UMA FREQUÊNCIA ESPECÍFICA .....	70
7.7	DESLOCAMENTO ATIVO DE FREQUÊNCIA - AFD .....	71
7.8	DESLOCAMENTO DE FREQUÊNCIA - SMS .....	72
7.9	MÉTODO SANDIA DE DESLOCAMENTO DE FREQUÊNCIA - SFS .....	73
7.10	MÉTODO SANDIA DE DESLOCAMENTO DE TENSÃO - SVS.....	74
7.11	COMPARAÇÃO DOS MÉTODOS DE AI .....	75
7.12	CONCLUSÃO DOS MÉTODOS DE AI.....	76
<b>8</b>	<b>APLICAÇÃO DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE ELÉTRICA COM TÉCNICAS DE MPPT E AI .....</b>	<b>77</b>
8.1	MODULAÇÃO PWM.....	78
8.2	MODELAGEM DA MALHA DE CORRENTE E DE TENSÃO.....	79
8.3	METODOLOGIA DE PROJETO DOS CONTROLADORES PI.....	80
8.3.1	PROJETO DOS CONTROLADORES PI DA MALHA DE CORRENTE.....	81
8.3.2	PROJETO DOS CONTROLADORES PI DA MALHA DE TENSÃO .....	84
8.4	RESULTADOS DE SIMULAÇÃO .....	86
8.5	MALHA DE CONTROLE PV CURRENT FEED-FORWARD .....	90
8.6	RESULTADOS DE SIMULAÇÃO .....	92
8.7	CONCLUSÃO DO CAPÍTULO.....	94
<b>9</b>	<b>CONCLUSÃO .....</b>	<b>95</b>
9.1	PUBLICAÇÕES ASSOCIADAS AO TRABALHO .....	96
	<b>REFERÊNCIAS .....</b>	<b>97</b>

# 1 INTRODUÇÃO

Atualmente, estudos e aplicações de fontes de energias renováveis vêm ganhando cada vez mais destaque no mundo, devido à crescente demanda energética e a preocupação com a preservação ambiental (BRITO et al., 2013). Dentre todas as diferentes fontes de energias renováveis conhecidas até hoje, como por exemplo a eólica, biomassa, solar, maremotriz, entre outras, a energia solar vem se destacando devido à sua abundância, por não ser poluente e por sua vasta incidência em toda a superfície terrestre (CHA; LEE, 2008). O efeito fotovoltaico consiste do surgimento de uma diferença de potencial em uma junção semicondutora P-N quando esta é atingida por fótons (GUTMANN; OLIVEIRA, 2010).

A Figura 1.1 mostra um gráfico com a perspectiva de evolução das fontes de energia alternativa, o a energia fotovoltaica apresenta o maior índice de aumento seguido da eólica futuramente.

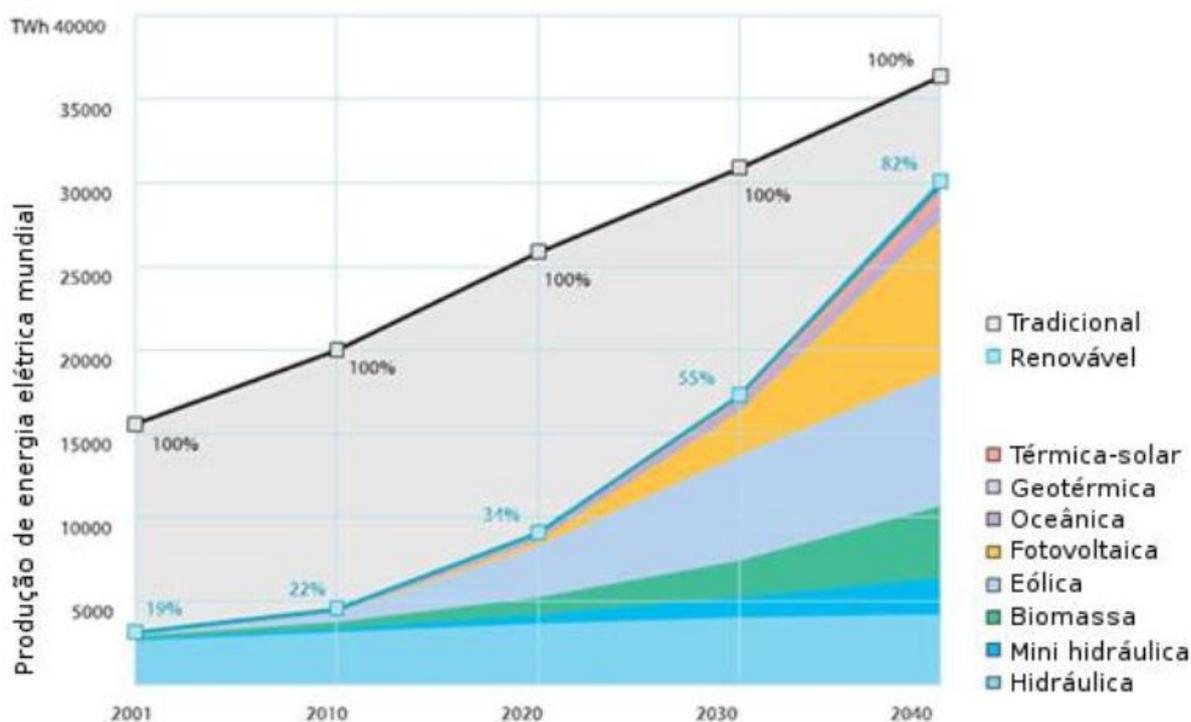


Figura 1.1 - Evolução do uso das fontes de energia alternativas para as próximas décadas.

Fonte: BRITO et al. (pag. 2, 2011).

Desta forma, esta se apresenta como uma fonte viável de geração de energia elétrica, mais notadamente em Sistemas de Geração Distribuída (SGD) conectados à rede de distribuição de energia elétrica, se tornando um fator chave no mercado de energias renováveis.

De forma a parametrizar esse grande potencial energético solar, estudos estimam que a incidência solar sobre a superfície da terra seja da ordem de dez mil vezes maior do que o consumo energético mundial (CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA - CEPEL, 2000).

Em relação ao Brasil, a incidência solar é superior à de muitos países europeus que já utilizam a energia solar há um bom tempo, colocando o país em vantagem com relação aos países industrializados, havendo assim uma grande possibilidade de utilização da energia solar fotovoltaica no país, pois é provido de excelentes níveis de radiação solar o ano todo devido à sua localização geográfica (BRITO, 2013). A Alemanha é um dos países que mais utilizam energia solar em todo o mundo apresentando índices de radiação solar bem inferiores em relação ao Brasil. A título de comparação, a região mais favorecida da Alemanha possui 1,4 vezes menos radiação solar do que a região do Brasil menos favorecida deste fenômeno natural (ALMEIDA; MATTOS; BARBOSA, 2010; SALAMON; RÜTHER, 2007). A Figura 1.2 apresenta o atlas de irradiação solar no Brasil.

Pode-se observar na Figura 1.2 que o Brasil possui uma distribuição praticamente uniforme de radiação solar em quase todo o seu território. A região sul apresenta menores índices, mas mesmo assim é possível gerar energia a partir de painéis fotovoltaicos.

Tendo em vista a diversidade energética que o Brasil possui, desde a energia hidrelétrica predominante até a energia solar, a tendência dos SGD é se tornarem cada vez mais frequentes, onde estes têm como objetivo disponibilizar essa energia captada pelo arranjo fotovoltaico para a rede elétrica, realizando a conexão entre as fontes de energia alternativa e o Sistema Elétrico de Potência (SEP).

Uma das grandes vantagens do uso da energia gerada pelos painéis fotovoltaicos é a possibilidade do atendimento a regiões, comunidades isoladas. Segundo (PINHEIRO, 2007), no Brasil 15% da população não possui acesso à energia elétrica, esta parcela representa, coincidentemente, parte da população que vive em regiões onde o atendimento por meio do sistema elétrico convencional é economicamente inviável ou de difícil acesso.

Outra grande vantagem é em relação à preservação ambiental sobre a redução das emissões de gás carbônico (CO<sub>2</sub>). Segundo (WOLFSEGGGER; STIERSTORFER, 2007), em 2030, a taxa de redução anual de emissões de CO<sub>2</sub> devido a utilização de sistemas fotovoltaicos, deve estar em torno de 1 bilhão de toneladas/ano, o equivalente às emissões totais da Índia no ano de 2004, ou às emissões de 300 usinas termelétricas a carvão. Além disso, em 2040 é previsto que 28% da energia consumida no mundo seja proveniente de painéis solares.

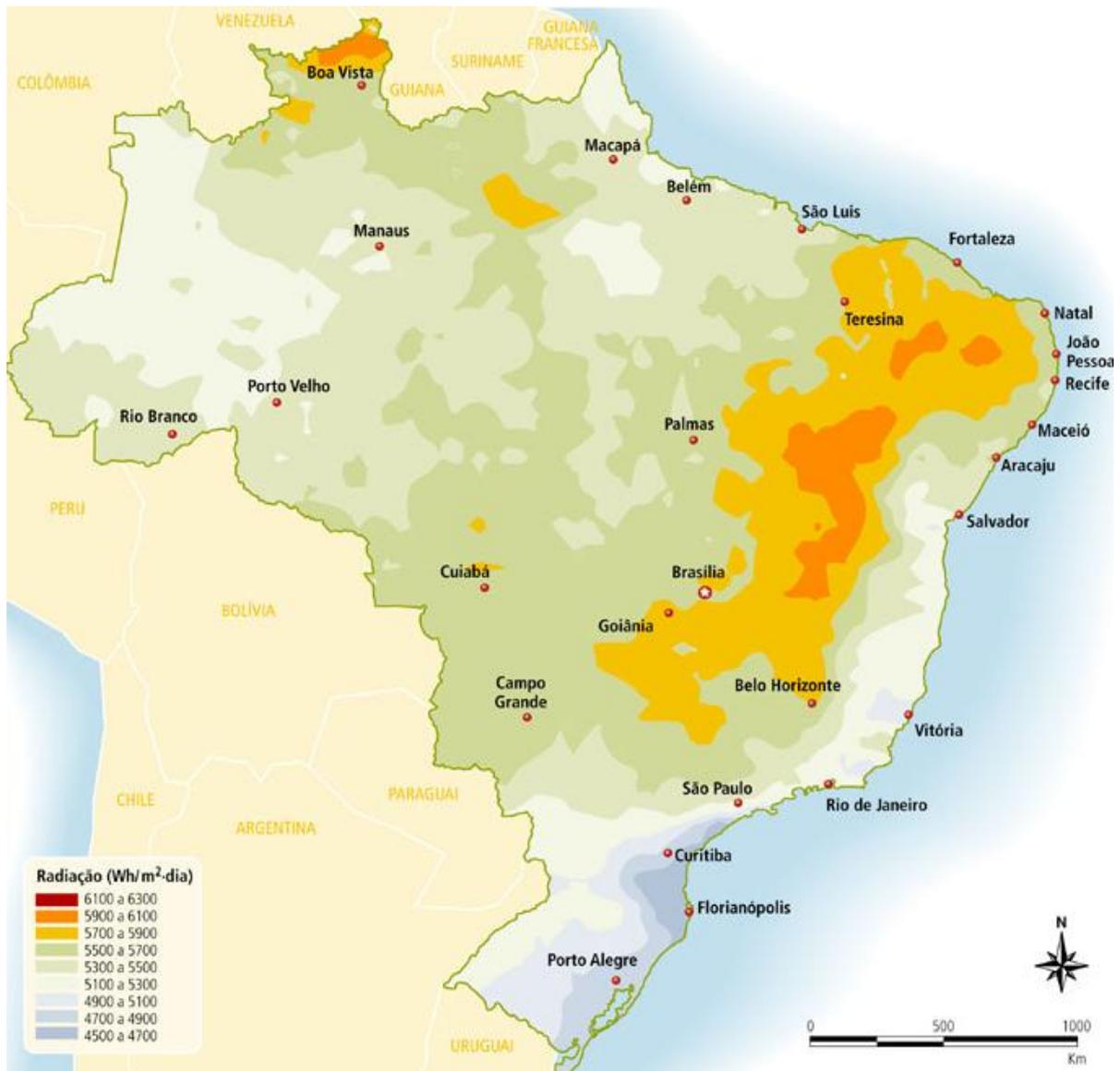


Figura 1.2 - Atlas de irradiação solar no Brasil.

Fonte: ATLAS de Irradiação Solar no Brasil. 1998. (Adaptado).

O elevado custo de implantação de sistemas fotovoltaicos poderá ser reduzido assim que estes se tornarem concorrentes da energia hidroelétrica no Brasil daqui à alguns anos. O custo da energia advinda dos painéis fotovoltaicos se igualaria ao custo da energia provida da rede de energia a partir de 2020 em algumas regiões do país, caso existam programas de incentivo do governo à aplicação desta fonte, com foi realizado na Alemanha (SALAMON; RÜTHER, 2007).

Em uma residência, por exemplo, um sistema fotovoltaico pode ser instalado de modo isolado ou não-isolado, ou seja, no modo isolado o sistema utiliza armazenadores de energia e toda a energia gerada pelos painéis é armazenada para ser utilizada mais tarde. Já o modo não-isolado, o sistema fotovoltaico é conectado diretamente à rede, dispensando a necessidade do uso de baterias. Sem esse componente, o custo do sistema diminui

significativamente e permite uma melhoria em seu desempenho, uma vez que aumenta-se a energia disponibilizada na saída do sistema (BALAGUER et al., 2008).

Os painéis fotovoltaicos (PV), os quais são utilizados para a conversão da energia solar em elétrica, apresentam curvas características I-V (corrente-tensão) e P-V (potência-tensão) não-lineares. Estes são fortemente influenciados pelos fatores climáticos como radiação solar e temperatura (CASARO; MARTINS, 2008). Estes ainda apresentam um custo inicial para a implantação relativamente alto, e possuem uma baixa eficiência de conversão de energia solar em elétrica (BRITO et al., 2013).

Desta forma, torna-se necessário a utilização de técnicas de extração da máxima potência possível (*Maximum Power Point Tracking* - MPPT) destes painéis, para se obter máxima eficiência em operação, e são indispensáveis para a implantação de arranjos fotovoltaicos (YU et al., 2002; DESAI; PATEL, 2007; ESRAM; CHAPMAN, 2007; PANDEY; DASGUPTA; MUKERJEE, 2007)

Devido à necessidade de operação com a rede de distribuição, um sistema inversor é necessário para converter a energia proveniente dos painéis, que é contínua, em alternada, para ser injetada de forma adequada e com índices de qualidade na rede de distribuição.

Com o crescimento da geração distribuída, modificaram-se em muitos países os cenários de geração de energia elétrica, principalmente quando ocorre uma falha na rede elétrica, pois para se realizar a conexão do sistema à rede é necessário tomar certas precauções tais como a previsão de ilhamento e sincronização. Ao ocorrer uma falha no gerador ou em alguma parte da linha de alimentação principal, nos sistemas de distribuição convencionais, o suprimento de energia é interrompido. Mas, com a presença de SGD na rede, as cargas podem continuar sendo abastecidas pelos sistemas fotovoltaicos, formando “ilhas” na rede elétrica energizadas, porém, isoladas do sistema elétrico principal. A princípio, do ponto de vista da confiabilidade e continuidade do abastecimento, a operação do sistema elétrico em ilhas é benéfico. Porém, os sistemas elétricos contemporâneos, bem como a equipe técnica responsável pela sua operação e manutenção, não estão preparados para este modo de funcionamento, haja visto que a norma IEEE 1547.2-2008 exige a desconexão dos sistemas PV na ocorrência de falhas da rede (GALOTTO JR, 2011).

A principal razão da importância do estudo e implementação dos algoritmos de anti-ilhamento (AI) são relacionados por ocasionarem vários problemas, tais como:

- ameaça à segurança dos técnicos pela dificuldade na identificação das linhas energizadas;
- a tensão e a frequência podem não se manter dentro dos níveis tolerados;

- os religadores manuais ou automáticos podem fechar fora de fase, levando a potenciais danos a equipamentos da rede e dos consumidores.

Embora a probabilidade de ocorrência deste efeito seja extremamente baixa, normas que versam sobre a interconexão de sistemas fotovoltaicos à rede requerem métodos eficazes para detectar o ilhamento, tais como IEEE 1547.2-2008, IEEE 929-2000 e IEEE 519-1992.

A norma IEEE 1547.2-2008 especifica as características de operação, segurança, testes e manutenção em sistemas de geração distribuída e definições gerais de como devem operar os sistemas quando conectados à rede. A IEEE 929-2000 apresenta recomendações para o sistema fotovoltaico, recomendações sobre qualidade de energia, modo de operações, segurança e proteção. A norma IEEE 519-1992 apresenta recomendações sobre a máxima distorção harmônica total (DHT) da corrente e tensão que o sistema permite.

Pelas razões apresentadas, o principal objetivo deste trabalho é realizar um amplo estudo dos algoritmos de MPPT, para a obtenção de uma máxima eficiência de um arranjo fotovoltaico, bem como o estudo dos algoritmos de anti-ilhamento, empregados para realizar a detecção de uma falha na rede e desconectar a GD da rede em CA e/ou desligando completamente o sistema de GD, de forma a atender requisitos de segurança e normas específicas, as quais serão implementadas em um ambiente computacional de forma realizar uma aplicação de conexão do sistema PV com a rede elétrica, com os algoritmos que obtiveram melhores resultados via simulação. Assim como um estudo de normas reguladoras para a conexão do sistema PV com a rede elétrica, estudo de sistemas de detecção de fase (PLL - *Phase-Locked Loop*), os quais serão aplicados nas técnicas de AI, conversores CC-CC e conversores CC-CA.

## 2 MODELAGEM DO PAINEL FOTOVOLTAICO

Os painéis solares apresentam curvas características não-lineares I-V (corrente e tensão) e P-V (potência e tensão), conforme ilustram as Figuras 2.1 à 2.4, as quais são fortemente influenciadas pelos fatores climáticos, tais como a radiação solar e a temperatura, tornando assim a tarefa para a extração da máxima potência mais complexa. Desta forma, diversos algoritmos para a extração da máxima potência dos painéis fotovoltaicos têm sido desenvolvidos e propostos nas literaturas (BRITO et al., 2013; LI et al., 2010; YU et al., 2002).

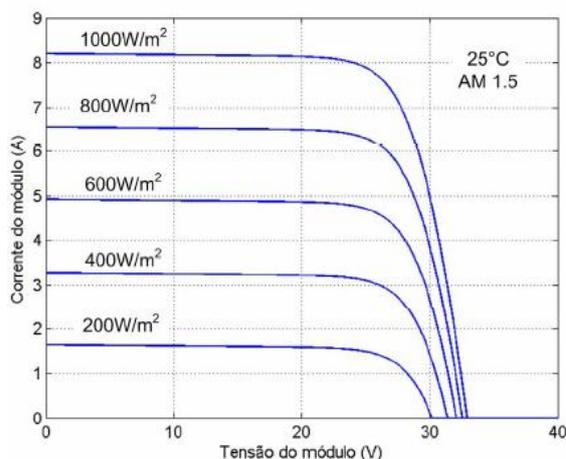


Figura 2.1 - Curva característica I-V do arranjo fotovoltaico para diferentes níveis de radiação. Fonte: CASARO; MARTINS (pag. 144, 2008).

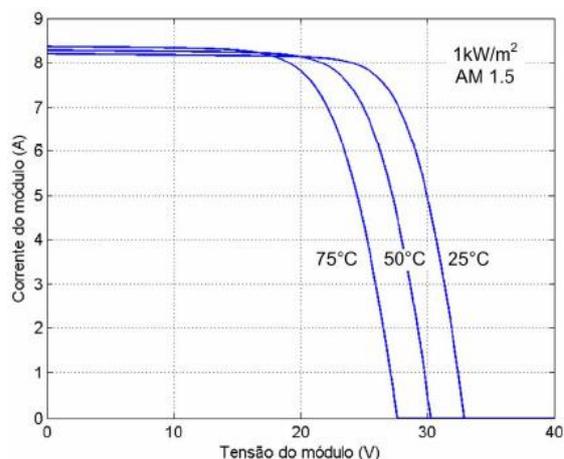


Figura 2.2 - Curva característica I-V do arranjo fotovoltaico para diferentes níveis de temperatura. Fonte: CASARO; MARTINS (pag. 145, 2008).

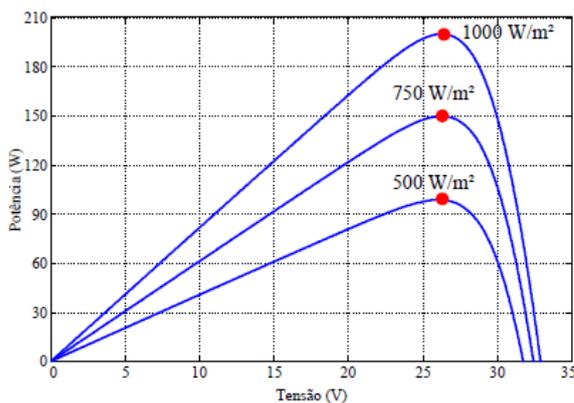


Figura 2.3 - Curva característica P-V do arranjo fotovoltaico para diferentes níveis de radiação. Fonte: BRITO et al.(pág. 3, 2013).

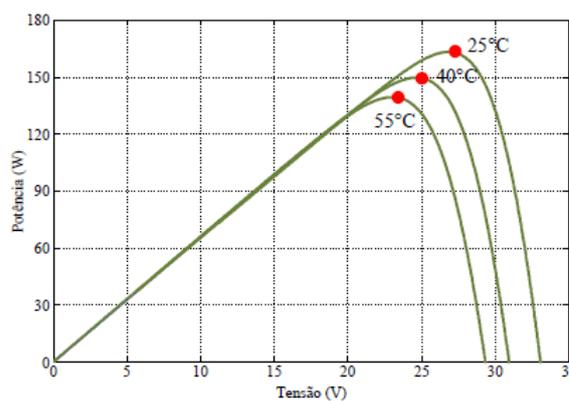


Figura 2.4 - Curva característica P-V do arranjo fotovoltaico para diferentes níveis de temperatura. Fonte: BRITO et al. (pag. 3, 2013).

Uma célula fotovoltaica pode ser representada pelo circuito equivalente mostrado na Figura 2.5, onde é representada por uma fonte de corrente em anti-paralelo com um diodo e resistores em série e paralelo,  $R_S$  e  $R_P$ , decorrentes das características construtivas das células

fotovoltaicas (junção PN e ligação entre os elementos). O valor de  $R_S$  interfere na inclinação da curva I-V após o ponto de máxima potência (MPP), ou seja, quando os módulos passam a se comportar como fonte de tensão (Figura 2.6), já a resistência  $R_P$  regula a inclinação antes do MPP, quando os painéis se comportam como fonte de corrente (Figura 2.7).

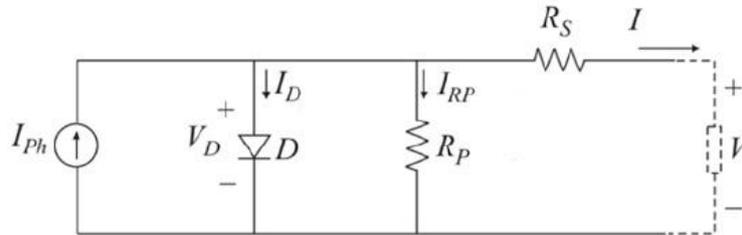


Figura 2.5 - Circuito equivalente de uma célula fotovoltaica.

Fonte: CASARO; MARTINS (pag. 142, 2008).

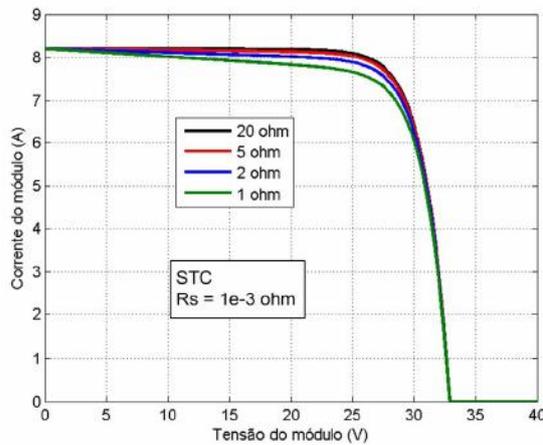


Figura 2.6 - Curva característica I-V para diferentes valores de  $R_S$ .

Fonte: CASARO; MARTINS (pag. 143, 2008).

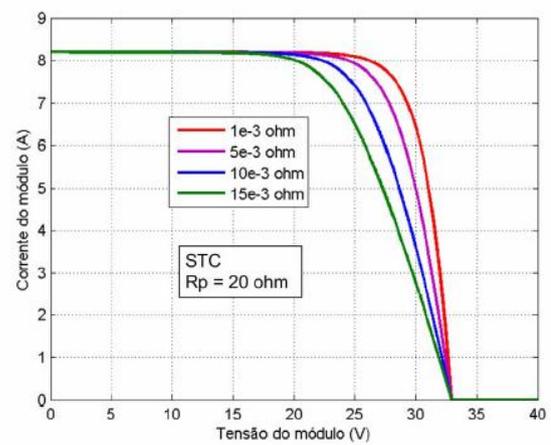


Figura 2.7 - Curva característica I-V para diferentes valores de  $R_P$ .

Fonte: CASARO; MARTINS (pag. 143, 2008).

O equacionamento do circuito da Figura 2.5 pode ser representado por (2.1), conforme (GOW; MANNING, 1999; VEERACHARY, 2006).

$$I = I_{ph} - I_r \cdot \left[ e^{\frac{q \cdot (V + I \cdot R_S)}{\eta \cdot K \cdot T}} - 1 \right] - \frac{V + I \cdot R_S}{R_P} \quad (2.1)$$

Sendo:  $V$ ,  $I$  a tensão e corrente nos terminais de saída de uma célula solar respectivamente;  $I_{ph}$  é a fotocorrente;  $I_r$  é a corrente de saturação reversa da célula;  $R_S$ ,  $R_P$  são as resistências série e paralela da célula;  $q$  é a carga do elétron ( $q=1,6 \times 10^{-19}$  C);  $\eta$  é o fator de qualidade da junção p-n;  $K$  é a constante de Boltzmann ( $K=1,38 \times 10^{-23}$  J/K) e  $T$  é a temperatura ambiente em Kelvin.

A equação (2.1) pode ser modificada para apresentar corrente nula quando a corrente  $I$  se aproximar da corrente real do PV. Assim (2.1) se torna (2.2) em função da própria corrente do PV (CASARO; MARTINS, 2008).

$$f(I) = I_{ph} - I - I_r \cdot \left[ e^{q \cdot (V + I \cdot R_s) / \eta \cdot K \cdot T} - 1 \right] - \frac{V + I \cdot R_s}{R_p} \quad (2.2)$$

A corrente  $I$ , com valor inicial nulo, é utilizada em um processo iterativo que aproxima (2.2) de sua raiz, utilizando o método de Newton-Rhapson, conforme (2.3) (BRITO et al, 2012).

$$x_{n+1} = x_n - \frac{f(x_n)}{f'(x_n)} \quad (2.3)$$

A derivada de (2.2) em relação à corrente  $I$  é apresentada por (2.4).

$$f'(I) = -1 - I_r \cdot \left[ e^{q \cdot (V + I \cdot R_s) / \eta \cdot K \cdot T} - 1 \right] \cdot \frac{q \cdot R_s}{\eta \cdot K \cdot T} - \frac{R_s}{R_p} \quad (2.4)$$

Para se desenvolver um processador de energia solar fotovoltaica, o uso de um programa simulador é imprescindível, bem como um modelo computacional que reflita o comportamento do arranjo fotovoltaico de maneira precisa, incluindo respostas a variações de temperatura e radiação (CASARO; MARTINS, 2008). Recentemente (CASARO; MARTINS, 2008) propôs um modelo computacional para a simulação de sistemas fotovoltaicos.

De posse do equacionamento apresentado, foi criado um modelo de simulação no ambiente MatLab/Simulink®. A Figura 2.8 mostra como foi utilizado o bloco para a aplicação do painel como fonte de tensão. O simulador apresenta como entradas a irradiação solar e a temperatura.

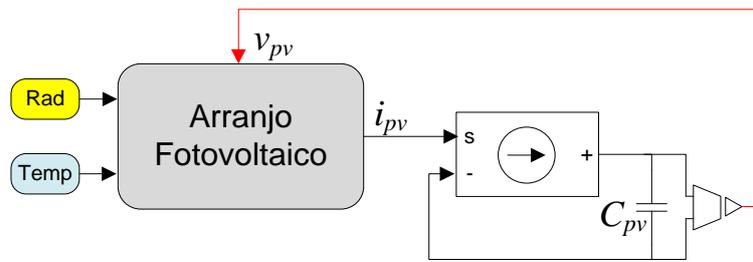


Figura 2.8 - Diagrama em blocos do modelo implementado no MatLab/Simulink®.

Na Figura 2.8  $v_{pv}$ ,  $i_{pv}$ ,  $Rad$ ,  $Temp$  e  $C_{pv}$ , representam, respectivamente, a tensão nos terminais do arranjo PV, a corrente nos terminais do arranjo PV, radiação solar, temperatura e o capacitor de filtro de saída do arranjo PV.

Para o estudo foram utilizados módulos policristalinos SW 245 da SolarWorld, onde cada módulo contém 60 células fotovoltaicas interconectadas, e nas condições de teste padrão (STC) fornece 245 Wp (Watt-pico). As características elétricas principais do painel fotovoltaico em estudo estão apresentadas na Tabela 2.1.

Tabela 2.1 - Parâmetros elétricos do PV SW 245 sob as condições de teste padrão (STC: 1000 W/m<sup>2</sup>, 25°C, AM 1,5).

Potência máxima	$P_{max} = 245 \text{ Wp}$
Tensão de circuito aberto	$V_{OC} = 37,5 \text{ V}$
Tensão do ponto de máxima potência	$V_{MPPT} = 30,8 \text{ V}$
Corrente de curto circuito	$I_{SC} = 8,49 \text{ A}$
Corrente do ponto de máxima potência	$I_{MPPT} = 7,96 \text{ A}$

### 3 MODELO DO CONVERSOR BOOST VIA ESPAÇOS DE ESTADOS

Para as simulações dos algoritmos de MPPT optou-se por utilizar o modelo médio do conversor CC-CC boost (Figura 3.1) para simular a variação de carga controlada em ambiente MatLab/Simulink® na forma de equações por espaço de estados para se obter uma maior velocidade de simulação. Para realizar tal modelagem, foram escolhidas a corrente no indutor  $L$  e a tensão no capacitor de saída  $C$ , o conversor é considerado operando no modo de condução contínua. A modelagem foi realizada baseada no modelo apresentado por (ERICKSON; MAKSIMOVIC, 2001).

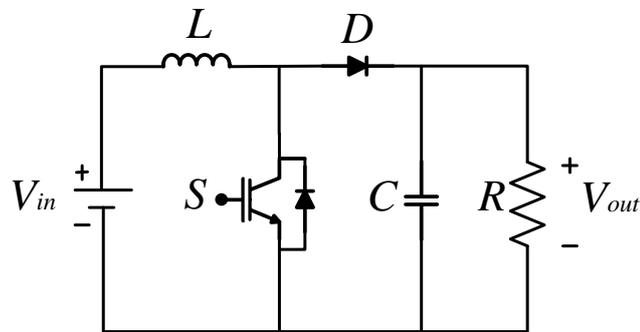


Figura 3.1- Conversor Boost.

Na primeira etapa, considerando a chave  $S$  fechada, a tensão no indutor e a corrente no capacitor são dadas por (3.1) e (3.2) por meio de análise de malha, respectivamente.

$$V_{in}(t) = \frac{L dI_L(t)}{dt} \rightarrow \frac{dI_L(t)}{dt} = \frac{V_{in}(t)}{L} \quad (3.1)$$

$$I_c(t) = C \frac{dV_c(t)}{dt} \rightarrow \frac{dV_c(t)}{dt} = \frac{V_c(t)}{R.C} \quad (3.2)$$

Para a segunda etapa de funcionamento, chave aberta, encontra-se (3.3) e (3.4) por meio de análise de malha.

$$V_{in}(t) = \frac{L dI_L(t)}{dt} \rightarrow \frac{dI_L(t)}{dt} = \frac{V_{in}(t) - V_c(t)}{L} \quad (3.3)$$

$$I_c(t) = C \frac{dV_c(t)}{dt} \rightarrow \frac{dV_c(t)}{dt} = \frac{I_L(t)}{C} - \frac{V_c(t)}{R.C} \quad (3.4)$$

Com as equações da tensão no indutor e corrente no capacitor obtidas para as duas etapas de operação, pode-se somar as equações da tensão no indutor (3.1) com a equação (3.3), as equações da corrente no capacitor (3.2) com (3.4) e adicionando uma função  $D$  nas equações resultantes, que é a razão cíclica do conversor, obtendo assim (3.5) e (3.6).

$$\frac{dI_L(t)}{dt} = \frac{V_{in}(t)}{L}d(t) + \left[ \frac{V_{in}(t) - V_c(t)}{dL} \right](1-D) \quad (3.5)$$

$$\frac{dV_c(t)}{dt} = \frac{-V_c(t)}{R.C}d(t) - \left[ \frac{I_L}{C} - \frac{-V_c(t)}{R.C} \right](1-D) \quad (3.6)$$

Rearranjando matematicamente as equações (3.5) e (3.6), pode-se simplificar e obter (3.7) e (3.8).

$$\frac{dI_L(t)}{dt} = \frac{1}{L} [V_{in}(t) - (V_c(t))(1-D)] \quad (3.7)$$

$$\frac{dV_c(t)}{dt} = \frac{1}{C} \left[ (I_L(t))(1-D) + -\frac{V_c(t)}{R} \right] \quad (3.8)$$

A partir das equações (3.6) à (3.8) e concluindo-se que  $V_{out}$  é igual à  $V_c$ , é possível realizar a implementação do modelo médio do conversor Boost em ambiente computacional.

Uma oscilação no modelo médio foi inserida na simulação para representar o efeito do *ripple* da corrente no indutor. Os parâmetros do conversor Boost utilizado são apresentados na Tabela 3.1.

Tabela 3.1 - Parâmetros elétricos do conversor Boost.

Indutância	$L = 10,118 \text{ mH}$
Capacitância	$C = 73,1 \text{ } \mu\text{F}$
Frequência do conversor	$f_b = 30 \text{ KHz}$
Resistência de carga	$R = 200 \text{ } \Omega$

## 4 TÉCNICAS PARA EXTRAÇÃO DA MÁXIMA POTÊNCIA (MPPT)

Atualmente, existem diversos algoritmos para a extração da máxima potência de um sistema fotovoltaico e são, basicamente, divididos em *off-line* e *on-line* (D'SOUZA; LOPES; LIU, 2009). Os métodos *off-line* consistem em conhecimentos prévios das fontes e é realizado um ajuste pontual para uma dada característica. Dos métodos *off-line*, podem ser citados: Razão cíclica fixa (JAIN, 2007) e métodos fundamentados em modelo (RODRIGUEZ, 2007). São métodos muito simples e, normalmente, não necessitam de sensoriamento, são vantajosos por serem de baixo custo, porém apresentam um baixo fator de rastreamento, e isso não levará a uma operação eficiente do rastreamento da máxima potência do arranjo PV.

Nos métodos *on-line*, o ajuste do ponto ótimo é feito continuamente, são mais eficientes, apresentam uma resposta mais rápida em relação às variações atmosféricas, porém seu custo pode ser mais elevado dependendo do número de sensores utilizados. Entretanto, o maior número de sensores tende a melhorar a eficiência do rastreamento, o que pode compensar o custo adicional. Dos métodos *on-line*, podem ser citados: Tensão constante (SALAS et al., 2006), Escalada (*Hill Climbing*) (D'SOUZA; LOPES; LIU, 2009), que é um dos métodos mais conhecidos, também por Perturbação & Observação (P&O) em algumas literaturas. Esse método possui diversas modificações e otimizações como propostos por (XIAO, 2004) e (SERA et al., 2008). O método Condutância Incremental (IC) (LIU et al., 2008) que trabalha de forma semelhante ao método P&O na busca do MPP, o método da Temperatura (PARK, 2004), o método Beta ( $\beta$ ) (JAIN, 2004) e os métodos da oscilação do sistema (HO, 2004) e o da correlação do *ripple* (CASADEI, 2006).

O princípio básico de cada método é descobrir se algum parâmetro (corrente e/ou tensão do PV, ou dependendo do caso, a razão cíclica de um conversor CC-CC) precisa aumentar ou diminuir de modo a aumentar a transferência de potência.

A comparação entre os métodos pode ser realizada com relação ao fator de rastreamento que trata do percentual de energia aproveitada em relação à disponível, à velocidade da resposta transitória (BRITO, 2013), à facilidade e ao custo de implementação. Segundo (GALLOTO JR, 2011), mesmo os métodos mais lentos possuem velocidade de rastreamento suficiente para a maioria das aplicações.

### 4.1 RAZÃO CÍCLICA FIXA

O método da razão cíclica fixa é um método *off-line*, sendo considerado um dos mais simples por não necessitar de nenhuma realimentação. Basicamente consiste em alguns

conhecimentos prévios das fontes. Nesse método é realizado um ajuste pontual para uma dada característica, por exemplo, a resistência aparente da carga é ajustada uma única vez para a potência máxima do painel e não é ajustada novamente (BRITO et al., 2013). É um método independente do painel, ou seja, dados construtivos do painel não influenciam no algoritmo, e também não necessita de sensores, se tornando assim um método de baixo custo e de fácil implementação. Um problema é quando a máxima potência disponível no arranjo fotovoltaico não é a potência máxima que foi utilizada para o ajuste da resistência aparente da carga, isso faz com que o método se torne ineficiente.

- Vantagens: baixo custo, fácil implementação e não necessita de sensores.
- Desvantagens: baixa eficiência e baixo fator de rastreamento quando o MPP não é o mesmo que foi utilizado para configurá-lo.

## 4.2 TENSÃO CONSTANTE

O método da tensão constante se baseia no rastreamento da tensão de saída do painel fotovoltaico, indicando que a tensão no MPP ( $V_{MPP}$ ) é da ordem de 70% à 80% da tensão em circuito aberto ( $V_{oc}$ ) do painel fotovoltaico para a condição atmosférica padrão, ou seja, este método utiliza resultados empíricos (BRITO, 2013)

Este método necessita apenas de um sensor para a tensão de saída do PV, sendo que apenas a tensão de circuito aberto precisa ser previamente conhecida, geralmente na inicialização a vazio ou por meio do manual do PV (SALAS et al., 2006).

De acordo com (BRITO et al., 2011), a tensão nos terminais do painel varia muito pouco, mesmo quando a radiação solar é alterada. Assim, este algoritmo é interessante ser utilizados em regiões onde a temperatura não sofre grandes variações ao longo do dia. O modelo para este método está representado na Figura 4.1.

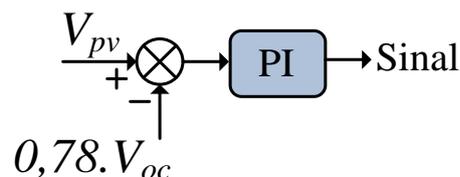


Figura 4.1 - Diagrama em blocos do método tensão constante.

- Vantagens: baixo custo, fácil implementação utiliza um único sensor.

- Desvantagens: perde sua eficiência quando ocorrem variações significativas de temperatura e é dependente dos parâmetros do fabricante do PV.

### 4.3 PERTURBAÇÃO E OBSERVAÇÃO (P&O)

Um dos métodos mais conhecido em diversas literaturas (D'SOUZA; LOPES; LIU, 2009) é também conhecido como método da Escalada (*Hill-Climbing*). O princípio de funcionamento desse método é baseado no incremento e decremento do sinal de saída do algoritmo e comparando a potência obtida no ciclo atual com a potência do ciclo anterior (BRITO et al., 2011), conforme ilustra a Figura 4.2.

Dependendo da aplicação este sinal de saída do algoritmo pode ser a referência de corrente, tensão ou o próprio sinal da razão cíclica. Se este sinal variar e a potência aumentar, o controle mudará o ponto de operação para tal direção, caso contrário, mudará o ponto de operação para direção oposta (BRITO et al., 2013). Como o próprio nome já diz “escalada” ele consiste em “escalar” a curva P<sub>x</sub>V para buscar o ponto de máxima potencia.

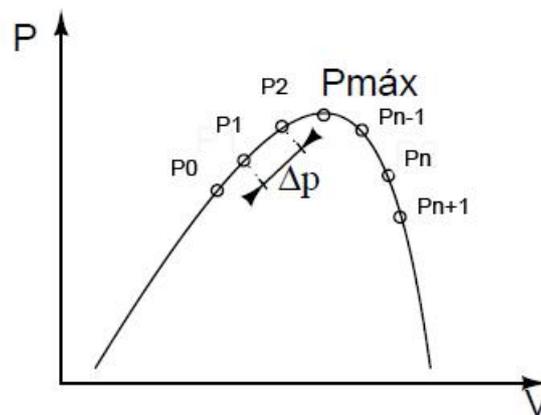


Figura 4.2 – Representação do funcionamento do método P&O.

Fonte: GAMBÔA (pág. 15, 2006)

Este método necessita do sensoriamento da corrente e da tensão do painel fotovoltaico. Este é um excelente método para a busca do MPP e pode-se citar como vantagem a sua independência do painel.

Este método apresenta várias versões e modificações apresentados em (ABDELSALAM et. al., 2011), as mudanças são em relação à sua implementação, como por exemplo o algoritmo com passo fixo é modificado para ter ser passo variável e isso pode melhorar a eficácia deste método.

Em seguida é apresentada duas versões deste método, o P&O clássico e o P&O modificado.

- Vantagens: pode ser implementado em plataforma digital ou analógica, fácil implementação, atua nas proximidades do MPP independentemente das condições de radiação e temperatura em regime permanente (BRITO et al., 2013) e apresenta um bom fator de rastreamento.
- Desvantagens: utilização de dois sensores.

### 4.3.1 P&O CLÁSSICO

O P&O clássico opera com perturbações fixas, e o fluxograma básico deste método é apresentado na Figura 4.3, como apresentado por (BRITO et al., 2013).

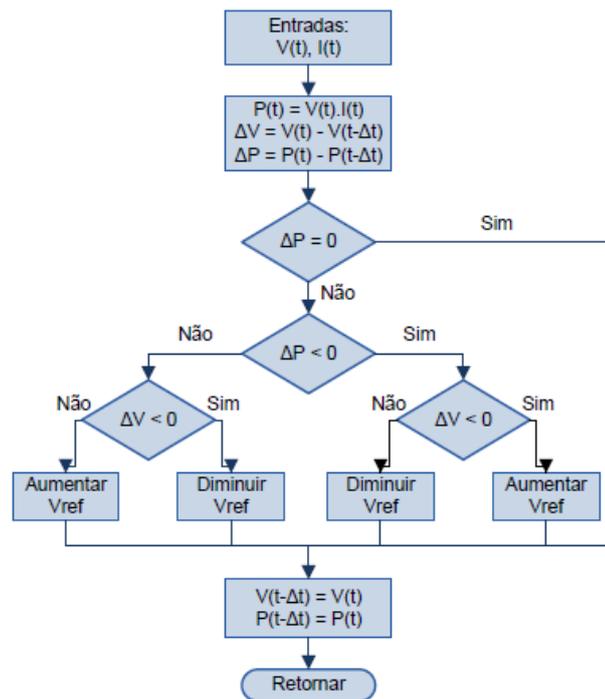


Figura 4.3 - Fluxograma do método P&O clássico.

Fonte: BRITO et al. (pág. 2, 2011)

### 4.3.2 P&O MODIFICADO

A Figura 4.4 apresenta o modelo do P&O modificado, que necessita das leituras da tensão e da corrente do painel indicadas como entradas. São calculadas as derivadas de tensão e de potência e em seguida é calculado o produto dos sinais da derivada que fornece a lógica

negada apresentada na Tabela 4.1. O sinal negativo do passo é utilizado para corrigir o sentido do sinal de saída. Um PI é utilizado na saída deste algoritmo para melhorar seu desempenho.

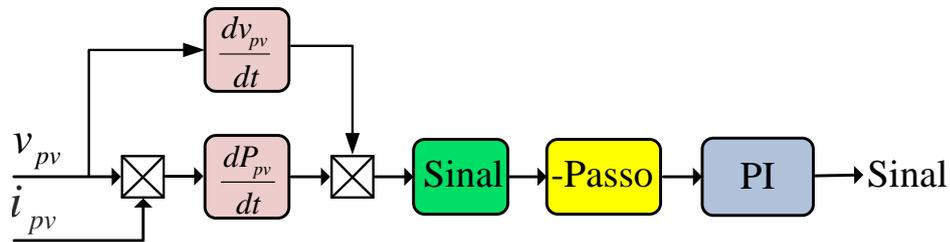


Figura 4.4 - Diagrama em blocos do método P&O modificado.

A Tabela 4.1 apresenta a lógica de operação do algoritmo em função dos sentidos das derivadas de potência e de tensão, como apresentada por (GALLOTO JR, 2011).

Tabela 4.1 - Lógica do algoritmo P&O modificado.

$\frac{dP_{pv}}{dt} = \frac{d(v_{pv} \cdot i_{pv})}{dt}$	$\frac{dv_{pv}}{dt}$	Sinal de saída
+	-	Incrementa
-	+	Incrementa
-	-	Decrementa
+	+	Decrementa

#### 4.4 CONDUTÂNCIA INCREMENTAL (IC)

Este método busca o MPP de forma parecida com o método P&O (LISERRE; SAUTER e HUNG, 20120). Seu funcionamento é baseado no fato de que a inclinação da curva de potência do painel solar é nula no MPP ( $dP/dV=0$ ), positiva à esquerda e negativa à direita conforme ilustra a Figura 4.5. Porém, segundo (BRITO et al., 2013), valor nulo para esta derivada raramente ocorre devido a resolução dos controladores digitais. Entretanto, o controlador pode reduzir as oscilações em regime permanente minimizando tais problemas.

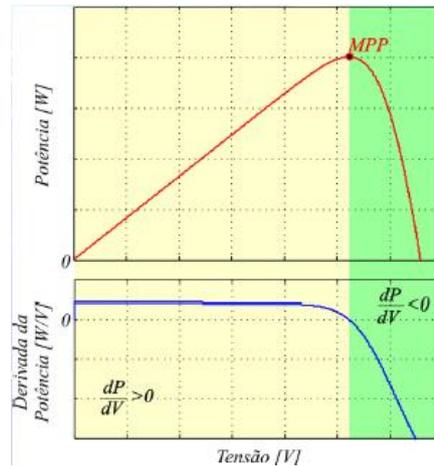


Figura 4.5 – Representação do método IC.

Este método também necessita de dois sensores, corrente e tensão. De acordo com (BRITO, et al., 2013) uma vantagem é que uma vez alcançado o MPP as perturbações são encerradas até que se observem alterações na corrente do painel. Assim como o P&O, esse método também apresenta algumas modificações (MASTROMAURO et al., 2009; LIU et al., 2008), como o uso adicional de um PI e/ou passo variável para melhorar a eficácia deste método.

Segundo (LAIRD et al., 2008), esse método apresenta uma incerteza para se obter exatamente o MPP, e uma pequena margem de erro é considerada satisfatória nos algoritmos práticos.

Assim, o MPP pode ser obtido em função do incremento na condutância do sistema PV. Através de (4.1) é possível obter as condições do algoritmo IC (4.2).

$$\frac{dP}{dv} = \frac{d(v.i)}{dv} = \frac{i}{v} + \frac{di}{dv} = 0 \quad (4.1)$$

$$\frac{di}{dv} = -\frac{i}{v} \quad \text{a)} \quad \frac{di}{dv} > -\frac{i}{v} \quad \text{b)} \quad \frac{di}{dv} < -\frac{i}{v} \quad \text{c)} \quad (4.2)$$

Onde: a) Representa a condição no MPP; b) Condição à esquerda e c) Condição à direita.

- Vantagens: pode ser implementado em plataforma digital ou analógica, uma vez alcançado o MPP as perturbações são encerradas até que se observem alterações na corrente do painel, bom fator de rastreamento.

- Desvantagens: utilização de dois sensores e devido ao calculo das derivadas de potência este pode ser considerado de complexidade maior de implementação.

#### 4.4.1 IC clássico

O fluxograma básico do método IC clássico é apresentado na Figura 4.3.

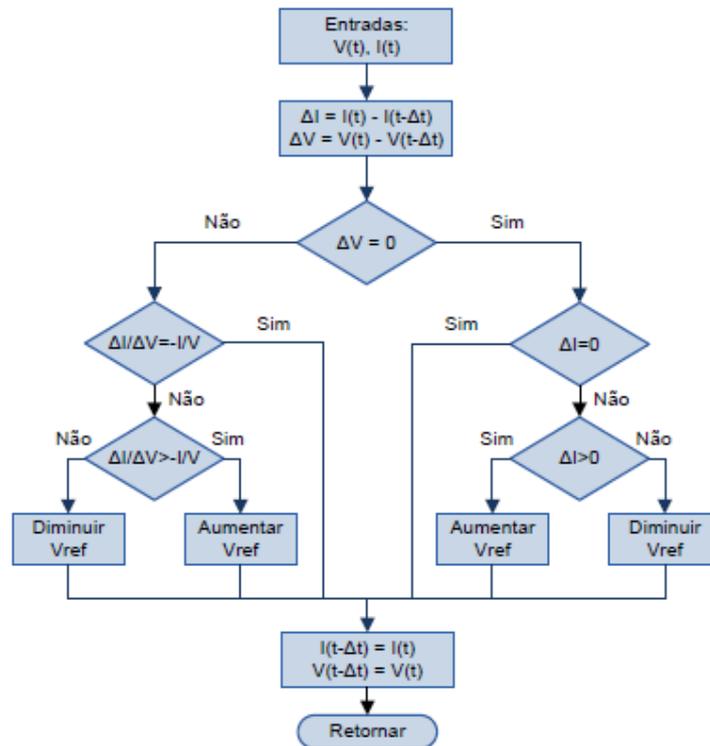


Figura 4.6 - Fluxograma do método da IC clássico.

Fonte: BRITO et al. (pág. 2, 2011).

#### 4.4.2 IC modificado

O modelo para este método está apresentado na Figura 4.7 e a tabela 4.2 resume lógica de operação do algoritmo, como apresentada por (GALLOTO JR, 2011). Um PI é utilizado na saída deste algoritmo para melhorar seu desempenho.

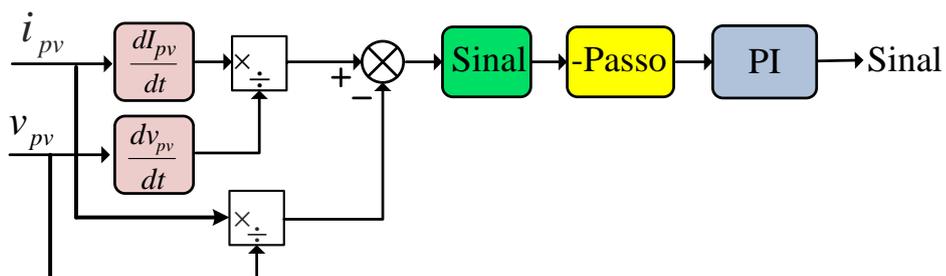


Figura 4.7 - Diagrama em blocos do método IC modificado.

Tabela 4.2 - Lógica do algoritmo IC modificado.

$\frac{dI_{pv}}{dV_{pv}} + \frac{I_{pv}}{V_{pv}}$	Sinal de saída
+	Decrementa
-	Incrementa

## 4.5 BETA (B)

O método beta apresentado por (JAIN, 2007), apesar de ser um método pouco encontrado nas literaturas, porém apresenta ótimos resultados. Seu funcionamento se fundamenta na aproximação do ponto de máxima potência por meio do equacionamento apresentado em (4.3):

$$\beta = \ln(i_{pv} / v_{pv}) - c \cdot v_{pv} \quad (4.3)$$

Onde:  $c = (q/(\eta \cdot k \cdot T \cdot N_s))$  é uma constante que depende da carga do elétron  $q$ , do fator de qualidade da junção do painel  $\eta$ , da constante de Boltzmann  $k$ , da temperatura  $T$  e da quantidade de células fotovoltaicas em série  $N_s$ .

O método Beta necessita de sensores de corrente e tensão e sua implementação precisa ser em plataforma digital e é considerado de complexidade média devido ao cálculo logarítmico de sua equação. Apresenta ótimos resultados, mas em casos de variações significativas de temperatura a eficiência do método pode diminuir. O modelo para este método está apresentado na Figura 4.8.

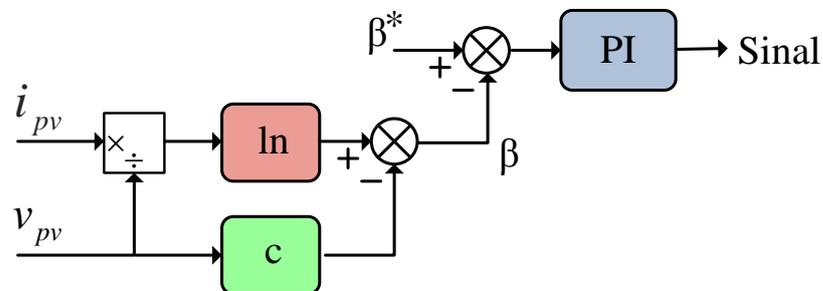


Figura 4.8 - Diagrama em blocos do método Beta.

- Vantagens: excelente fator de rastreamento (BRITO et al., 2013), reduzida oscilação de potência.

- Desvantagens: utilização de dois sensores, implementado somente em plataforma digital devido ao cálculo do  $\ln$ , dependente dos parâmetros do fabricante do PV.

#### 4.6 OSCILAÇÃO DO SISTEMA

O método da oscilação do sistema apresentado por (HO; CHUNG; LO, 2004), consiste nos princípios da máxima transferência de potência e utiliza a amplitude da oscilação da potência para determinar o MPP (BRITO, et al., 2013).

De acordo com (BRITO, 2013), no MPP a razão entre a amplitude da oscilação e o valor médio da tensão é constante.

Esse método necessita apenas de um sensor de tensão e pode ser implementado somente com circuitos analógicos devido a presença de filtros (HO; CHUNG; LO, 2004; HO; CHUNG, 2005).

A constante  $k_o$  presente na Figura 4.9 é a constante que relaciona a amplitude da oscilação com o valor médio da tensão e para que este método atinja o MPP, este valor deve ser ajustado. FPB e FPA são filtros passa-baixa e filtros passa-alta respectivamente.

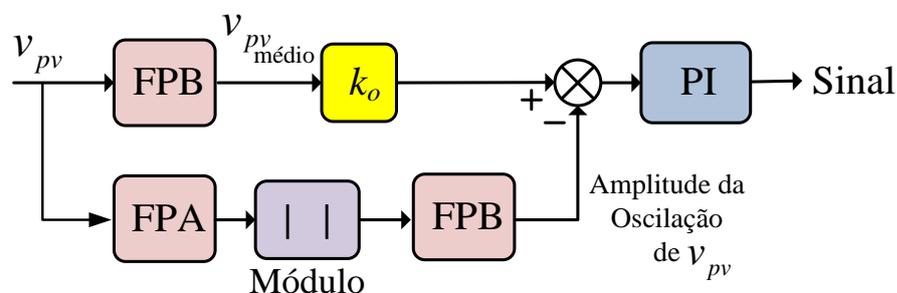


Figura 4.9 - Diagrama em blocos do método oscilação do sistema.

- Vantagens: utilização de um único sensor, pode ser implementado em plataforma analógica e digital.
- Desvantagens: deve ser ajustado corretamente para rastrear o MPP, não apresenta boa eficiência, nível médio de implementação e dependente dos parâmetros do fabricante do PV.

## 4.7 CORRELAÇÃO DE RIPPLE

O método da correlação de *ripple* trabalha de forma semelhante ao método da oscilação do sistema, as ondulações de alta frequência extraídas pelos filtros na potência e na tensão são utilizadas para o cálculo de  $dP/dV$  para alcançar o MPP (CASADEI; GRANDI; ROSSI, 2006; ESRAM et al., 2006). Este método necessita de dois sensores, corrente e tensão, e é apresentado como sendo um dos métodos mais rápidos, juntamente com o método Beta. A constante  $k$  presente na Figura 4.10 relaciona a amplitude da oscilação com o valor médio da tensão para que este método atinja o MPP. FPB e FPA são filtros passa-baixa e filtros passa-alta respectivamente.

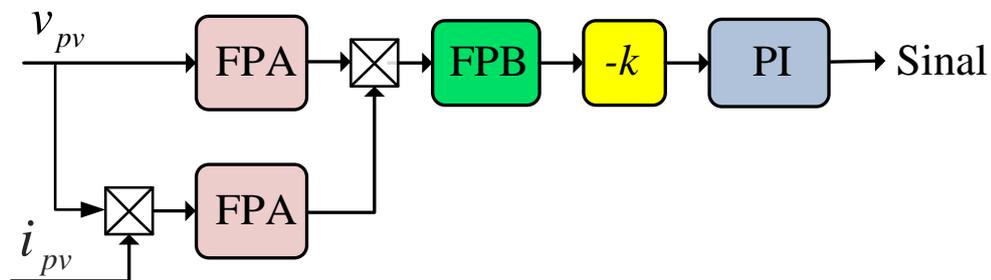


Figura 4.10 - Diagrama em blocos do método correlação de ripple.

- Vantagens: pode ser implementado em plataforma analógica e digital, respostas rápidas à variações climáticas.
- Desvantagens: nível de implementação médio, utilização de dois sensores.

## 4.8 TEMPERATURA

O método da temperatura é um método similar ao método tensão constante e seu nível de implementação é relativamente simples (PARK; YU, 2004; MUTOH, 2002; COELHO; CONCER; MARTINS, 2010). Necessita de apenas um sensor de temperatura de baixo custo para sua implementação. Como um dos maiores problemas para os algoritmos de MPPT é a variação da temperatura, a qual modifica severamente o MPP, o emprego deste método contorna esse problema. A equação (4.4) que rege o método da temperatura é apresentada em (BRITO et al., 2012).

$$V_{MPP}(t) = V_{MPP}(T_{ref}) + T_{Kvoc}(T - T_{ref}) \quad (4.4)$$

Onde:  $V_{MPP}$  é a tensão de máxima potência,  $T$  a temperatura da superfície do PV,  $T_{Kvoc}$  o coeficiente de temperatura de  $V_{MPP}$  e  $T_{ref}$  a temperatura de referência (STC). A Figura 4.11 apresenta o modelo do método da temperatura.

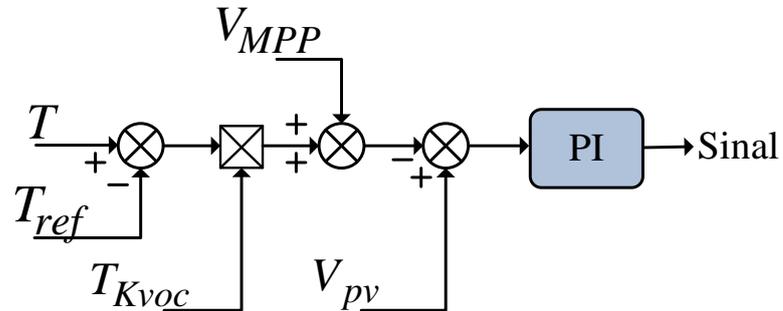


Figura 4.11 - Diagrama em blocos do método da Temperatura.

- Vantagens: utilização de um único sensor, boa eficiência, implementação simples e de baixo custo.
- Desvantagens: dependente dos parâmetros do fabricante do PV.

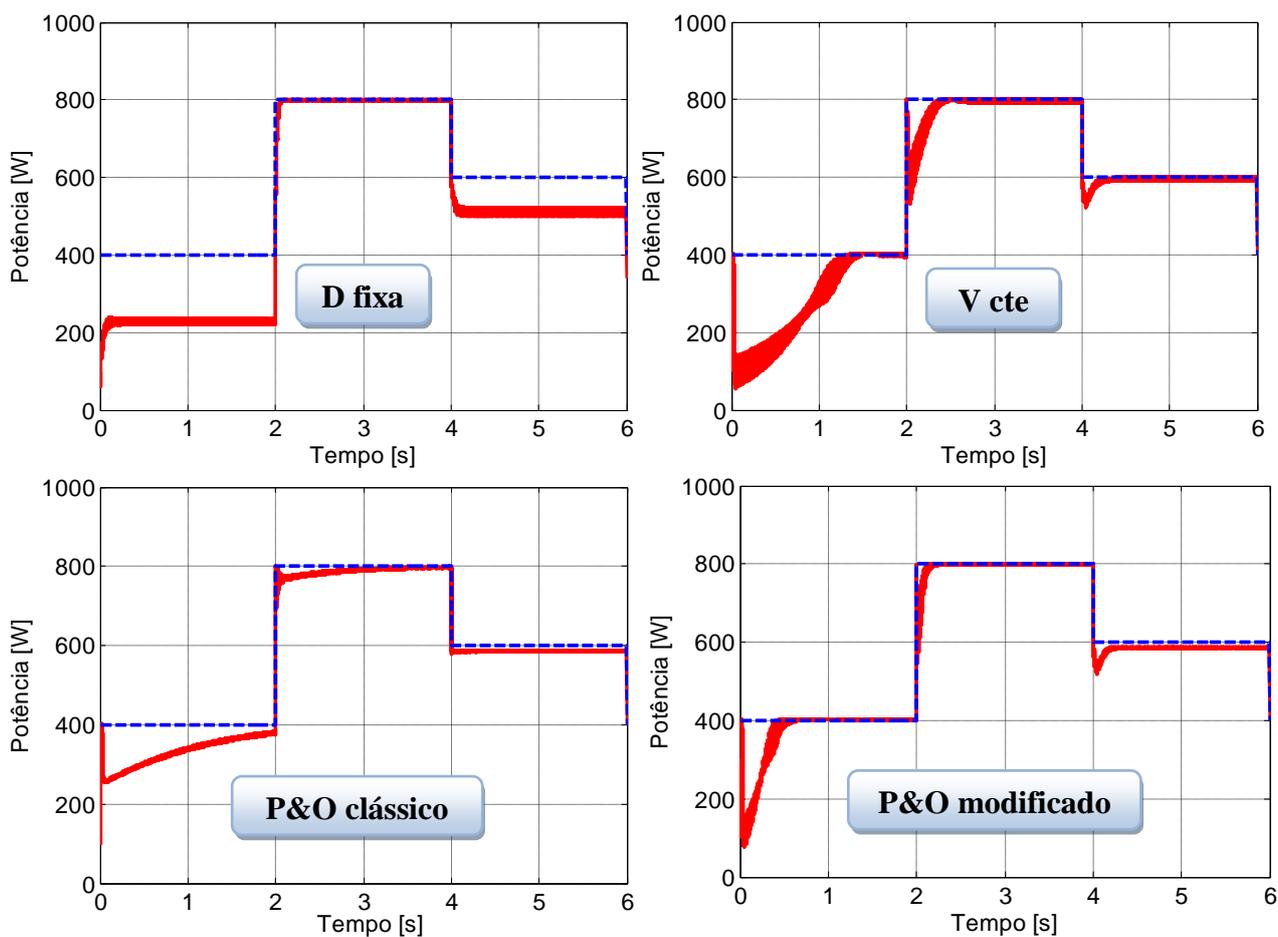
## 5 RESULTADOS DE SIMULAÇÕES PARA OS ALGORITMOS DE MPPT

Todas as simulações foram realizadas considerando as mesmas variações de radiação solar e temperatura com degraus tanto positivos quanto negativos, de modo a avaliar a busca de cada algoritmo, conforme a Tabela 5.1. Na Figura 5.1 apresentam-se as respostas dos algoritmos de MPPT em relação à potência extraída.

A referência de máxima potência disponível do painel fotovoltaico é apresentada em linha azul (tracejada), e a potência extraída do painel destacada em vermelho (contínuo).

Tabela 5.1 – Variações nos fatores climáticos aplicados.

Tempo [s]	Radiação solar [ $\text{W}/\text{m}^2$ ]	Temperatura [ $^{\circ}\text{C}$ ]
0 à 0,2 s	500 [ $\text{W}/\text{m}^2$ ]	20 $^{\circ}\text{C}$
0,2 à 0,4 s	1000 [ $\text{W}/\text{m}^2$ ]	25 $^{\circ}\text{C}$
0,4 à 0,6 s	750 [ $\text{W}/\text{m}^2$ ]	30 $^{\circ}\text{C}$



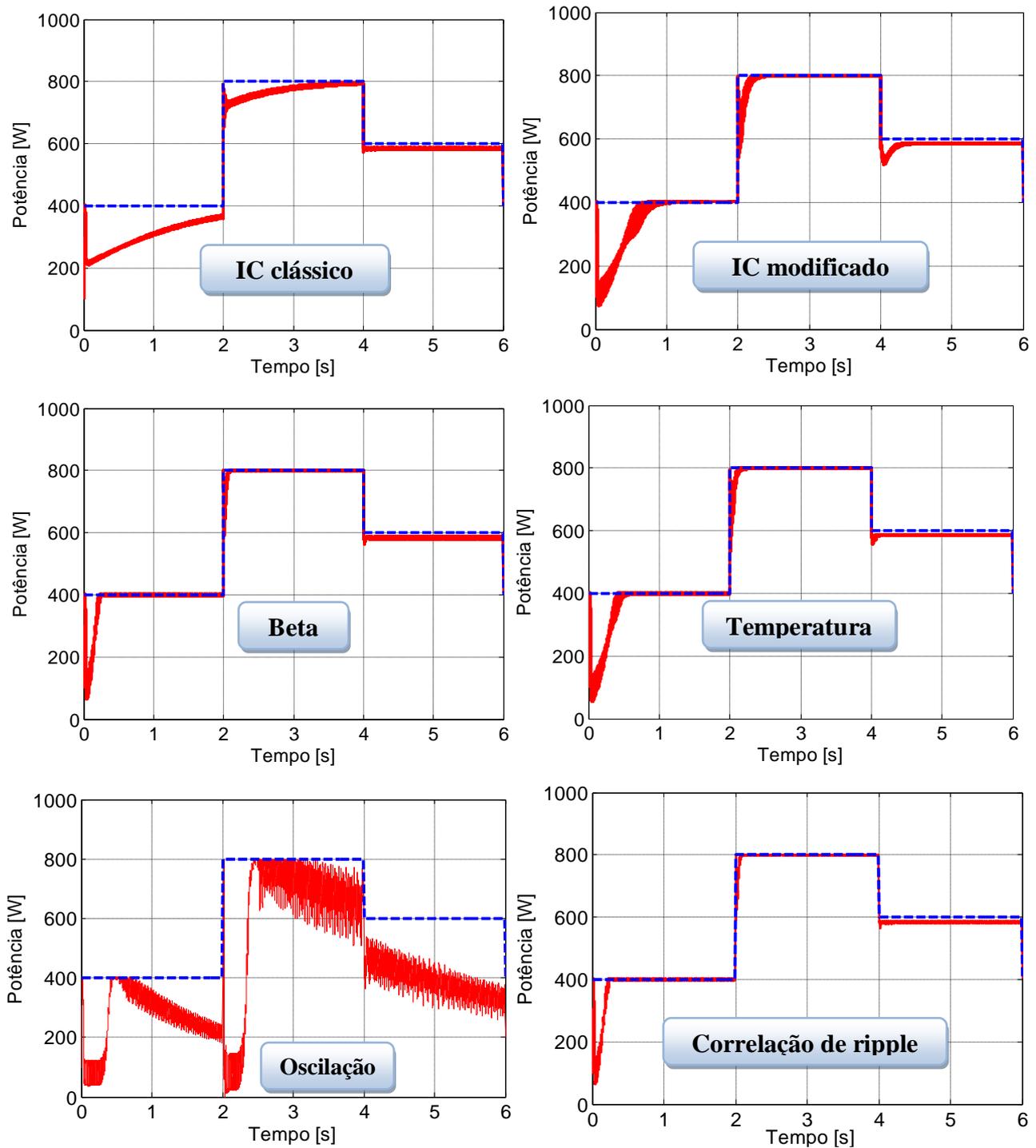


Figura 5.1 - Resultado da potência extraída dos métodos de MPPT simulados.

## 5.1 COMPARAÇÃO DOS ALGORITMOS DE MPPT

Com o objetivo de comparar e adequar apropriadamente cada algoritmo de acordo com a aplicação torna-se necessário estipular medidas de desempenho para que possam ser utilizados critérios de comparação conforme estipulado em (BRITO et al., 2012).

Existem diversas formas de avaliação de um algoritmo de MPPT, além das medidas típicas de respostas dinâmicas, uma muito importante é o fator de rastreamento (FR) que trata do percentual de energia disponível em relação à que foi convertida em energia (ESRAM; CHAPMAN, 2007; JAIN; AGARWAL, 2007). Outros fatores como nível de implementação, número de sensores e custo também são interessantes. O fator de rastreamento de todos os métodos simulados está apresentado na Figura 5.2 em forma de gráfico de barras.

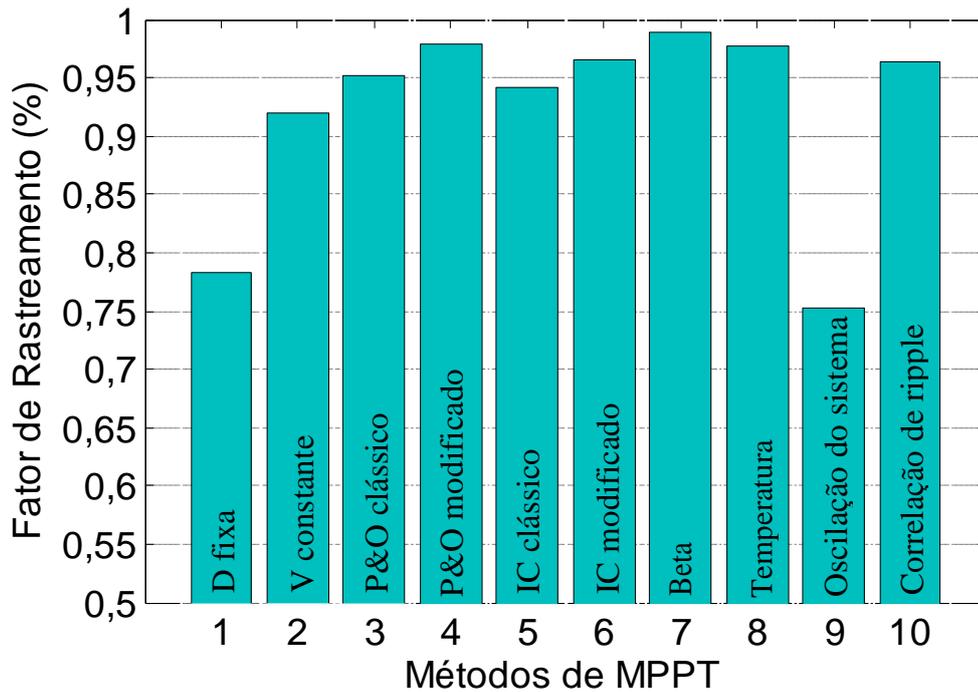
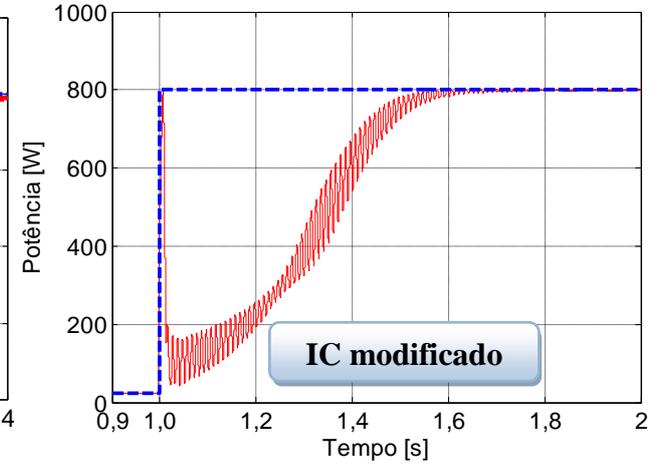
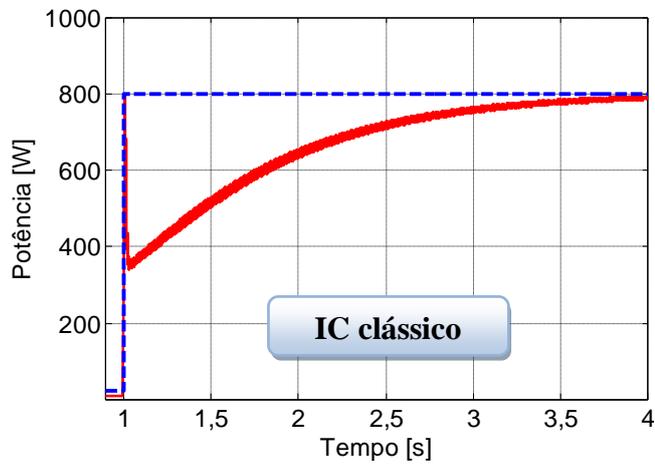
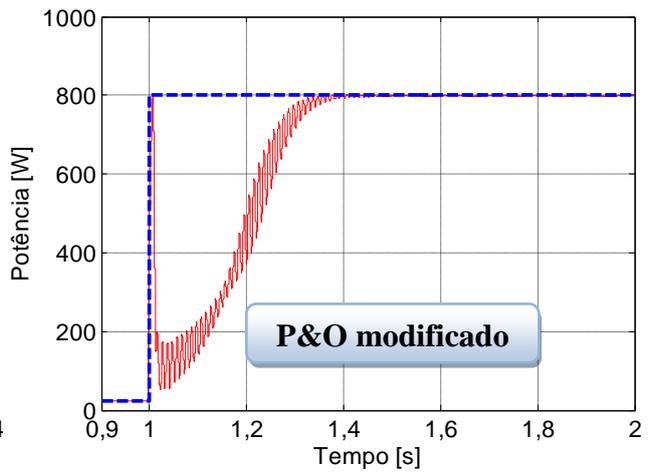
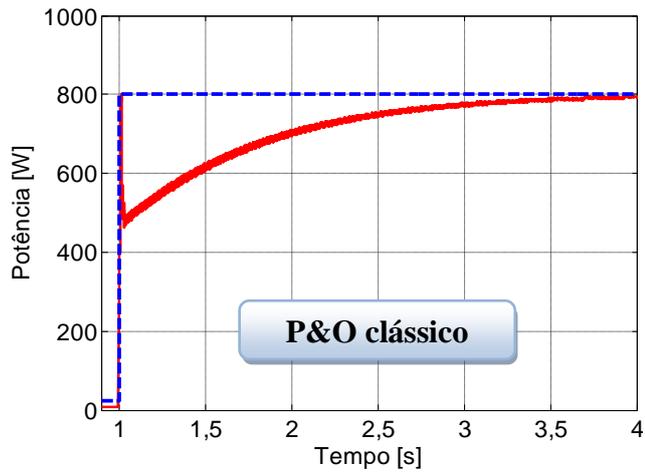
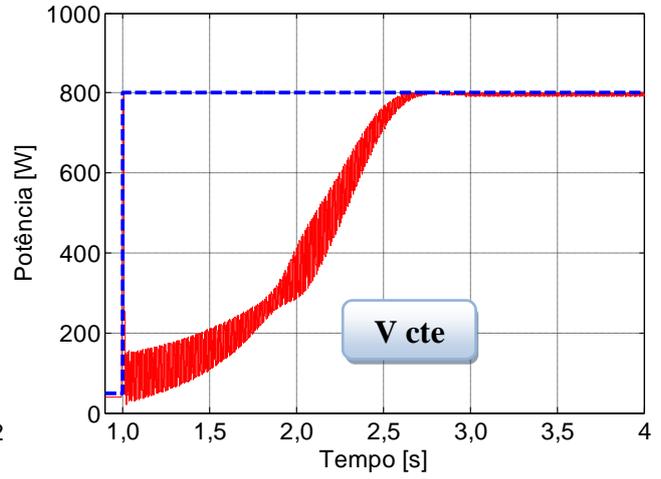
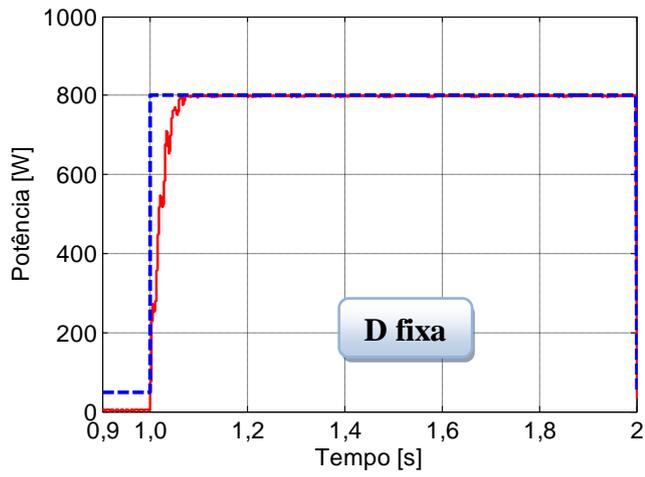


Figura 5.2 - Fator de rastreamento dos métodos de MPPT.

De acordo com os dados da Figura 5.2 pode-se verificar que os métodos P&O e IC modificados, Correlação de Ripple, Temperatura e Beta se destacam, sendo o método Beta o que consegue extrair a maior quantidade de energia do PV, sendo da ordem de 98,84 %.

Os métodos de MPPT também devem ser comparados com relação à sua resposta dinâmica (BRITO et al., 2013), ou seja, como se comportam quando a potência no painel é mínima e rapidamente alterada para a condição nominal. Para realizar esta comparação, a simulação do degrau de potência varia instantaneamente de 10 W para 800 W, e, pode ser avaliado através da Figura 5.3.



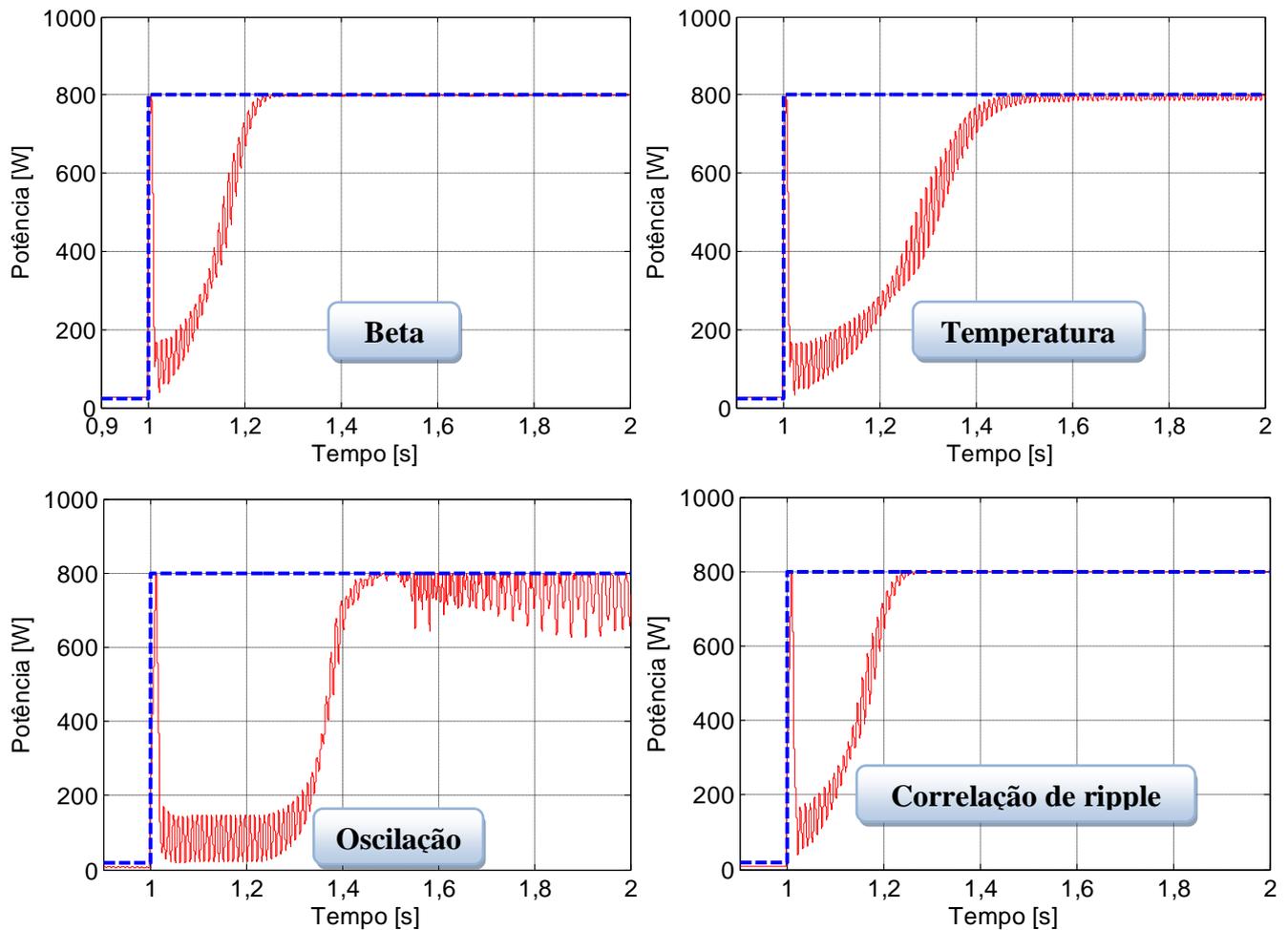


Figura 5.3 - Resposta dinâmica dos métodos de MPPT.

A Tabela 5.2 mostra uma comparação numérica e qualitativa entre os métodos apresentados. Além do fator de rastreamento, também é importante saber a quantidade de sensores necessários, a complexidade de implementação e a dependência de parâmetros do painel.

Tabela 5.2 – Comparação geral dos métodos de MPPT.

Métodos	Fator de rastreamento - FR	Sensores	Nível de implementação	Resposta dinâmica	Dependente do PV	Eficaz
D fixa	78,27 %	-	Simple	0,085 s	Não	Não
V cte	91,92 %	V	Simple	1,7 s	Sim	Sim
P&O clássico	95,14 %	V, I	Simple	3 s	Não	Sim
P&O modificado	97,85 %	V, I	Médio	0,40 s	Não	Sim
IC clássico	94,25 %	V, I	Simple	3 s	Não	Sim
IC modificado	96,54 %	V, I	Médio	0,62 s	Não	Sim
Beta	98,84 %	V, I	Médio	0,46 s	Sim	Sim
Temperatura	97,78 %	V, T	Simple	0,52 s	Sim	Sim
Oscilação do sistema	75,31 %	V	Complexo	0,48 s	Sim	Não
Correlação de ripple	96,43 %	V, I	Complexo	0,24 s	Não	Sim

## 5.2 CONCLUSÃO DOS MÉTODOS DE MPPT

Dentre os métodos simulados e avaliados, o método Beta se destacou com relação ao alto fator de rastreamento e bom desempenho transitório, no entanto esse método é dependente das características construtivas do PV. Os métodos IC e P&O modificados também merecem destaques, os quais independem do tipo/fabricante do painel fotovoltaico. O método da Temperatura se mostrou interessante e tem a vantagem da redução de custo pelo fato da necessidade de um simples sensor de temperatura.

É importante salientar que a diferença de desempenho entre os melhores algoritmos analisados é pequena e estes devem ser analisados para cada caso específico.

## 6 EFEITO ILHAMENTO

Segundo a norma IEEE Std 929-2000, o ilhamento pode ser definido como:

“Condição no abastecimento da energia elétrica em que uma porção do sistema elétrico que possui geração distribuída e cargas continua energizada, enquanto isolada do resto do SEP, formando uma ilha. Tal ilha não possui controle direto do operador do sistema elétrico.”

O efeito do ilhamento pode gerar várias consequências negativas no sistema elétrico, como transitórios nos seus parâmetros internos, problemas de segurança aos operários que realizam manutenção nas linhas de energia e danos à equipamentos residenciais, por exemplo.

### 6.1 RESIDENCIAS DO MÉTODO

Para facilitar o entendimento dos métodos de proteção de anti-ilhamento, serão apresentados duas classes de métodos, definidos em relação à residência do método.

#### 6.1.1 MÉTODOS NÃO RESIDENTE AO CONVERSOR

O método não residente ao conversor é caracterizado por utilizar um equipamento adicional ao conversor para a detecção do ilhamento, e envia um sinal para o conversor, comunicando-o da provável formação de ilhamento, e o sistema de segurança do conversor irá desconectá-lo do PAC (SEVERO, 2011), conforme ilustrado na Figura 6.1.

Para esta aplicação pode-se citar dispositivos MSD (*Mains monitoring units with allocated all-pole Switching Devices connected in series*), porém estes dispositivos apresentam custo elevado e dependendo da aplicação não se torna viável.

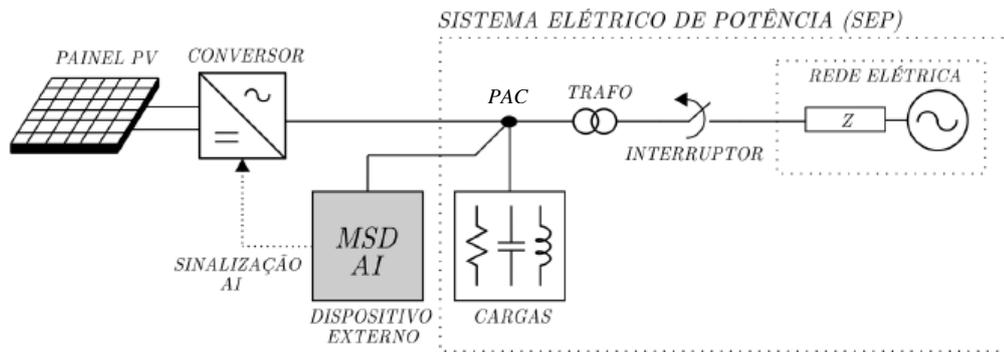


Figura 6.1 – Métodos não residentes no conversor.

Fonte: SEVERO (pág. 45, 2011).

### 6.1.2 MÉTODOS RESIDENTE AO CONVERSOR

Os métodos residentes, ao contrário dos não residentes, possuem um algoritmo adicional no controle do conversor. Estes métodos apresentam baixo custo para sua implantação, e seu princípio de funcionamento é baseado no monitoramento de algum parâmetro elétrico, na ocorrência do ilhamento o algoritmo detecta essa falha na rede e enviará um sinal para o conversor para que o fluxo de transferência de energia seja interrompido. A Figura 6.2 ilustra esse método.

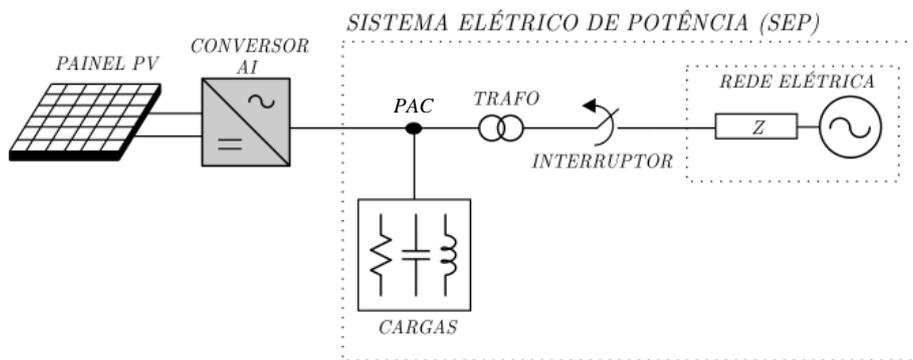


Figura 6.2 - Métodos residentes no conversor.

Fonte: SEVERO (pág. 45, 2011).

## 6.2 NORMAS TÉCNICAS

Atualmente existem diversas normas que exigem métodos eficazes de proteção AI. Essas normas apresentam procedimentos de teste de proteção AI e recomendações de qualidade de energia, como tensão e frequência limites para que o método de proteção atue se

desconectando da rede. Neste trabalho, foram utilizadas as normas IEEE Std 1547.2-2008, IEEE Std 929-2000 e IEEE Std 519-1992.

## 6.2.1 IEEE STD 1547.2-2008

### 6.2.1.1 ILHAMENTO INTENCIONAL E NÃO INTENCIONAL

Pode-se definir o ilhamento intencional como sendo um ilhamento planejado pela concessionária para alguma eventual manutenção.

Já o ilhamento não intencional é gerado por motivos naturais (chuva e vento), danos nas linhas de distribuição, sobrecarga no fornecimento entre outros motivos.

## 6.2.2 IEEE STD 929-2000

### 6.2.2.1 QUALIDADE DE ENERGIA

A norma IEEE STD 929-2000 regulamenta sobre a qualidade da energia para as situações em que o sistema PV está operando conectado à rede com a rede presente ou no momento em que a o sistema PV ainda permanece operando porem sem a rede presente, ou seja, quando o sistema está ilhado.

#### 6.2.2.1.1 TENSÃO

A tensão é um dos parâmetros a ser monitorado, utilizado para a detecção de um possível ilhamento. Esta norma recomenda o tempo máximo de desconexão do sistema PV em relação à tensão eficaz no PAC. A Tabela 6.1 ilustra essa recomendação. Um cuidado necessário a se tomar é em relação à desconexões desnecessária.

Tabela 6.1 - Recomendações sobre Resposta a Tensões Anormais.

Tensão eficaz no PAC	Tempo máximo de desligamento
$V_{eficaz} < 50\%$	6 ciclos
$50\% < V_{eficaz} < 88\%$	120 ciclos
$88\% < V_{eficaz} < 110\%$	Operação nominal
$110\% < V_{eficaz} < 137\%$	120 ciclos
$137\% < V_{eficaz}$	2 ciclos

### 6.2.2.1.2 FREQUÊNCIA

Assim como a tensão, a frequência também é um parâmetro que pode ser monitorado para que na ocorrência do ilhamento o algoritmo possa detectar e desconectar o conversor.

A Tabela 6.2 apresenta o tempo máximo de desligamento do conversor em relação à variação da frequência no PAC. Também é necessário um cuidado especial com as desconexões desnecessárias.

Tabela 6.2 - Recomendações sobre Variação de Frequência.

Frequência da tensão no PAC	Tempo máximo de desligamento
$59,2 \text{ Hz} < f_s < 60,5 \text{ Hz}$	Operação normal
$f_s < 59,2 \text{ Hz}$	6 ciclos
$f_s > 60,6 \text{ Hz}$	6 ciclos

### 6.2.2.1.3 FATOR DE POTÊNCIA

A norma IEEE Std 929-2000 recomenda que os conversores PV devem operar com fator de potência maior que 0,85 (avanço ou atraso) quando a potência de saída for maior que 10% da potência nominal.

No caso em que a potência de saída é menor que 10%, os conversores PV passam a operar com fator de potência não unitário. Segundo (SEVERO, 2011) isso se deve aos reativos presentes nos filtros de saída do conversor e aos transformadores, que agora passam a ser relevantes em relação à potência do conversor. A Tabela 6.3 ilustra as recomendações da norma.

Tabela 6.3 - Recomendações sobre Fator de Potência.

Potência nominal em percentual (%)	Fator de potência
$P > 10\%$	$0,85 < FP < 1$
$P < 10\%$	FP não-unitário

### 6.2.2.2 CAPACIDADE DO SISTEMA

A norma IEEE Std 929-2000 classifica os SGD em três sistemas, pequenos sistemas, médios e grandes sistemas.

Os sistemas são classificados em relação a sua capacidade de injeção de potência no sistema elétrico.

Um fator importante para a classificação do sistema é em relação à distância da instalação do sistema PV em relação à rede, se a distância for pequena a queda de tensão poderá ser desconsiderada, caso a distância seja grande a queda de tensão é considerada e não pode exceder 3% para circuitos somente ramificados e 5% para circuitos envolvendo alimentadores.

Os pequenos sistemas possuem potência menor ou igual à 10 kW, os sistemas de média capacidade são classificados com potência nominal entre 10 kW e 500 kW de capacidade e os sistemas de grande capacidade com potência nominal acima de 500 kW. A Tabela 6.4 ilustra essa classificação.

Tabela 6.4 – Classificação em relação à capacidade do sistema.

Capacidade	Potência
Pequeno	$P \leq 10 \text{ kW}$
Médio	$10 \text{ kW} \leq P \leq 500 \text{ kW}$
Grande	$P \geq 500 \text{ kW}$

### 6.2.2.3 INTERRUPÇÃO NO FORNECIMENTO

A norma recomenda um tempo máximo de 2 minutos para a desconexão do sistema após a ocorrência do ilhamento e 5 minutos de tempo mínimo de espera do conversor para fazer o re-ligamento, conforme ilustra a Tabela 6.5.

Tabela 6.5 - Recomendações de Tempo de Religamento.

Tempo máximo de desconexão do conversor	Tempo mínimo de re-ligamento do conversor
2 minutos	5 minutos

### 6.2.2.4 MODO UPS

Os sistemas PV podem ser projetados para operar em modo ininterrupto de energia, ou seja, em modo UPS, alimentando cargas através de uma linha auxiliar na saída do conversor, como ilustra a Figura 6.3.

Em operação normal, o sistema PV alimenta a linha principal fornecendo energia para cargas e para rede. No momento em que ocorre uma falha na rede elétrica, ele deixa de alimentar a linha principal e passa a alimentar uma linha auxiliar alimentando cargas que por algum motivo não podem ser interrompida como elevadores e sistemas de iluminação de emergência, computadores, geladeiras e freezers em residências.

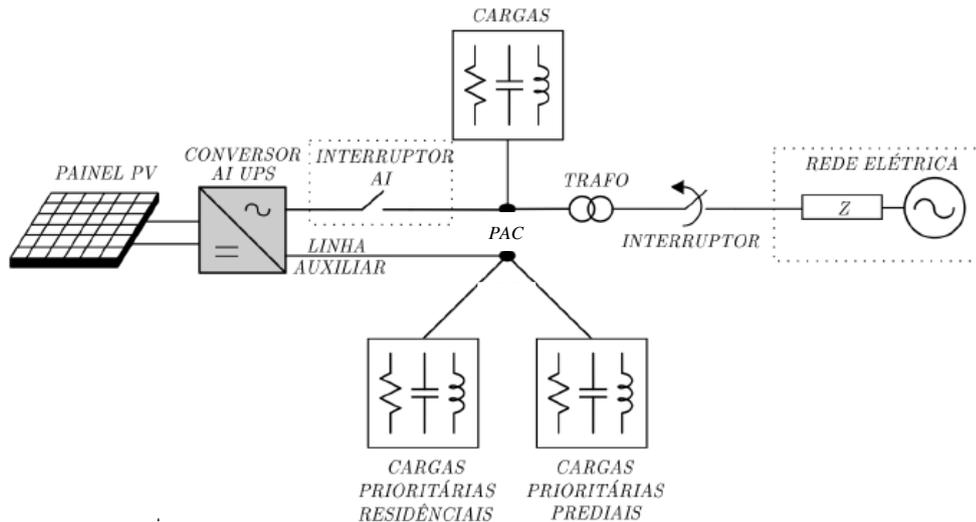


Figura 6.3 – SGD operando em modo UPS.

Fonte: SEVERO (pág. 54, 2011).

#### 6.2.2.5 ATERRAMENTO E INJEÇÃO CC

A norma IEEE Std 929-2000 recomenda que o sistema PV deve ser aterrado de acordo com as normas técnicas nacionais de cada país.

Em relação à injeção CC, o sistema PV não deverá injetar na rede uma corrente CC maior que 0,5% em relação à corrente de saída nominal do conversor, conforme mostra a Tabela 6.6. Para o monitoramento da corrente CC é recomendado a instalação de uma resistência shunt.

Tabela 6.6 - Recomendações sobre Máxima Corrente CC Injetada.

Máxima corrente CC injetada pelo conversor
$I_{cc} < 0,5 \%$

### 6.2.2.6 PARTIDA SUAVE E QUEDA DE TENSÃO

A norma exige que ao inicializar o sistema PV, o rastreamento da máxima potência através do MPPT deve ser inicializado através de uma rampa linear proporcionando uma partida suave, evitando picos de corrente desnecessários em sua partida.

Quanto à queda de tensão, a norma estabelece que quando o conversor é instalado a certa distância do PAC, é possível que surja uma queda de tensão entre o PAC e a saída do conversor, e é necessário realizar uma compensação dessa queda de tensão na janela das proteções de Sub/Sobre tensão, segundo Tabela 6.7.

Tabela 6.7 - Recomendações sobre Partida Suave e Queda de Tensão.

Partida suave	Implementação de uma rampa para o MPPT na inicialização do sistema PV.
Queda de tensão	Circuito com ramificação: $V_{queda} < 3\%$
	Circuito com alimentadores: $V_{queda} < 5\%$

### 6.2.2.7 CHAVES SECCIONADORAS

Com o intuito de possibilitar o isolamento físico entre o conversor e a rede elétrica, as chaves seccionadoras são consideradas necessárias ao sistema de energia elétrica, para que técnicos da concessionária possam realizar manutenção nas linhas com segurança.

A norma exige que cada chave seccionadora deve possuir placas de sinalização informando se está aberta ou fechada.

Outra exigência importante é para o momento em que as chaves são bloqueadas, onde é necessário ter uma conexão do aterramento de proteção na linha de energia. Após realizadas as manutenções, remove-se o aterramento e as chaves são ligadas, reenergizando novamente as linhas de distribuição. A Figura 6.4 ilustra a localização das chaves seccionadoras de segurança.

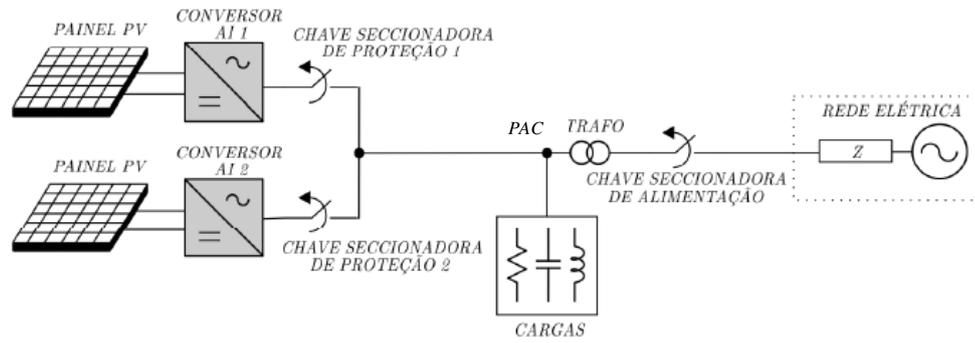


Figura 6.4 - Localização das chaves seccionadoras de segurança.

Fonte: SEVERO (pág. 58, 2011).

## 6.2.3 IEEE STD 519-1992

### 6.2.3.1 DHT

A norma IEEE Std 519-1992 recomenda que a distorção máxima na corrente injetada pelo conversor deve ser menor que 5% em relação à fundamental. Apresenta também limitações para cada grupo de harmônicos pares e ímpares de acordo com a Tabela 6.8.

Tabela 6.8 - Recomendações sobre Limites de Distorção de Corrente Injetada.

Harmônicos ímpares	Limite de distorção	Harmônicos pares	Limite de distorção
3° até 9°	< 4,0%	2° até 8°	< 1,0%
11° até 15°	< 2,0%	10° até 14°	< 0,5%
17° até 21°	< 1,5%	16° até 20°	< 0,375%
23° até 33°	< 0,6%	22° até 32°	< 0,15%
Acima de 33°	< 0,3%	Acima de 32°	< 0,075%

## 6.2.4 CONCLUSÃO DAS NORMAS TÉCNICAS

Este capítulo apresentou uma revisão geral sobre as normas técnicas utilizadas no trabalho, onde estas apresentam definições de como devem operar esses sistemas quando conectados à rede, recomendações genéricas sobre testes de proteção AI, qualidade de energia, segurança, proteções e injeção CC e recomendações para controle de harmônicos nos sistemas elétricos de potência.

## 6.3 MÉTODOS DE PROTEÇÃO DE ANTI-ILHAMENTO

Esta seção tem como objetivo apresentar os diferentes métodos de proteção anti-ilhamento presentes na literatura atual. Com isso, é realizada a descrição de cada método e são citadas as suas vantagens e desvantagens assim como seu diagrama em blocos ilustrando sua implementação.

### 6.3.1 MÉTODOS PASSIVOS

O princípio de funcionamento dos métodos passivos se baseiam no monitoramento de determinados parâmetros da rede.

Esses métodos possuem baixa eficiência para detecção do ilhamento e um caso bastante crítico é quando a potência do sistema PV é igual à potência consumida pelas cargas. Nesse caso, no momento do ilhamento os parâmetros monitorados não são alterados suficientemente para que o método possa detectar a ocorrência da falha.

Pode-se citar os mais importantes métodos passivos: detecção de tensão e frequência, detecção por salto de fase e detecção de harmônicos entre outros (SEVERO, 2011).

Segundo (YE, 2004; BOWER; ROPP, 2002), os principais parâmetros a serem monitorados para realizar a proteção de anti-ilhamento tanto para os métodos passivos quanto para os ativos, são: tensão da rede, frequência da rede, detecção de harmônicos e deslocamento de fase.

#### 6.3.1.1 ZONA DE NÃO DETECÇÃO

A zona de não detecção são zonas cegas onde os métodos de proteções não detectam a formação do ilhamento. Todos os métodos de proteção de ilhamento apresentam ZND até mesmo os métodos ativos.

A ZND também pode ser utilizada para medir eficiência dos métodos de anti-ilhamento. De acordo com (SEVERO, 2011) gráficos da ZND que possuem grande área indicam baixa eficiência, já para gráficos com áreas pequenas ou mesmo inexistentes, indicam alta eficiência.

Existem diversas formas para representar uma ZND, uma das mais utilizadas é a representação pelas variações de potência ativa e reativa ( $\Delta P \times \Delta Q$ ) no momento do ilhamento. Essa representação é ilustrada na Figura 6.5.

Pode-se notar que este gráfico é alinhada ao centro do gráfico, portanto as variações precisam ser suficientes para deslocar o ponto de operação para fora dessa zona cega.

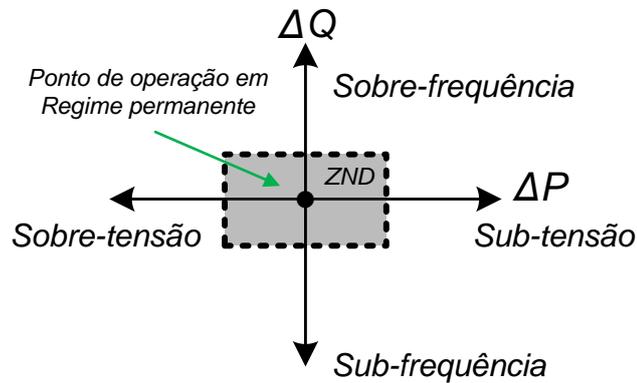


Figura 6.5 - Representação da ZND do método passivo.

### 6.3.1.2 SUB/SOBRE TENSÃO E SUB/SOBRE FREQUÊNCIA

Esses métodos são proteções em que um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica deve possuir assim como qualquer sistema deste tipo, além disso, os outros métodos de detecção de ilhamento se baseiam nestes princípios.

O método se baseia no monitoramento da tensão no PAC e na frequência da rede, onde cessará o fornecimento de energia à rede/cargas caso a tensão ou frequência da rede esteja fora dos limites especificados. Esses métodos de proteção servem como métodos de detecção de ilhamento uma vez que a tensão ou frequência se alterará se houver diferença entre a potência de saída do inversor e a potência consumida pela carga. A Figura 6.6 mostra o diagrama unifilar do sistema PV contendo um conversor conectado à rede elétrica e às cargas locais RLC por meio do PAC e os fluxos de potências circulando pelo sistema.

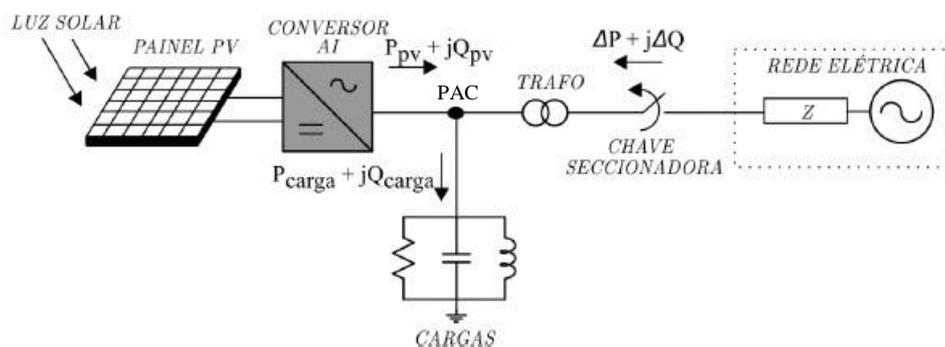


Figura 6.6 - Diagrama unifilar do método passivo.

Onde:  $P_{pv}$  é a potência ativa do sistema PV;  $Q_{pv}$  a potência reativa do sistema PV;  $\Delta P$  potência ativa da rede;  $\Delta Q$  potência reativa da rede;  $P_{carga}$  e  $Q_{carga}$  potência ativa e reativa da carga respectivamente.

Contudo, se a potência consumida pela carga for aproximadamente igual à potência gerada pelo sistema PV, quando a rede for desconectada, não haverá alterações na tensão no PAC e com isto, o ilhamento não será detectado (BOWER; ROPP, 2002; DE MANGO et al., 2006; BALAGUER et al., 2008; CIOBOTARU et al., 2008).

A Figura 6.7 apresenta o diagrama em blocos do método passivo apresentado. Na Figura 6.7 a), consiste em monitorar a tensão eficaz no PAC e realizar comparações dessa tensão, se ela é maior ou menor do que a tensão limite estabelecida. Na Figura 6.7 b) consiste em monitorar a frequência da tensão no PAC e realizar comparações dessa frequência, se ela é maior ou menor do que a tensão limite estabelecida. Essas comparações é representada na figura pelo bloco comparador.

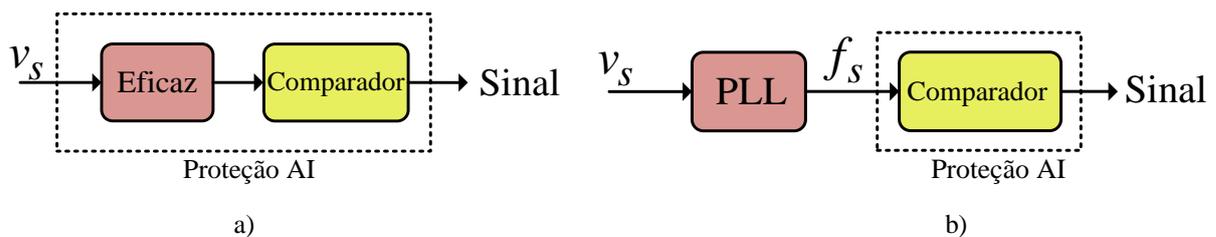


Figura 6.7 – Diagrama em blocos do método passivo. a) Sub/Sobre tensão; b) Sub/Sobre frequência.

- Vantagens: implementação simples, baixo custo, não afeta a qualidade da energia injetada e não interfere na dinâmica do sistema.
- Desvantagens: possui uma grande ZND, pode falhar para a situação em que a potência gerada é igual a potência consumida pelas cargas e podem falhar para cargas RLC.

### 6.3.2 MÉTODOS ATIVOS

Os métodos ativos, ao contrario dos passivos que apenas monitoram determinados parâmetros da rede elétrica, estes inserem pequenos distúrbios, perturbações na rede elétrica e observam seu impacto. Se a rede estiver presente, as perturbações aplicadas terão pouco impacto nos parâmetros monitorados, quase que nulos, porém se as perturbações aplicadas forem capazes de alterar tais parâmetros, entende-se que ocorreu uma falta na rede, então o método ativo realizará a detecção. Dos métodos ativos pode-se citar: medição de impedância,

deslocamento de frequência (MAHAT, 2008), deslocamento de frequência ativa, método sandia de deslocamento de frequência e sandia de deslocamento de tensão (BOWER; ROPP, 2002) e entre outros métodos.

### 6.3.2.1 ZONA DE NÃO DETECÇÃO

Os métodos ativos, também apresentam zona de não detecção apesar de pequenas em relação aos passivos, e seu gráfico é ilustrado na Figura 6.8. Diferentemente dos métodos passivos, a área é deslocada em relação ao centro do gráfico, apresentando assim maior eficiência, pois pequenos desvios são suficientes para deslocar o ponto de operação em regime permanente do centro do gráfico para realizar a detecção do ilhamento (SEVERO, 2011).

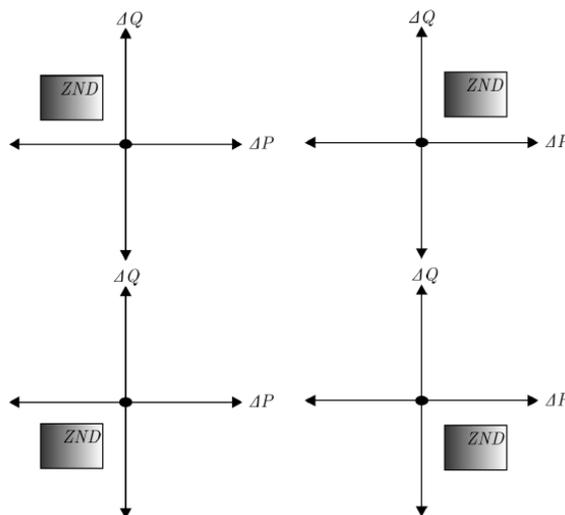


Figura 6.8 - Representação da ZND do método ativo.  
Fonte: SEVERO (pag. 79, 2011).

### 6.3.2.2 INJEÇÃO DE REATIVO

O método da injeção de reativo é classificado como sendo um método ativo e se baseia em injetar pequenas parcelas de reativos na rede, em condições normais, somente a rede absorve o reativo, já durante a falta a potência reativa excedente irá provocar variações na tensão no PAC, e o sistema de proteção irá detectar o ilhamento caso essas variações forem suficientes.

A Figura 6.9 mostra o modelo em blocos para a injeção de reativo na rede elétrica, onde a malha fechada da potência reativa atua na defasagem da corrente em relação à tensão da rede.

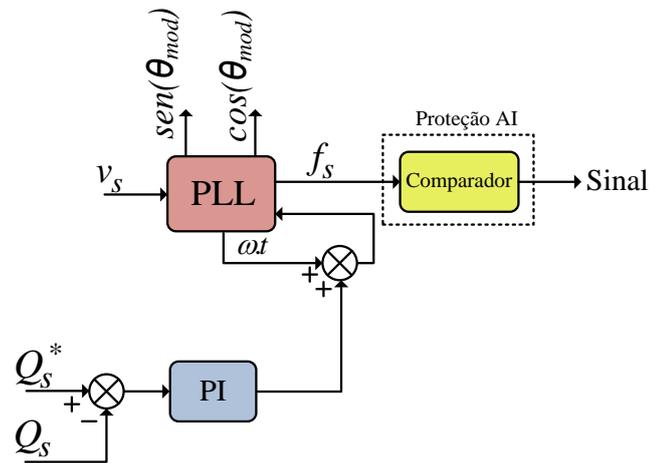


Figura 6.9 – Diagrama em blocos do método injeção de reativo.

- Vantagens: implementação simples, baixo custo e boa eficiência.
- Desvantagens: distúrbio considerável aplicado à rede e o fator de potência da estrutura é reduzido.

### 6.3.2.3 MEDIÇÃO DE IMPEDÂNCIA EM UMA FREQUÊNCIA ESPECÍFICA

O método de medição de impedância em uma frequência específica injeta na rede uma corrente harmônica em uma frequência específica diferente da frequência de rede, e quando ocorre o ilhamento, pode-se observar a variação na tensão no PAC.

A Figura 6.10 ilustra o modelo deste método, onde  $Sinal_{fm}$  é o sinal de frequência maior aplicado,  $I_g^*$  é a corrente harmônica injetada na rede com frequência diferente da frequência da rede e  $I_c$  a corrente de saída do conversor PV. Na mesma figura apresenta o diagrama de proteção onde monitora-se a tensão eficaz da rede e compara através do bloco comparador e se a tensão monitorada ultrapassar os limites estabelecidos irá gerar um sinal para que o sistema de proteção do conversor atue desconectando o sistema da rede elétrica.

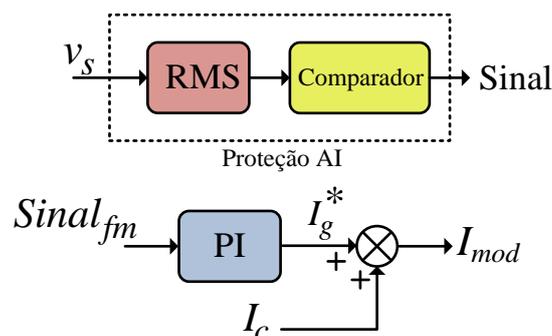


Figura 6.10 – Diagrama em blocos do método medição de impedância em uma frequência específica.

- Vantagens: implementação simples, baixo custo.
- Desvantagens: DHT elevada causando distúrbio na rede elétrica, dificuldade de ajustar corretamente o nível mínimo e máximo de impedância e múltiplos inversores podem causar interferências e falsas desconexões, resultando em desligamentos e religamentos desnecessários do inversor (BOWER; ROPP, 2002; TIMBUS et al., 2004; BALAGUER et al., 2008).

#### 6.3.2.4 DESLOCAMENTO ATIVO DE FREQUÊNCIA (AFD)

O método ativo Deslocamento ativo de frequência (*Active Frequency Drift* - AFD) aplica distorções na forma de onda da corrente injetada na rede e isso tenderá a alterar a frequência da tensão no momento do ilhamento. A corrente injetada apresenta uma frequência maior do que a frequência de rede, onde os cruzamentos em zero da corrente são estendidos para que as frequências coincidam (SEVERO, 2011).

Quando a rede está presente, em operação nominal, a frequência da tensão é imposta pela rede e é impossível ser alterada pelo algoritmo AFD, porém no momento em que ocorre uma falha na rede, a frequência da tensão no PAC tende a se deslocar para cima ou para baixo, se o deslocamento for suficiente e ultrapassar os limites pré-estabelecidos no algoritmo o método AFD irá detectar o ilhamento (BOWER; ROPP, 2002).

De acordo com (BOWER; ROPP, 2002; LOPES; HUILLI, 2006; BALAGUER et al., 2008), este método apresenta uma degradação da qualidade da potência de saída do inversor e aumento das emissões eletromagnéticas devido à distorção na forma de onda de corrente injetada.

A Figura 6.11 ilustra a corrente de saída do inversor distorcida provocada pelo algoritmo AFD. Nesta figura,  $T_{vrede}$  é o período da tensão da rede,  $T_{iconv}$  é o período da corrente de saída do conversor e  $T_m$  é o tempo morto gerado.

No momento do ilhamento, como a corrente injetada apresenta uma frequência maior que a frequência da rede, a corrente de saída do inversor tende a se deslocar acima da frequência da tensão, permanecendo em zero durante o tempo  $T_m$ , e isso se repete a cada ciclo conforme Figura 6.11.

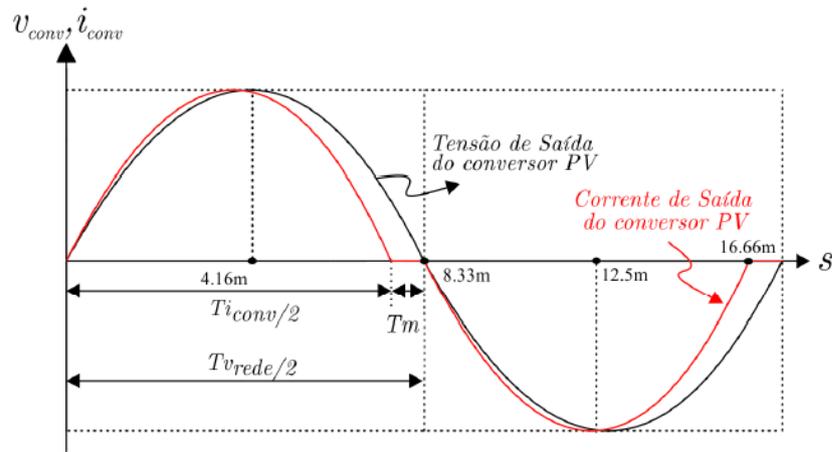


Figura 6.11 – Funcionamento do método AFD.

Fonte: SEVERO (pag. 87, 2011).

Um fator importante para medir a eficiência deste método é a fração de corte (*chopping fraction* -  $cf$ ). Esse fator é apresentado por (6.1), onde é a razão entre o tempo morto  $T_m$  e a metade do período da tensão da rede  $T_{Vrede}$ . Através de (6.2) é possível estabelecer a condição para o algoritmo detectar o ilhamento em função da carga RLC.

$$cf = \frac{2.T_m}{T_{Vrede}} \quad (6.1)$$

$$tg^{-1}\left(R.\omega.C - \frac{1}{\omega.L}\right) = \pi.\frac{cf}{2} \quad (6.2)$$

A Figura 6.12 ilustra o diagrama em blocos do método AFD.

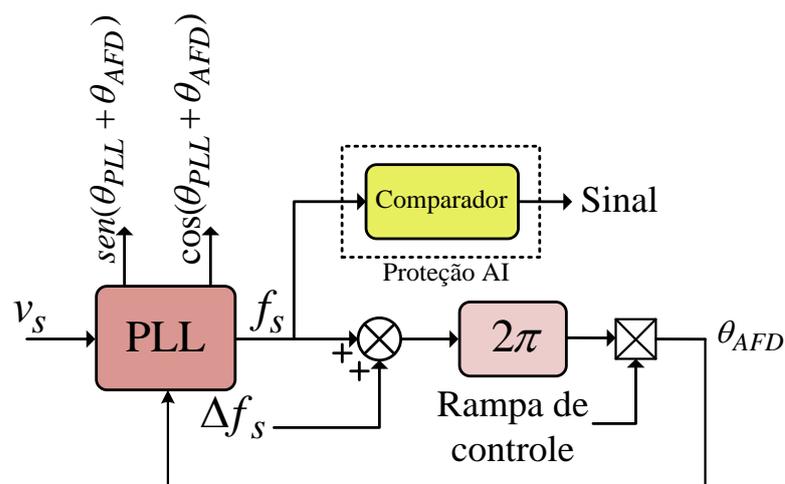


Figura 6.12 - Diagrama em blocos do método AFD.

- Vantagens: Algoritmo facilmente implementado em plataforma microprocessada (GONZALEZ, 2006) e apresenta boa eficiência.

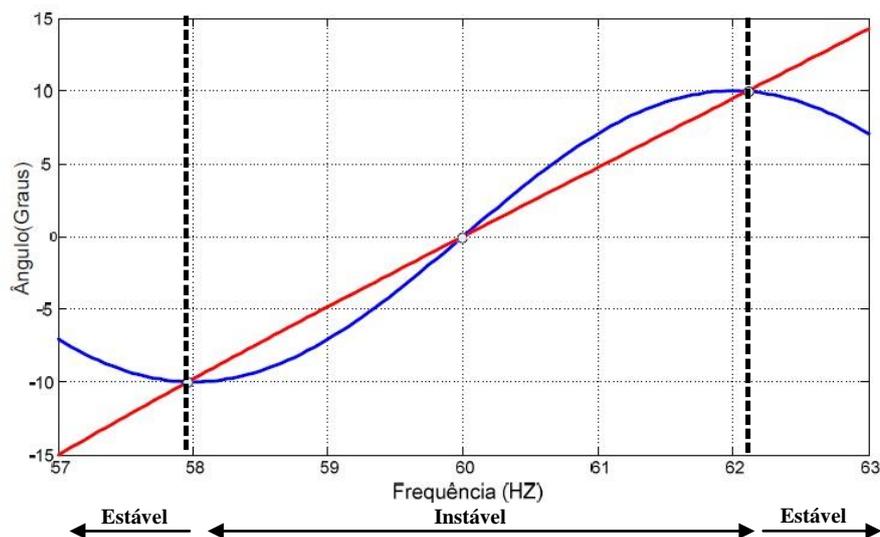
- Desvantagens: Degradação da qualidade da potência de saída do inversor, múltiplos sistemas PV podem perder sua eficiência se não forem sintonizados corretamente e DHT elevada gerando distúrbios na rede.

### 6.3.2.5 DESLOCAMENTO DE FREQUÊNCIA (SMS)

O método deslocamento de frequência (*Slip-Mode Frequency Shift – SMS*) utiliza realimentação positiva de fase na tensão deslocando assim a frequência desestabilizando o conversor até que as proteções atuem.

Com a utilização deste método, a fase entre a corrente de saída do inversor e tensão da rede não é controlada para ser sempre nula, mas sim para ser uma função da frequência da tensão, e no momento do ilhamento isso irá resultar em variações na frequência da tensão e se estas variações forem suficientes e ultrapassar os limites pré-estabelecidos no algoritmo as proteções irão atuar (BOWER; ROPP, 2002).

Em operação nominal, a frequência irá sempre se manter em 60 Hz e ao ocorrer uma falha na rede, pequenas perturbações de frequência geradas pelo SMS no PAC serão realimentadas positivamente deslocando a frequência nominal até que as proteções possam atuar. Para que isso ocorra com sucesso, é preciso que a resposta dinâmica de fase do conversor seja mais rápida do que a resposta dinâmica de fase da carga RLC, pois isso irá fazer com que as curvas de resposta de fase do conversor e da carga se interceptem, gerando assim as frequências-limites em que as proteções de frequência irão atuar (SEVERO, 2011), como ilustrado na Figura 6.13, onde a linha azul representa a curva SMS e a linha vermelha, a curva da carga. Pode-se observar que as curvas se interceptam gerando as frequências-limites.



Segundo (SEVERO, 2011), o inversor é visto pela rede como uma fonte de corrente que possui três parâmetros que podem ser variados nos quais a realimentação positiva pode ser implementada, são eles: amplitude, frequência e fase, como mostrado em (6.3). Assim, o método SMS utiliza a realimentação positiva de fase na tensão para deslocar a frequência a tal ponto que as proteções possam atuar.

$$I_{inv} = I_{\max} \cdot \text{sen}(\omega_{inv} \cdot t + \theta_{inv}) \quad (6.3)$$

A equação que rege este método é dada por (6.4) e em (6.5) é possível obter o ângulo máximo que deve ser imposto para que o método seja eficaz na presença da carga RLC. A Figura 6.14 apresenta o diagrama em blocos do método SMS, onde  $f^{(k-1)}$  pode ser considerada neste caso a própria frequência  $f_s$ .

$$\theta = \theta_{\max} \cdot \text{sen} \left( \frac{\pi (f^{(k-1)} - f_n)}{2 (f_m - f_s)} \right) \quad (6.4)$$

$$\frac{\theta_{\max}}{f_m - f_s} \geq \frac{12 \cdot Q}{\pi^2} \quad (6.5)$$

Onde:  $\theta_{\max}$  é o ângulo de fase máximo que ocorre em  $f_m$ ;  $f_m$  é a frequência máxima, ou seja, os limites da frequência adotados no algoritmo;  $f_n$  é a frequência nominal da rede,  $f^{(k-1)}$  é a frequência no ciclo anterior e  $Q$  é o fator de qualidade.

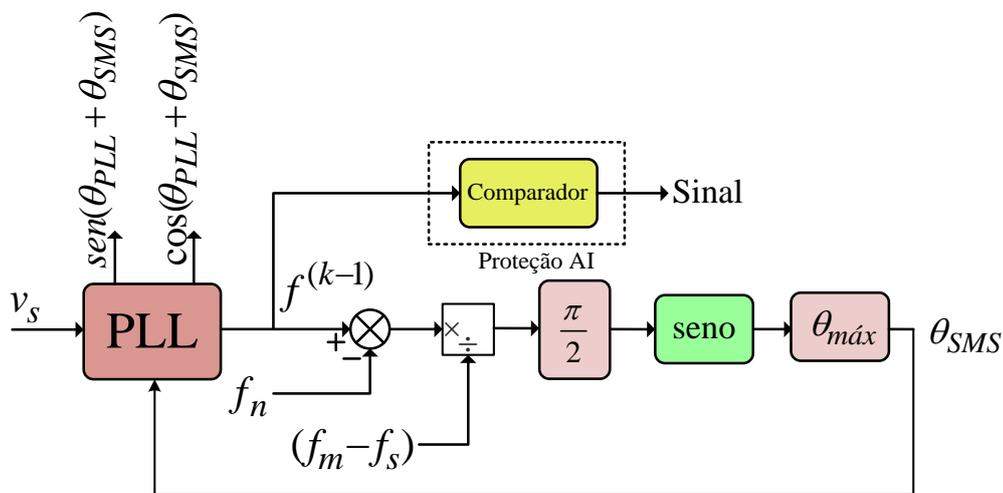


Figura 6.14 – Diagrama em blocos do método SMS.

No momento do ilhamento a frequência deverá se deslocar para além da frequência nominal com isso a dinâmica do algoritmo irá fazer com que o deslocamento da frequência seja realimentado positivamente até que as proteções atuem.

Em relação à ZND, o método SMS precisa operar com cargas com baixo fator de qualidade  $Q$ , pois cargas com alto fator de qualidade a resposta de fase da carga RLC tende a ser mais rápida que a resposta de fase do conversor e isso fará com que as curvas não se interceptem gerando assim uma ZND.

Segundo as recomendações da norma IEEE Std 929-2000, a carga RLC deve ter no máximo um fator de qualidade  $Q \leq 2,5$ .

- Vantagens: fácil implementação, baixo custo, considerado altamente eficiente na teoria como também experimentalmente (YE et al., 2004), pequena ZND, não perde sua eficiência com múltiplos conversores.
- Desvantagens: uma parametrização incorreta na malha de realimentação pode gerar grandes distorções na corrente injetada, pode falhar para cargas com alto fator de qualidade, devido a realimentação positiva pode gerar uma degradação da qualidade da potência de saída.

#### 6.3.2.6 MÉTODO SANDIA DE DESLOCAMENTO DE FREQUÊNCIA (SFS)

Esse método foi criado e gerenciado pela *Sandia Corporation*, subsidiária da *Lockheed Martin Corporation*. A *Sandia National Laboratories* é considerada um dos maiores laboratórios do Departamento de Energia dos EUA dedicados ao desenvolvimento de pesquisas na área de sistemas de armas nucleares.

O método SFS (*Sandia Frequency Shift - SFS*) também utiliza realimentação positiva de frequência na tensão, atuando assim sobre o fluxo de potência reativa injetada pelo conversor. Este método é uma extensão do método AFD, onde o tempo morto da corrente não é mais fixo mas sim uma função do erro na frequência de rede, como ilustra a equação (6.6) (BOWER; ROPP, 2002).

$$cf = cf_o + K.(f_s - f_n) \quad (6.6)$$

Nesta equação,  $cf_o$  é o valor inicial da fração de corte (*chopping fraction*),  $K$  é o ganho da malha de realimentação positiva,  $f_s$  é a frequência da tensão e  $f_n$  é a frequência nominal de operação.

Assim como todos os métodos, na presença da rede os parâmetros perturbados não são possíveis de serem alterados, porém no momento de um ilhamento, a frequência da tensão tende a ser realimentada positivamente pelo método SFS através do *chopping fraction* até que as proteções atuem.

Em relação à ZND, o método SFS apresenta ZND para cargas com alto fator de qualidade. A Figura 6.15 mostra o modelo em blocos do algoritmo SFS.

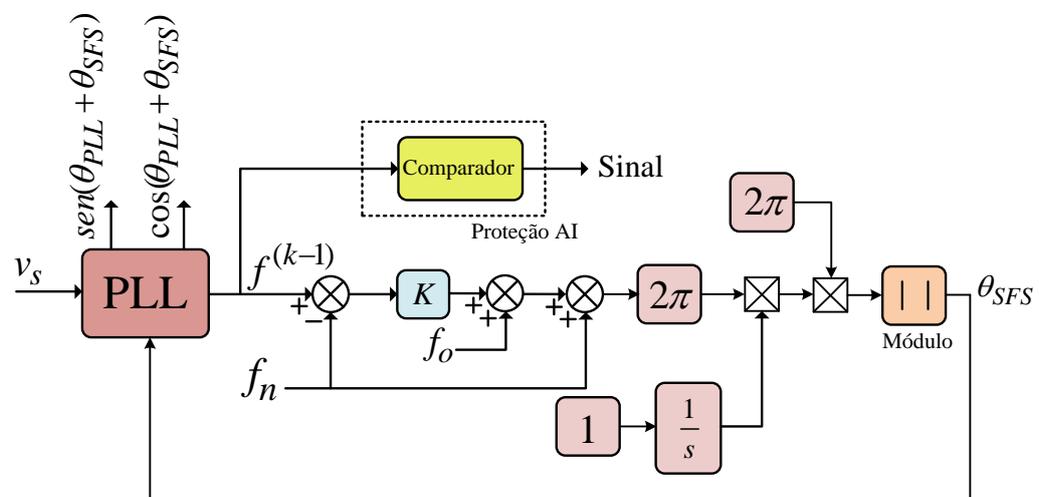


Figura 6.15 - Diagrama em blocos do método SFS.

- Vantagens: simplicidade de implementação, baixo custo, boa eficiência e possui uma das menores ZND presentes entre os métodos ativos (BOWER; ROPP, 2002).
- Desvantagens: Degradação da qualidade da potência de saída do conversor. Qualquer desvio de frequência detectado tende a ser realimentado positivamente pelo conversor e isso poderá levar a falsas sinalizações de ilhamento. Apresenta uma instabilidade intrínseca característica do método SFS, tendendo a gerar alguns transientes (BOWER; ROPP, 2002).

### 6.3.2.7 MÉTODO SANDIA DE DESLOCAMENTO DE TENSÃO (SVS)

Também desenvolvido pela *Sandia National Laboratories*, o método sandia de deslocamento de tensão (*Sandia Voltage Shift – SVS*) trabalha de forma análoga ao método

SFS, porém este aplica a realimentação positiva na amplitude da tensão, atuando assim sobre o fluxo de potência ativa injetada pelo conversor. Porém, pelo fato de trabalhar com variações de potência ativa, esse método pode reduzir a eficiência do sistema PV, pois pode desviar o ponto ótimo do MPPT (BOWER; ROOP, 2002).

No momento em que a rede está presente o algoritmo não consegue alterar a tensão no PAC, mas quando ocorre o ilhamento, o método irá realimentar positivamente a amplitude da tensão. Essa realimentação pode incrementar ou decrementar a tensão, mas por motivos de segurança é aconselhável que o algoritmo seja projetado somente para decrementar a tensão (BOWER; ROOP, 2002; NOOR, 2005).

Esse método é independente do fator de qualidade  $Q$  da carga pois não trabalha com desvios de frequência.

Em relação à ZND deste método, este apresenta uma pequena ZND em relação ao método passivo de sub/sobre tensão no momento em que a potência gerada é igual a potência consumida, mas para casos onde a potência gerada é maior que a consumida as ZND de ambos são bem parecidas. A Figura 6.16, ilustra o modelo do método SVS.

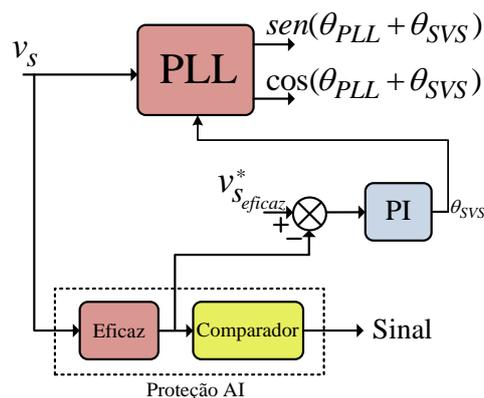


Figura 6.16 - Diagrama em blocos do método SVS.

- Vantagens: implementação simples, baixo custo, pode ser utilizada em conjunto com o método SFS tornando a proteção mais eficiente, não depende do fator de qualidade da carga e pequeno distúrbio na rede elétrica.
- Desvantagens: redução da eficiência do sistema PV, ZND relativamente grande em relação aos métodos ativos.

### 6.3.3 MÉTODOS REMOTOS

Os métodos remotos têm sido discutidos recentemente pelo avanço na tecnologia de comunicações, como o PLC (*Power Line Communication*), os quais podem ser muito

ficazes na detecção do ilhamento, mas ainda são mais caros que os métodos locais (ETXEGARAI; EGUÍA; ZAMORA, 2011). Assim, ainda não são economicamente viáveis em muitas aplicações, especialmente, em conversores de baixas potências, onde métodos locais geralmente são mais indicados, e usualmente, estas técnicas não apresentam ZND (BOWER; ROOP, 2002).

#### 6.4 MODELO PARA SIMULAÇÃO DE AI

Para que a energia proveniente do arranjo PV seja injetada na rede elétrica, torna-se necessária a utilização de um conversor CC-CA. Neste trabalho adotou-se a topologia *full-bridge*, alimentado em tensão (VSI), conforme a Figura 6.17.

O modelo para simulação foi implementado em ambiente MatLab/Simulink®, utilizando um conversor VSI monofásico projetado para injetar potência ativa na rede.

Para as simulações dos algoritmos de AI optou-se por substituir o painel fotovoltaico por uma fonte CC, apenas para se obter uma maior velocidade na simulação.

A rede enxerga o sistema PV como sendo uma fonte de corrente, onde esta é sincronizada à tensão da rede por meio de um circuito PLL. Foi estipulada uma injeção de 500 W na rede elétrica.

A situação mais crítica para muitos métodos de AI se baseia no fato de que a maioria dos algoritmos de anti-ilhamento apresentam dificuldades para a detecção com carga RLC em paralelo com frequência de ressonância igual à frequência da rede. Com isso, foi modelada uma carga RLC em paralelo com fator de qualidade  $Q_f = 2,5$  e frequência de ressonância igual à frequência da rede ( $f_s = 60$  Hz) tais que atendam às exigências da norma IEEE 929-2000, conforme as equações (6.7) à (6.9). Em geral, cargas não-lineares ou cargas de potência constante não apresentam dificuldade para a detecção (BOWER; ROOP, 2002).

$$R = \frac{V_{eficaz}^2}{P} \quad (6.7)$$

$$L = \frac{V_{eficaz}^2}{2 \cdot \pi \cdot f \cdot Q_f \cdot P} \quad (6.8)$$

$$C = \frac{Q_f \cdot P}{2 \cdot \pi \cdot f \cdot V_{eficaz}^2} \quad (6.9)$$

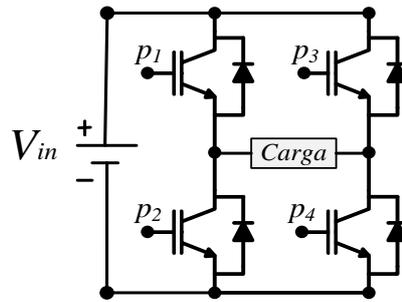


Figura 6.17 - Inversor VSI - *full-bridge*.

## 6.5 SISTEMA PLL (*Phase-Locked Loop*)

Para realizar o sincronismo da corrente injetada com a tensão da rede, é necessário usar técnicas baseadas em algoritmos PLL (*Phase-Locked Loop*).

O circuito PLL é uma malha de travamento de fase para realizar o sincronismo de dois sinais e também através dele, pode-se obter as informações da rede elétrica tais como ângulo de fase e frequência.

A topologia do PLL utilizada neste trabalho é baseada na teoria da potência ativa instantânea trifásica (p-PLL) utilizando o eixo estacionário bifásico de coordenadas  $\alpha\beta$  proposto por (Silva et al., 2008). Assim, torna-se necessária a geração de uma tensão fictícia de quadratura  $v_\beta'$ , de forma a assegurar que esta seja ortogonal à tensão monofásica medida. A tensão monofásica medida da rede elétrica  $v_s$  é considerada agora a própria tensão  $v_\alpha'$ . Já para obter  $v_\beta'$  aplica-se uma defasagem de  $\pi/2$  radianos na tensão  $v_\alpha'$ , conforme ilustra a Figura 6.18.

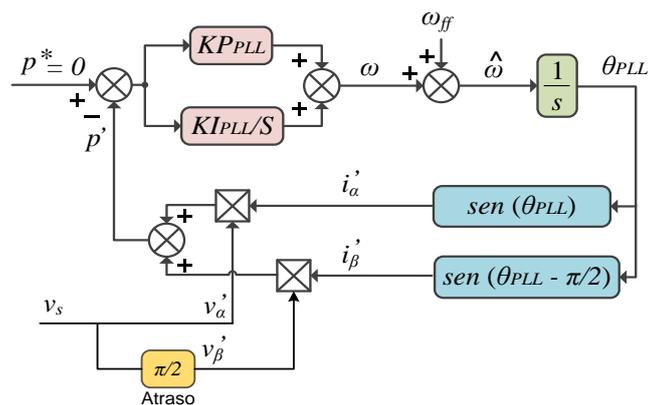


Figura 6.18 - Diagrama em blocos do sistema PLL monofásico.

O objetivo desse sistema p-PLL é anular a componente  $p'$  da potência instantânea fictícia. Assim, quando  $p'$  for anulada, o sinal de saída do PLL estará atracado com a componente de frequência fundamental do sinal de entrada (CAMPANHOL, 2012).

## 7 RESULTADOS DE SIMULAÇÕES DAS TÉCNICAS DE AI

### 7.1 INFLUÊNCIA DA POTÊNCIA GERADA

Para o caso em que a energia proveniente do arranjo PV é menor que a demandada pela carga, a rede se encarrega de suprir a energia faltante e, em caso de excesso de energia no arranjo PV, esta será absorvida pela rede.

Portanto, na ocorrência de uma falha na rede, se a potência gerada for menor que a demanda pela carga, a tensão decai, e se a potência gerada for maior que a demandada, a tensão se eleva. O caso crítico é quando ocorre o equilíbrio entre a potência gerada pelo PV e a potência exigida pela carga, pois no momento da falha na rede, o efeito causado pela desconexão será praticamente nula conforme ilustra a Figura 7.2. Essas situações de igualdade de potências são muito difíceis de acontecer na prática, mas se acontecer o algoritmo precisa detectar, conforme exigido por normas.

As três condições citadas estão ilustradas pelas Figuras 7.1 à 7.3, onde a linha tracejada indica o momento em que ocorre uma falha na rede.

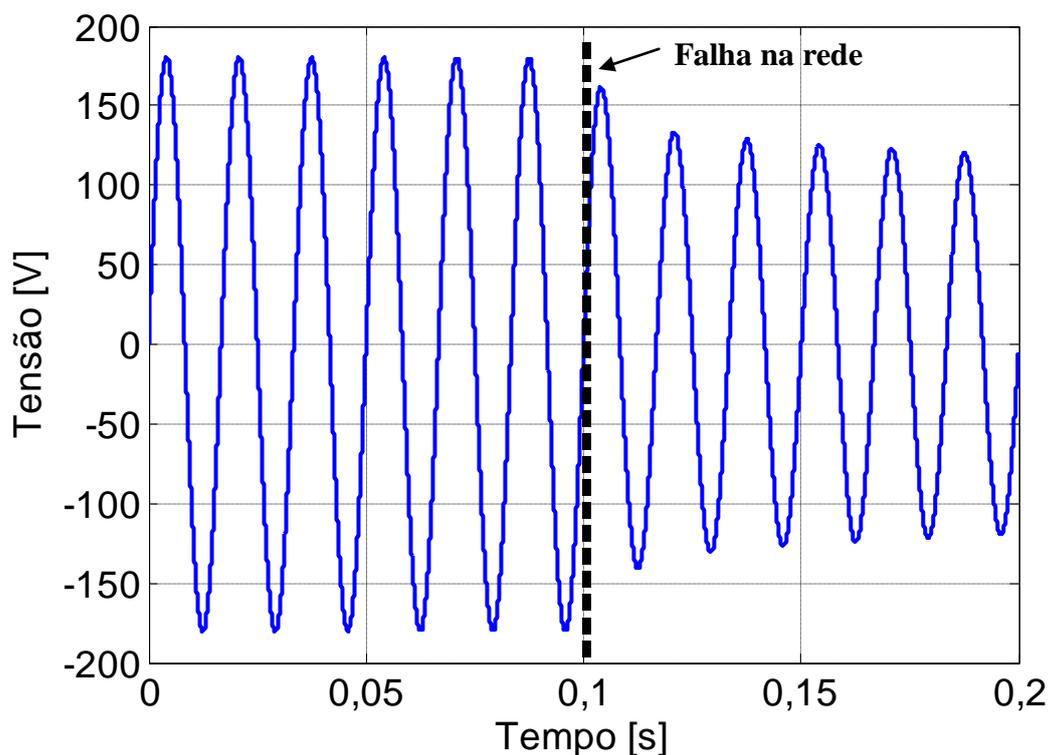


Figura 7.1 - Efeito após ilhamento para potência gerada menor que a potência consumida.

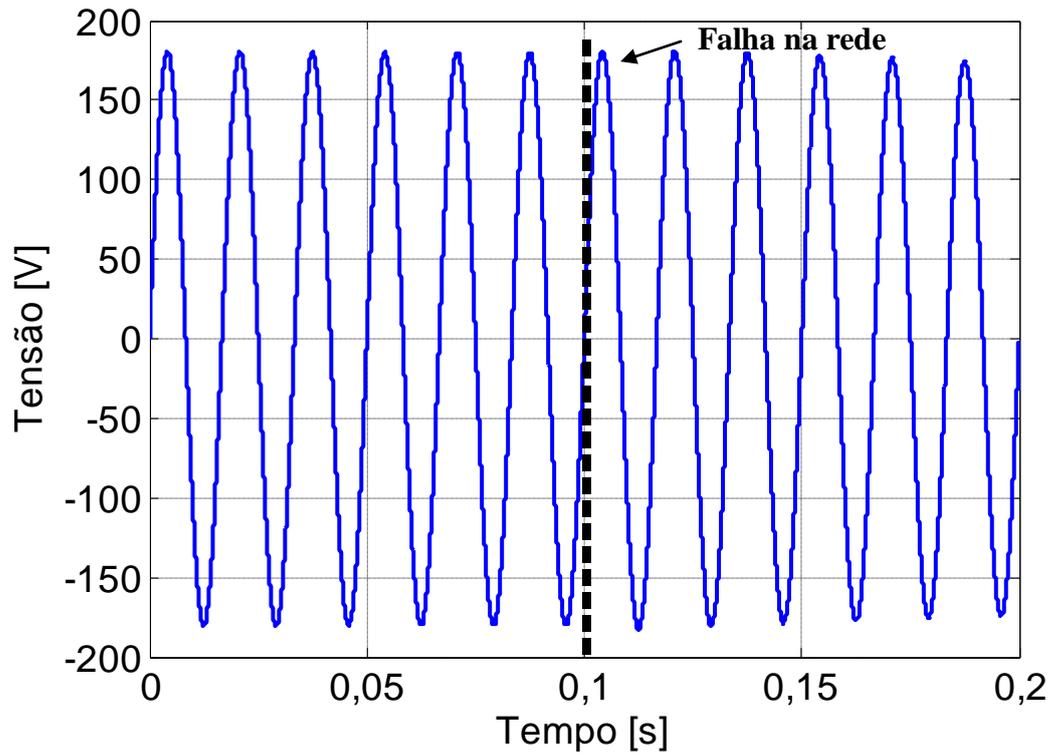


Figura 7.2 - Efeito após ilhamento para potência gerada igual à potência consumida.

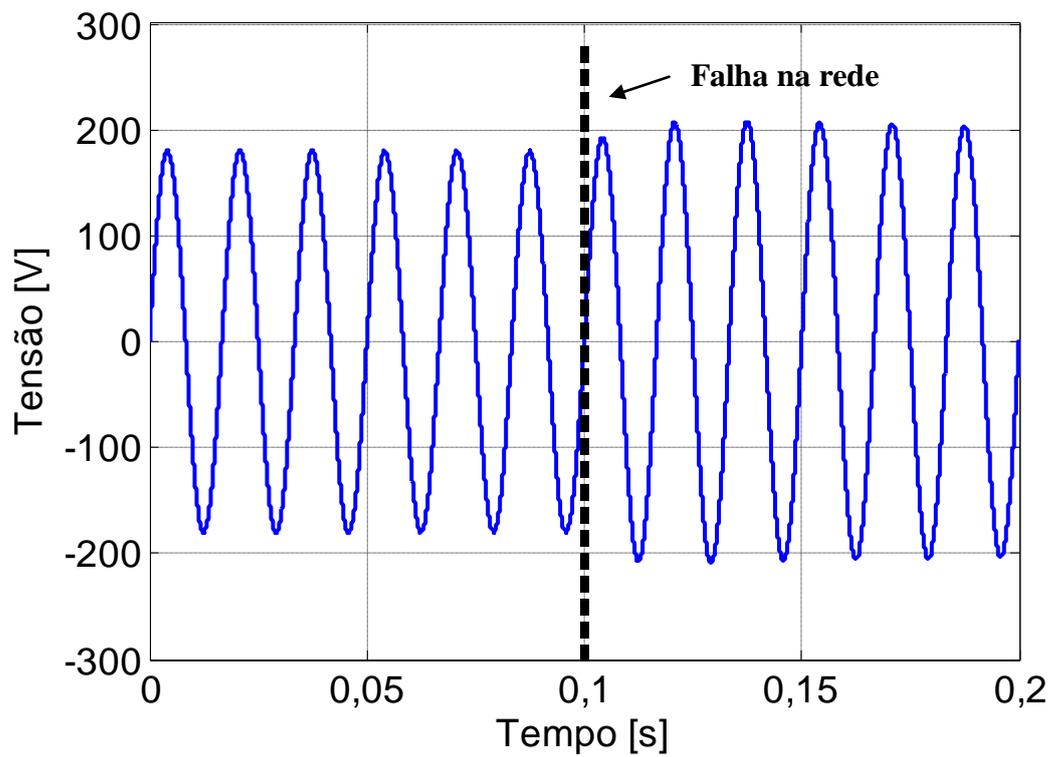


Figura 7.3 - Efeito após ilhamento para potência gerada maior que a potência consumida.

## 7.2 CARGA R

As simulações para todos os algoritmos de AI foram realizadas na situação mais crítica, quando a potência gerada é igual à potência consumida pela carga, conforme ilustra a Figura 7.4. Foram utilizados  $P_{pv} = P_{carga} = 500$  W.

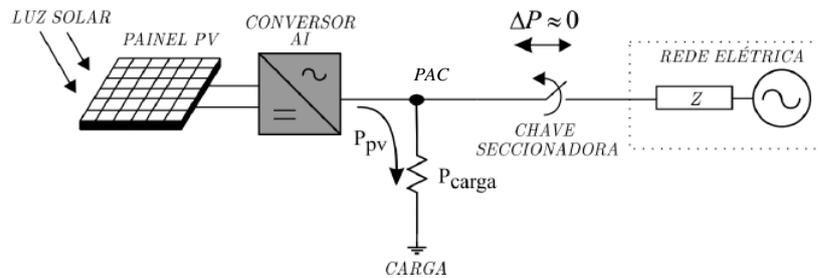


Figura 7.4 – Ensaio para cargas R.

## 7.3 CARGAS RL, RC E RLC

Para os testes com cargas RL, RC e RLC também foram utilizados os mesmos padrões,  $P_{pv} = P_{carga} = 500$  W. A Figura 7.5 apresenta o diagrama unifilar do sistema.

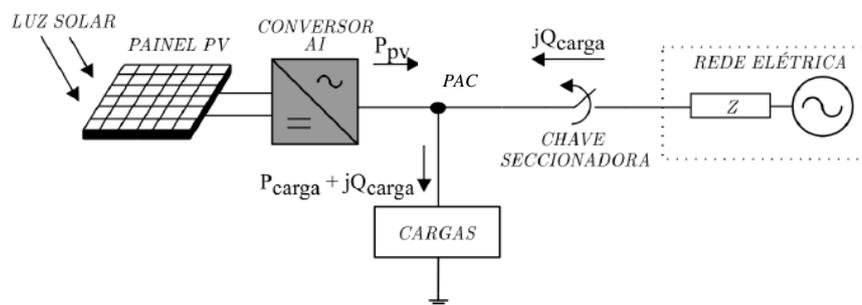


Figura 7.5 – Ensaio para cargas RL, RC e RLC.

As simulações foram feitas considerando as cargas apresentadas na Tabela 7.1, conforme norma IEEE 929-2000 e conforme as equações (6.7), (6.8) e (6.9).

Tabela 7.1 - Cargas para teste AI conforme norma IEEE 929-2000.

Potência	R	L	C	Q	$f_o$
500 W	32,26 $\Omega$	34,23 mH	205,58 $\mu$ F	2,5	60 Hz

## 7.4 SUB/SOBRE TENSÃO E SUB/SOBRE FREQUÊNCIA

### 7.4.1 SUB/SOBRE TENSÃO

A tensão limite mínima para o método passivo Sub/Sobre tensão foi especificada em 87% da tensão nominal (110,5 V) e o limite máximo foi de 110% da tensão nominal (140 V), onde no tempo de 0,1 s a rede é desconectada, porém por ser um método passivo, não aplica nenhuma perturbação para alterar os parâmetros elétricos, esse método não se apresentou eficaz para nenhuma das cargas simuladas. A Figura 7.6 apresenta o resultado para as cargas testadas.

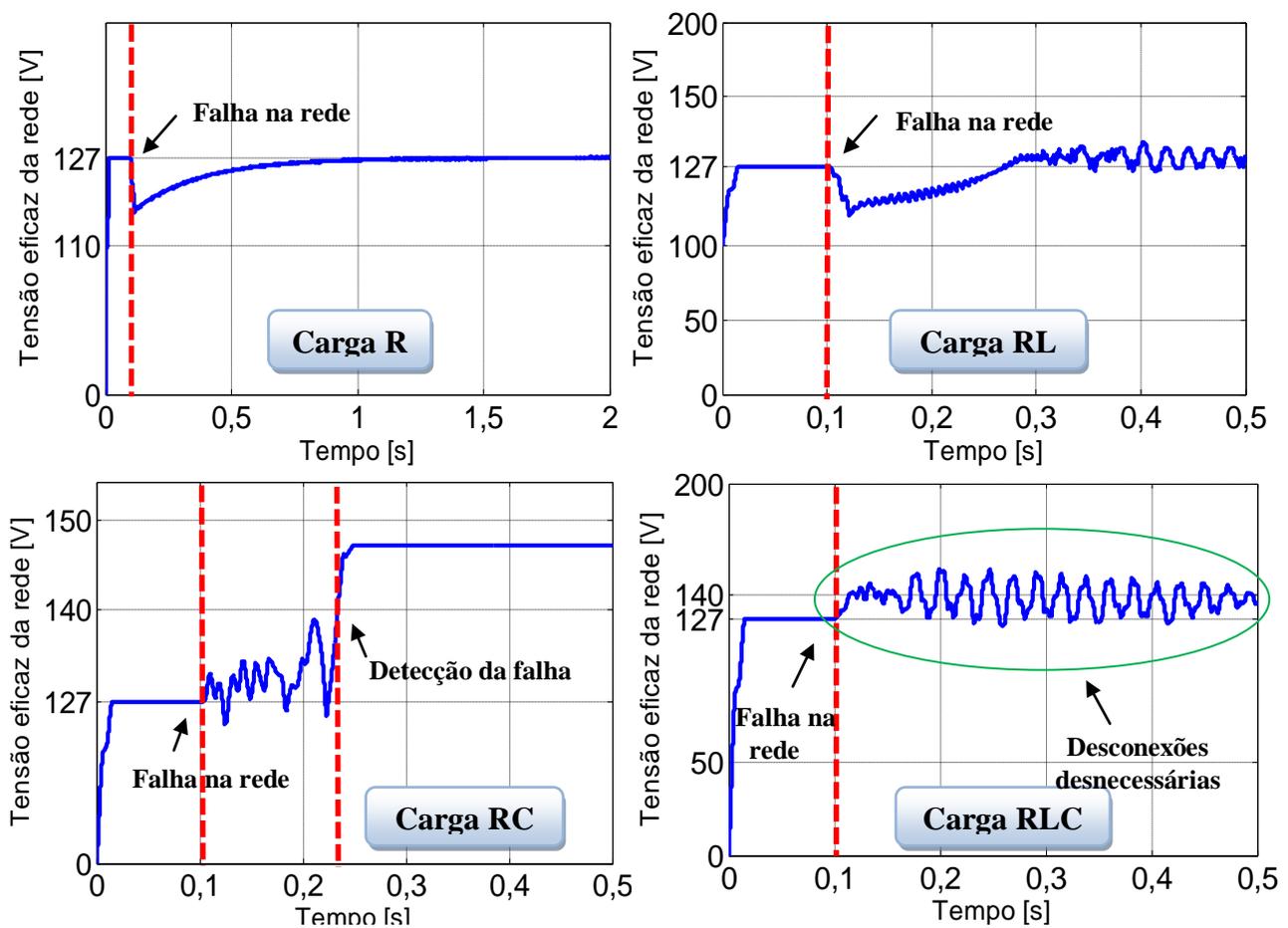


Figura 7.6 – Resultados de simulações para cargas R, RL, RC e RLC do método sub/sobre tensão.

### 7.4.2 SUB/SOBRE FREQUÊNCIA

Para o método passivo Sub/Sobre frequência, a frequência limite mínimo e máxima foi de 59 Hz e 61 Hz respectivamente, ou seja, uma variação de 1 Hz. A falha ocorre no tempo de 0,1 s, assim como o método Sub/Sobre tensão, não se mostrou tão eficaz, somente detectando o ilhamento para as cargas RL e RC. Esses métodos passivos podem ser utilizados

como complemento dos métodos ativos, trabalhando em conjunto. A Figura 7.7 apresenta o resultado para as cargas testadas.

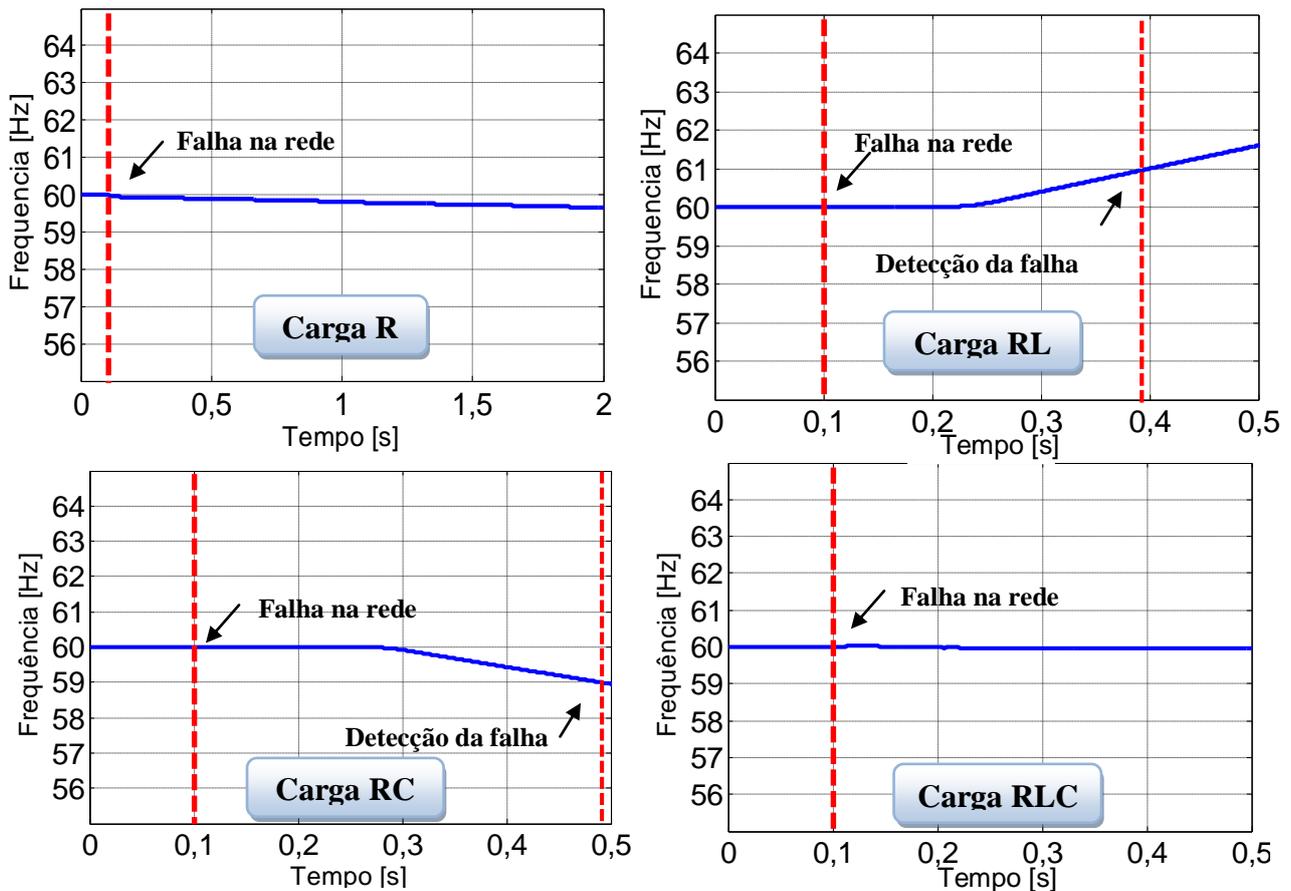


Figura 7.7 - Resultados de simulações para cargas R, RL, RC e RLC do método sub/sobre frequência.

## 7.5 INJEÇÃO DE REATIVO

O método injeção de reativo apresentou boa eficiência em detectar o ilhamento após a falha na rede para os quatro tipos de cargas testadas, principalmente com a carga ressonante. O interessante foi que apenas uma pequena parcela de reativo (10 % da potência ativa total) já foi suficiente para deslocar a frequência da tensão da tensão até que as proteções pudessem atuar. Na Figura 7.8 verifica-se a mudança de frequência após a retirada da rede para os quatro tipos de cargas testados, atendendo ao tempo máximo limite estabelecido por normas.

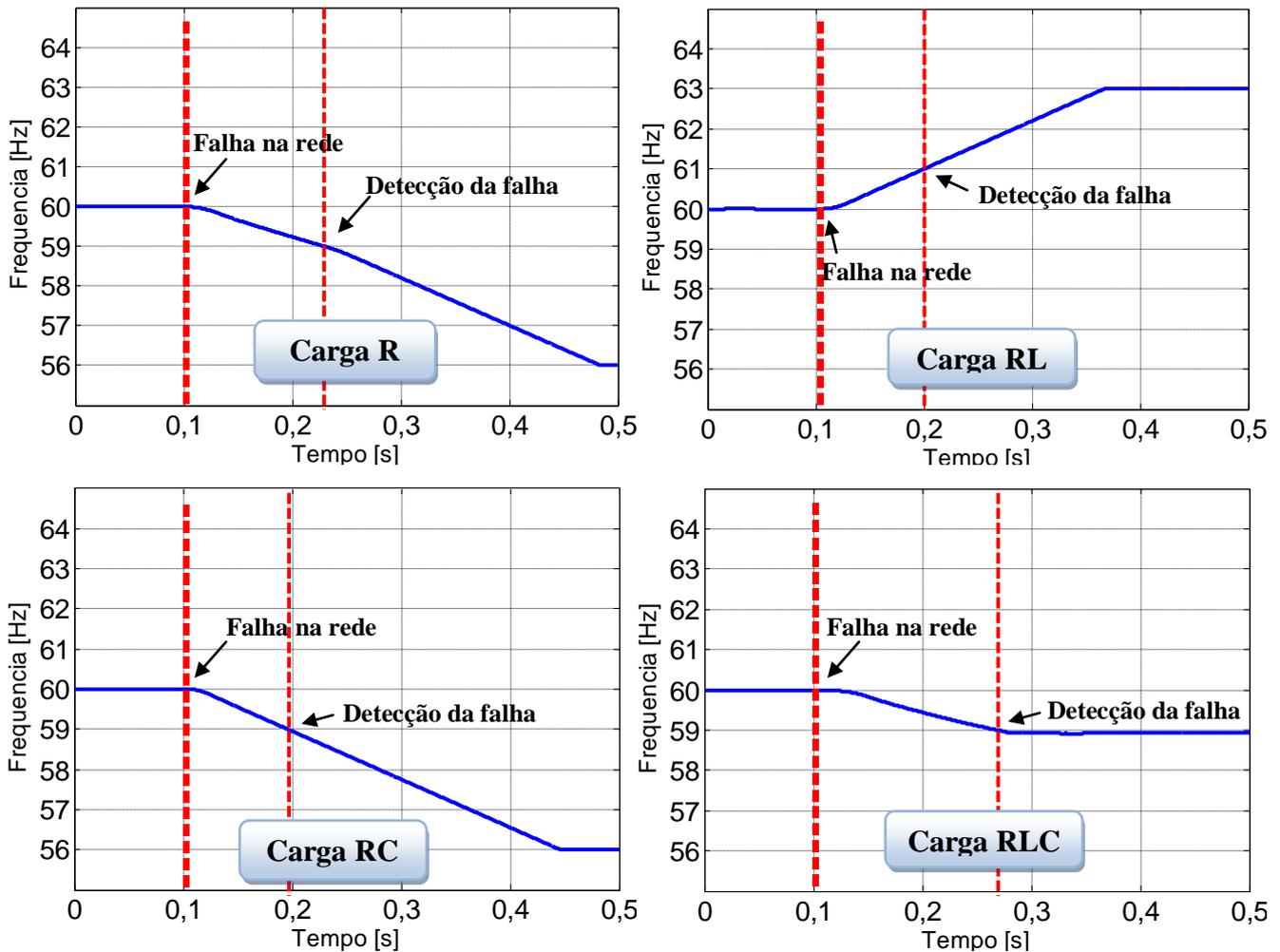


Figura 7.8 - Resultados de simulações para cargas R, RL, RC e RLC do método injeção de reativo.

## 7.6 MEDIÇÃO DE IMPEDÂNCIA EM UMA FREQUÊNCIA FIXA

Este método não se mostrou eficaz para os testes com a carga RLC como exige a norma IEEE 929-2000. Devido à corrente intencionalmente injetada pelo algoritmo, a DHT da corrente injetada na rede apresentou um valor elevado que não atende as especificações da norma IEEE Std 519-1992.

Para carga R, esse método consegue deslocar o valor eficaz da tensão após a retirada da rede, mas em um determinado momento o valor da tensão decai e o algoritmo entende que a rede voltou, mas é uma falsa sinalização. Para carga RL a tensão eficaz, no momento da falha na rede, oscila gerando falsas sinalizações, gerando assim desconexões desnecessárias. Para a carga RC esse método se mostrou eficaz, alterando assim o valor eficaz da tensão e detectando o ilhamento. O teste para a carga RLC falhou como o teste para a carga R, conforme ilustra a Figura 7.9.

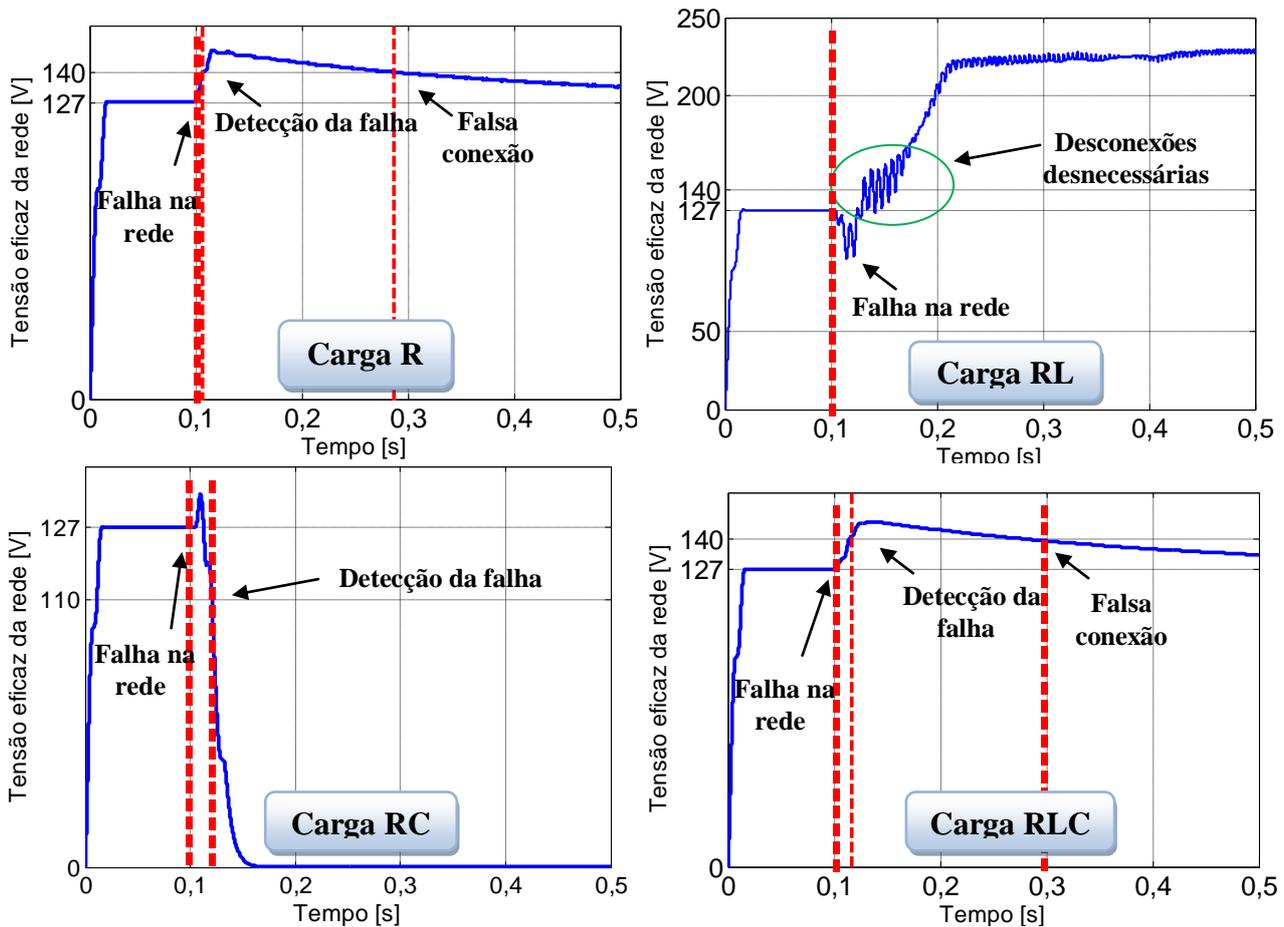


Figura 7.9 - Resultados de simulações para cargas R, RL, RC e RLC do método medição de impedância em uma frequência fixa.

## 7.7 DESLOCAMENTO ATIVO DE FREQUÊNCIA - AFD

Esse método se mostrou eficaz para todos os tipos de cargas testados, porém apresenta uma DHT de corrente injetada maior que a especificada pela norma IEEE Std 519-1992.

A corrente injetada na rede foi ajustada para se ter uma variação de 4,5 Hz, representando a uma fração de 7,5% do período da rede em 60 Hz, correspondendo a um tempo morto de aproximadamente 1,249 ms. A Figura 7.10 apresenta os resultados para as cargas simuladas.

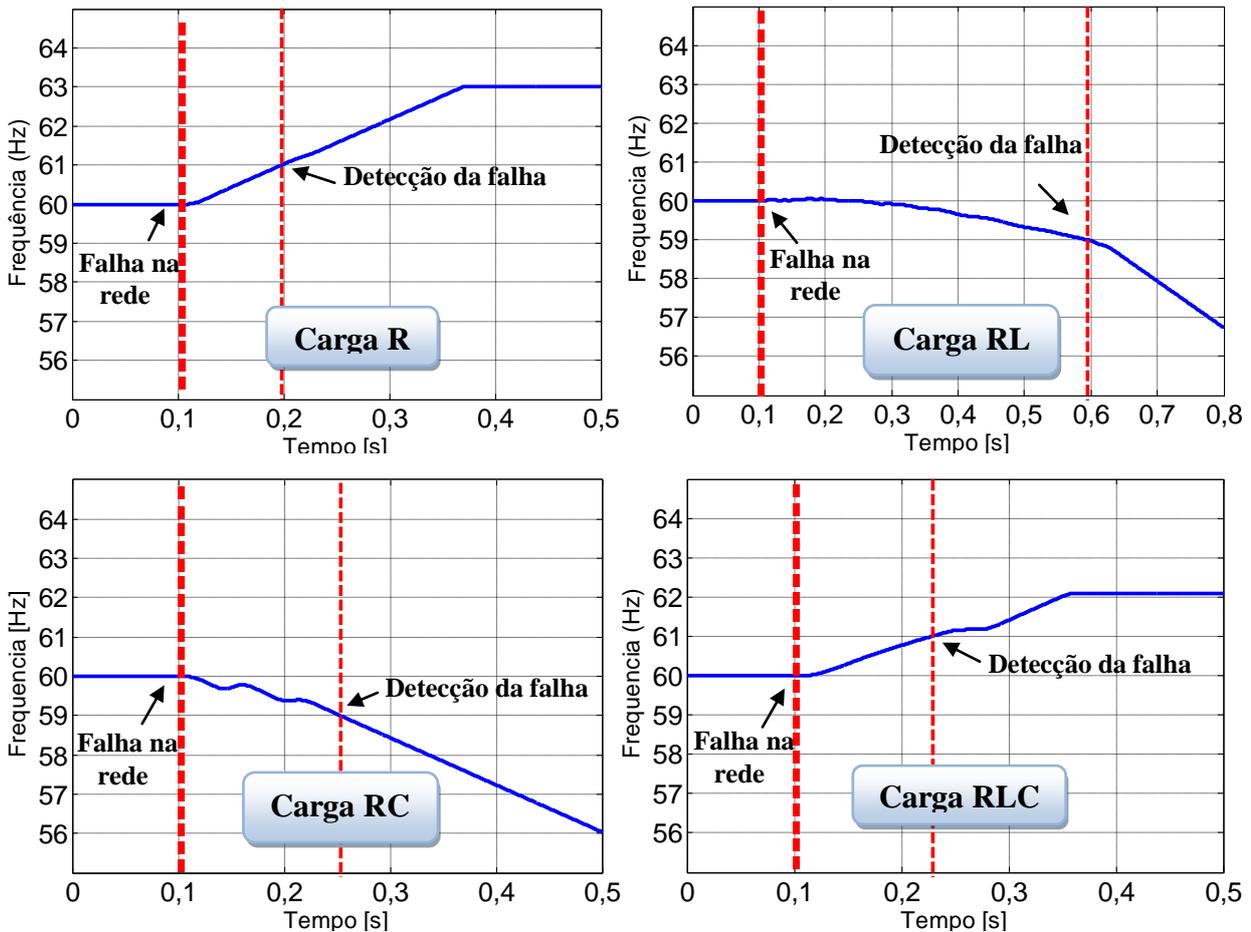


Figura 7.10 - Resultados de simulações para cargas R, RL, RC e RLC do método AFD.

## 7.8 DESLOCAMENTO DE FREQUÊNCIA - SMS

Para o método SMS, o valor de desvio máximo foi adotado como 1 Hz para o ângulo máximo de variação da carga que foi estabelecido como 10 graus. Esse método se mostrou muito eficiente para todos os tipos de cargas testados, apresentando uma DHT de corrente injetada dentro dos limites estabelecidos pela norma.

A curva do algoritmo SMS em conjunto com a curva da carga RLC, em função da variação de frequência, é apresentada na Figura 7.11. O ponto de cruzamento é o equilíbrio entre a carga e o algoritmo após retirada da rede. Qualquer valor de frequência entre estes dois pontos de equilíbrio podem ser escolhidos para a detecção do ilhamento pelo algoritmo.

Na Figura 7.12 mostra-se a mudança de frequência após a retirada da rede para as cargas simuladas.

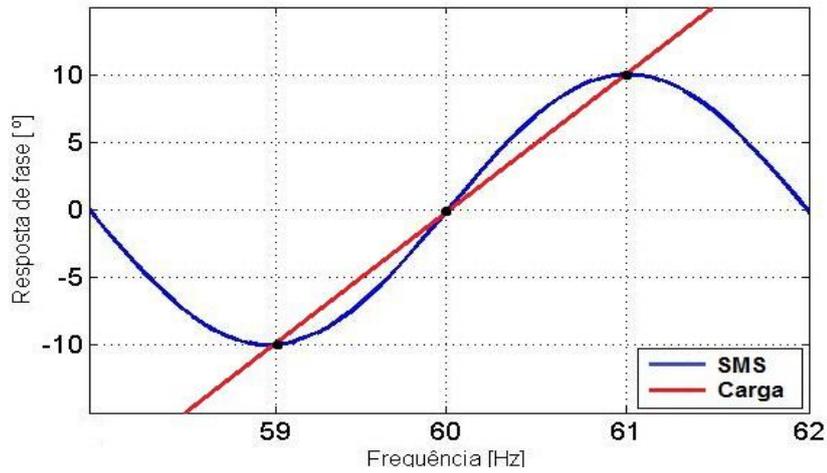


Figura 7.11 – Curva do algoritmo SMS e da carga local RLC em função da frequência.

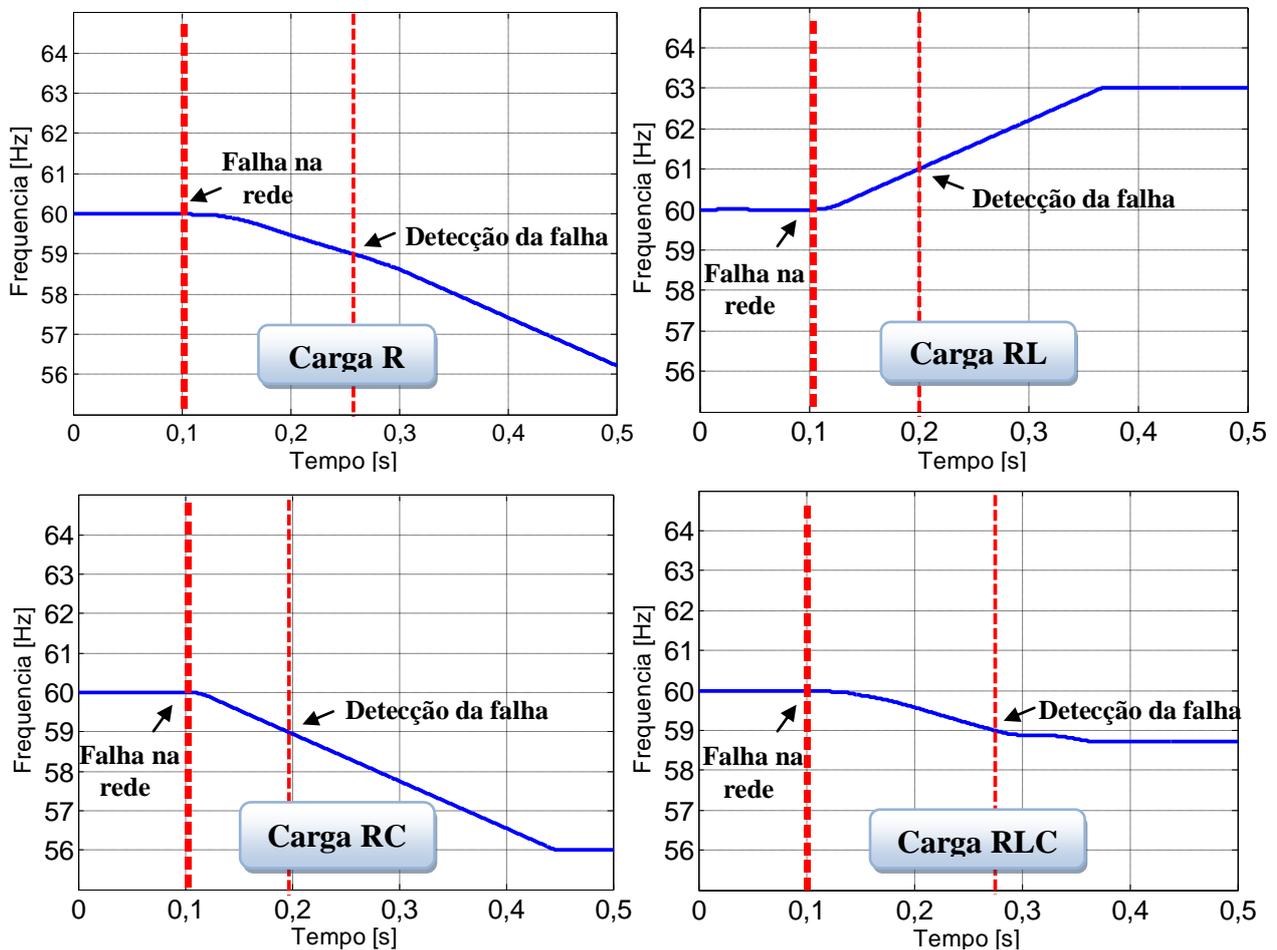


Figura 7.12 – Resultados de simulações para cargas R, RL, RC e RLC do método SMS.

## 7.9 MÉTODO SANDIA DE DESLOCAMENTO DE FREQUÊNCIA - SFS

Esse método também se mostrou eficaz para detecção do ilhamento para todas as cargas testadas.

Este foi projetado para se ter uma fração de corte inicial de frequência com sendo  $cf_0 = 0,01$  Hz e ganho ( $K$ ) para o erro entre as frequências como sendo  $K = 0,1$ . Após a retirada da rede, a frequência da tensão para todas as cargas se alteram, conforme pode ser observado na Figura 7.13.

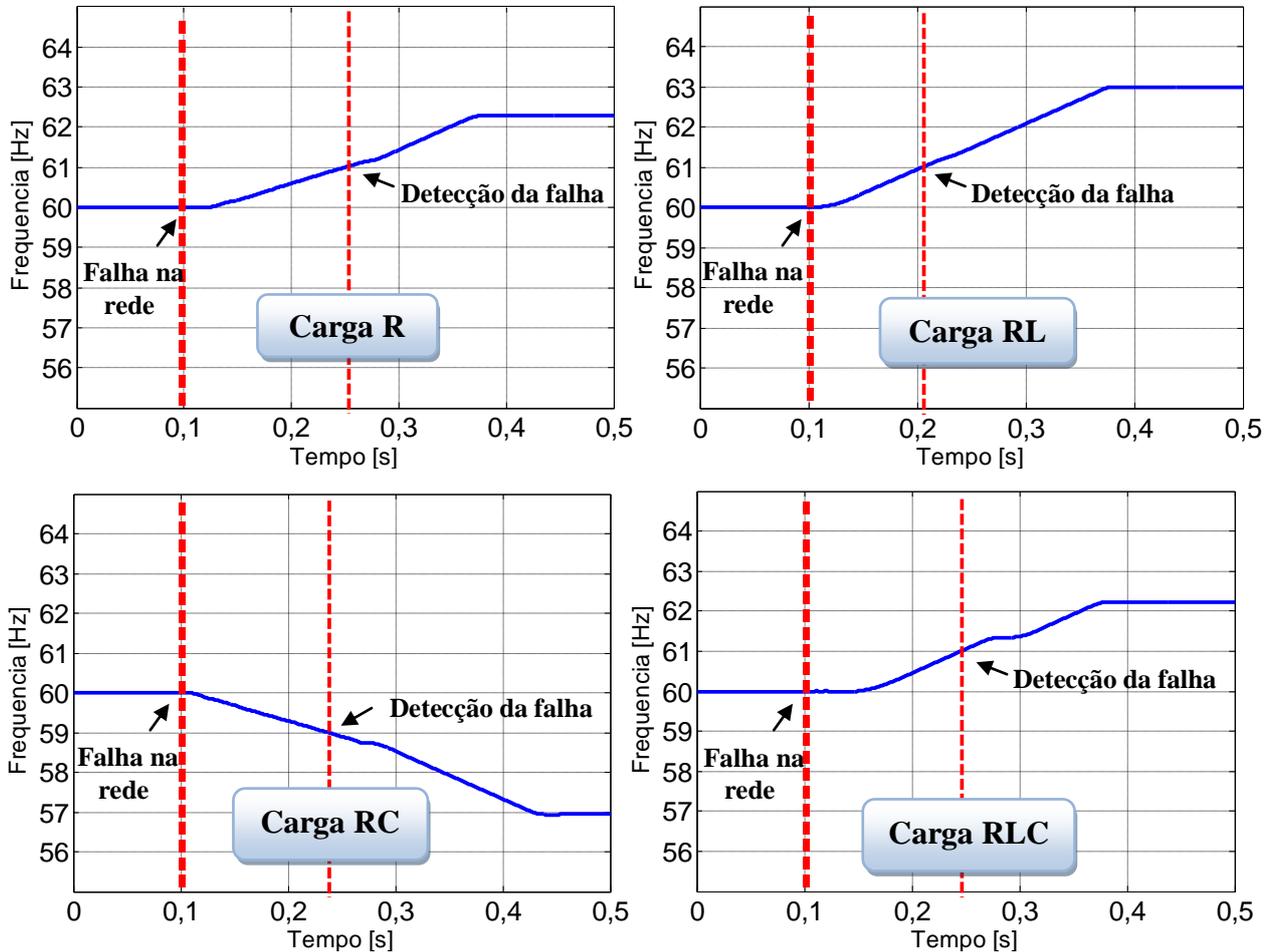


Figura 7.13 – Resultados de simulações para cargas R, RL, RC e RLC do método SFS.

## 7.10 MÉTODO SANDIA DE DESLOCAMENTO DE TENSÃO - SVS

A tensão limite mínima para o método SVS foi especificada em 87% da tensão nominal (110,5 V), onde após o tempo de 0,1 s, a rede é desconectada e o algoritmo passa a reduzir a potência injetada até atingir a tensão para detecção. A Figura 7.14 apresenta o resultado para as cargas testadas.

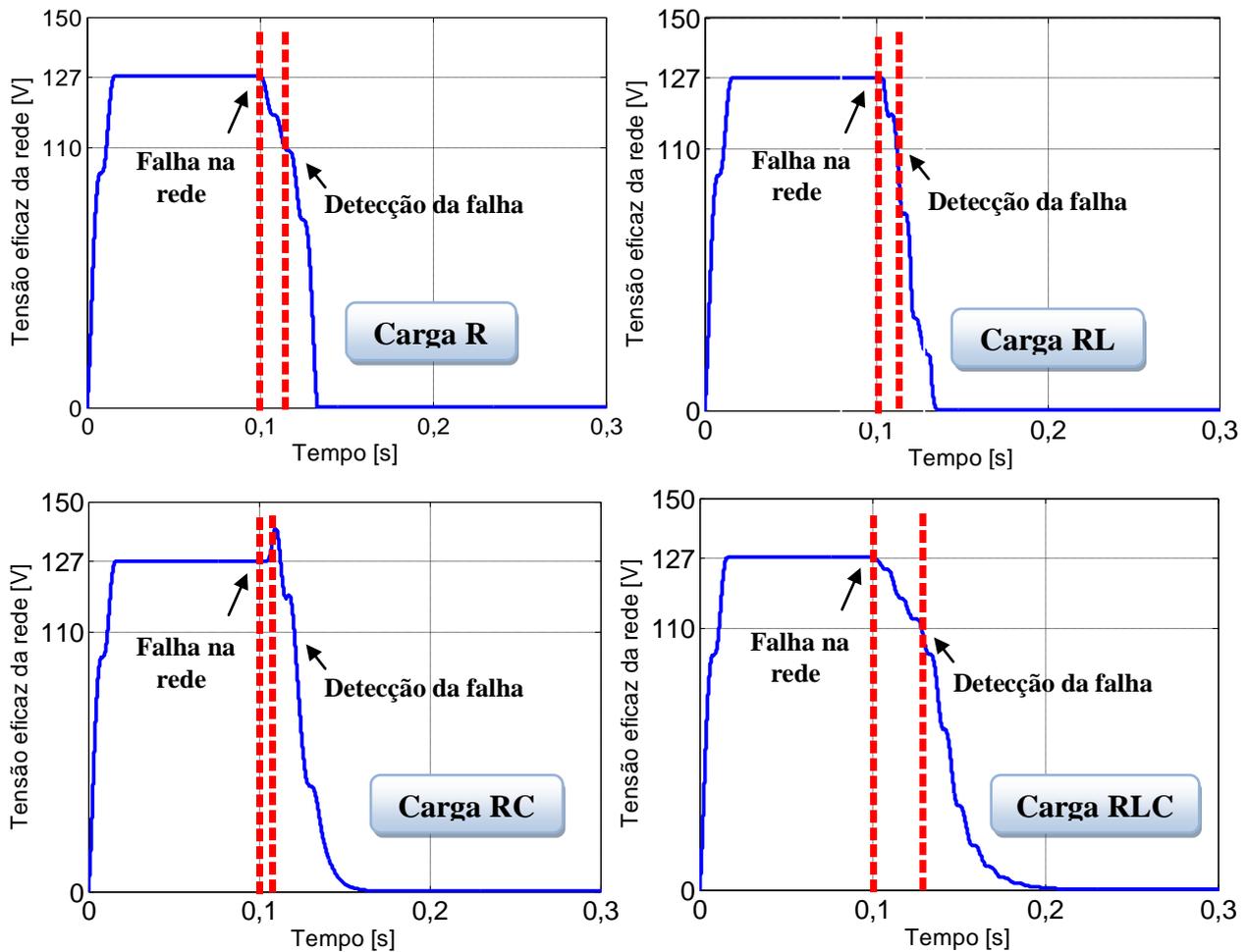


Figura 7.14 - Resultados de simulações para cargas R, RL, RC e RLC do método SVS.

## 7.11 COMPARAÇÃO DOS MÉTODOS DE AI

A Tabela 7.2 resume as principais características dos algoritmos simulados, apresentando a faixa dos parâmetros para a detecção de cada método, o tempo de detecção de cada método para cada tipo de carga simulado, a DHT da corrente injetada pelo inversor, nível de implementação e grau de distúrbio na rede.

Tabela 7.2 - Comparação dos métodos de AI.

Método	Frequência/tensão para detecção	Tempo para detecção				DHT corrente injetada	Distúrbio na rede
		R	RL	RC	RLC		
Sub/Sobre Tensão	$110 \text{ V} < V_{eficaz} < 140 \text{ V}$	Falha	Falha	233 ms	Falha	1,03 %	Mínimo
Sub/Sobre Frequência	$59 \text{ Hz} < f_s < 61 \text{ Hz}$	Falha	396 ms	492 ms	Falha	1,03 %	Mínimo
Injeção de reativo	$59 \text{ Hz} < f_s < 61 \text{ Hz}$	136 ms	100 ms	98 ms	168 ms	2,54 %	Médio
Impedância freq. fixa	$110 \text{ V} < V_{eficaz} < 140 \text{ V}$	Falha	Falha	13 ms	Falha	5,70 %	Alto
AFD	$59 \text{ Hz} < f_s < 61 \text{ Hz}$	100 ms	595 ms	150 ms	125 ms	6,41 %	Alto
SMS	$59 \text{ Hz} < f_s < 61 \text{ Hz}$	148 ms	99 ms	100 ms	163 ms	1,59 %	Baixo
SFS	$59 \text{ Hz} < f_s < 61 \text{ Hz}$	90 ms	152 ms	131 ms	142 ms	3,91 %	Médio
SVS	$110 \text{ V} < V_{eficaz} < 140 \text{ V}$	101 ms	92 ms	117 ms	124 ms	4,79 %	Médio

## 7.12 CONCLUSÃO DOS MÉTODOS DE AI

A partir dos resultados obtidos via simulação, pode-se concluir que os métodos passivos não se enquadram nos requisitos mínimos necessários para detectar o fenômeno de ilhamento na presença de cargas RLC exigidos por norma.

Com relação aos métodos ativos, o método da injeção de reativo se mostrou eficaz para a detecção. No entanto, a injeção de reativo na rede não é interessante por reduzir o fator de potência da estrutura. O método medição de impedância em uma frequência fixa não se mostrou eficaz para as detecções.

O método AFD apresenta um tempo relativamente reduzido para a detecção mas para garantir a eficácia na presença da carga RLC este introduz na rede elevado grau de distúrbio, ultrapassando assim a DHT máxima permitida por norma.

Os métodos SMS e SFS se apresentam como boas soluções devido ao tempo relativamente baixo para detecção e baixo distúrbio na rede, tendo o método SMS maior simplicidade de implementação.

O método SVS apresentou o menor tempo de detecção e baixo distúrbio na rede, se mostrando como uma boa solução.

## 8 APLICAÇÃO DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE ELÉTRICA COM TÉCNICAS DE MPPT E AI

A partir dos resultados obtidos via simulação e análise comparativa dos algoritmos de MPPT e AI, pode-se escolher o que em geral obteve melhores resultados para utilizar em uma aplicação de um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica.

Os algoritmos de MPPT que obtiveram melhores resultados em relação ao FR foram os métodos beta e P&O modificado. Porém, como uma desvantagem do método beta é a sua dependência do painel fotovoltaico, optou-se por escolher o método P&O modificado para a aplicação.

As comparações realizadas para os algoritmos de anti-ilhamento foram em relação ao tempo de detecção, detecção para cargas ressonantes e distorção harmônica da corrente injetada. Vários algoritmos de anti-ilhamento simulados obtiveram resultados satisfatórios, porém o método escolhido foi o SMS pois segundo algumas literaturas apresenta resultados ótimos tanto experimentais como práticos, fácil implementação, tempo de detecção dentro do estabelecido pelas normas e baixa distorção harmônica de corrente injetada atendendo à normas também.

A Figura 8.1 ilustra o sistema completo na qual é composto por dois arranjos PV onde cada um deles possui quatro painéis ligados em série, um conversor CC-CC elevador (Boost) e um inversor de tensão (VSI) controlado em corrente, o qual é conectado com a rede elétrica monofásica.

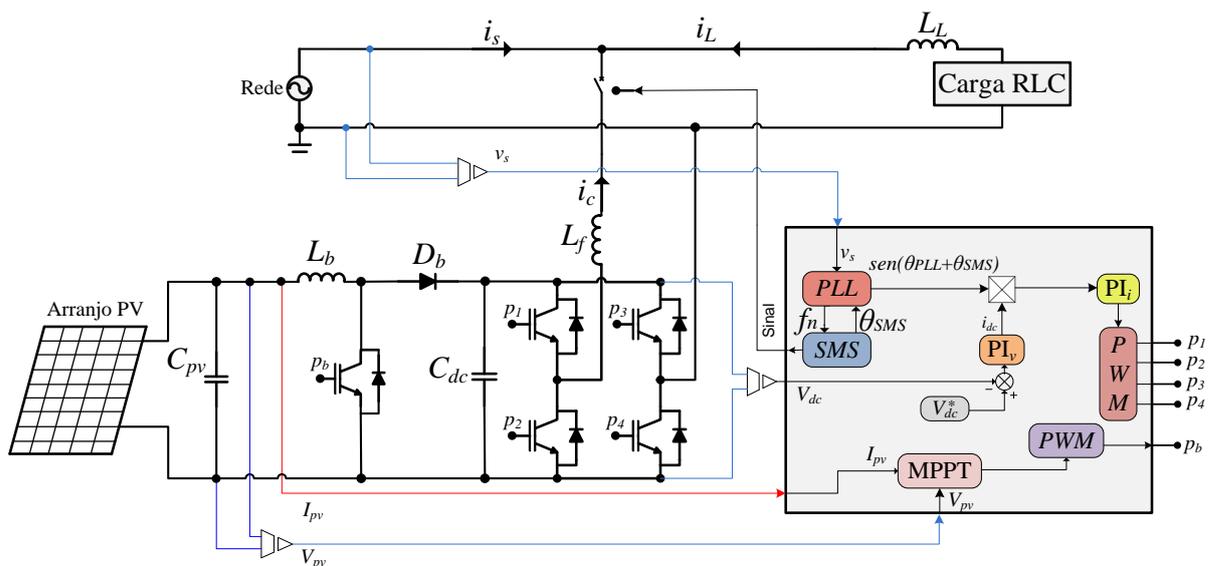


Figura 8.1 – Esquema completo do sistema de geração distribuída conectado à rede elétrica monofásica.

## 8.1 MODULAÇÃO PWM

Nas literaturas (MOHAN, 1995; LINDEKE, 2003) são apresentadas algumas das diversas técnicas de modulação para conversores *full-bridge*. Uma das técnicas mais utilizadas é a modulação por largura de pulso (PWM - *Pulse-Width Modulation*). Seu princípio de funcionamento se baseia na comparação de um sinal de referência (modulante) e a portadora (triangular), de forma a obter o sinal de controle com frequência fixa e largura de pulso variável.

A modulação PWM pode também ser implementada com dois e três níveis. Neste trabalho optou-se pela utilização da modulação PWM três níveis. Uma de suas vantagens é que a tensão de saída do conversor apresenta o dobro da frequência de comutação, quando comparada com a modulação PWM dois níveis. Com isso, a indutância de acoplamento do sistema PV com a rede será menor (LINDEKE, 2003). A Figura 8.2 mostra a modulação PWM três níveis, onde esta resulta em uma tensão de saída do inversor formada por ondas retangulares com três níveis de tensão (positivo, zero e negativo).

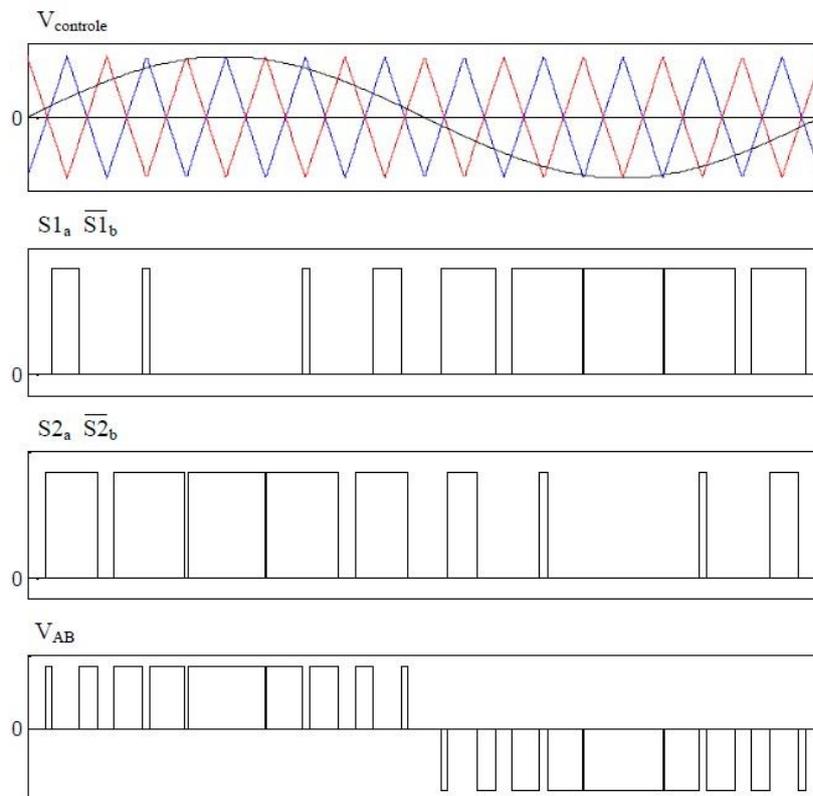


Figura 8.2 – Modulação PWM três níveis.

## 8.2 MODELAGEM DA MALHA DE CORRENTE E DE TENSÃO

Para que o sistema imponha a corrente na rede elétrica, é necessário que o sistema apresente uma malha de controle de corrente. Portanto, é necessário obter um modelo matemático da planta de forma a possibilitar o projeto do controlador da malha de corrente.

A planta de corrente do inversor VSI para injeção de corrente na rede é influenciada fortemente pela indutância de conexão. O VSI apresenta um indutor de conexão  $L_f = 1,629$  mH com resistência de  $R_{L_f} = 0,485 \Omega$ . A planta de corrente do inversor VSI a ser controlada no plano  $s$  é dada por (8.1), considerando  $V_{dc} = 250V$ .

$$G_{pi}(s) = K_{PWM} \frac{V_{dc}}{L_f \cdot s + R_{L_f}} \quad (8.1)$$

A malha de controle de tensão do barramento CC é responsável em manter a tensão no barramento CC no valor de referência especificado e impor o valor eficaz da corrente a ser injetada na rede. Por este motivo, engloba a malha de injeção da corrente na rede. Assim, tem-se um sistema a duas malhas, uma externa que é a da tensão do barramento e uma interna, que é a de corrente injetada. A velocidade da malha de tensão não deve distorcer a corrente injetada e, portanto, deve apresentar uma ação lenta e atuar somente na amplitude da corrente de referência, de modo que o controle do VSI altere o fluxo de potência ativa entre a rede e o barramento CC, de forma a compensar as perdas nos conversores e, conseqüentemente, manter constante a tensão no barramento.

A planta de tensão do inversor VSI é apresentada em (8.2) para o plano  $s$ ,  $V_p$  é a tensão de pico da rede que é considerada em 180 V;  $C_{dc}$  é o valor da capacitância  $C_{dc}$  do barramento que é 2,115  $\mu F$  e onde  $P_{PWM}$  é o valor de pico da onda triangular (portadora).

$$G_{pv}(s) = \frac{V_p}{2 \cdot C_{dc} \cdot V_{dc} \cdot s} \quad (8.2)$$

A Figura 8.3 mostra o diagrama de blocos da malha de controle de corrente que contém também a malha de tensão do barramento CC.

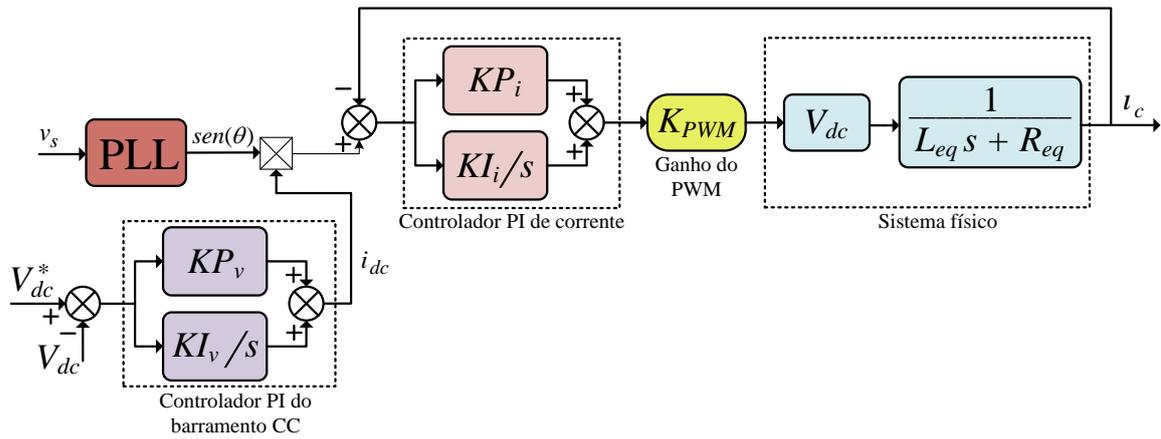


Figura 8.3 – Diagrama em blocos da malha de controle de corrente e de tensão do barramento CC.

Onde:  $KP_i$  e  $KI_i$  são os ganhos do controlador de corrente, proporcional e integral respectivamente;  $K_{PWM}$  é o ganho do modulador PWM;  $L_{eq}$  é a indutância de filtro equivalente;  $R_{eq}$  é a resistência da indutância do filtro equivalente;  $i_{dc}$  é a corrente da malha de controle do barramento CC;  $V_{dc}^*$  é a tensão de referência do barramento CC e  $V_{dc}$  é a tensão no barramento CC.

O ganho do PWM ( $K_{PWM}$ ) pode ser calculado conforme a equação (8.3) apresentada por (LINDEKE, 2003), onde  $P_{PWM}$  é o valor de pico da triangular (portadora).

$$K_{PWM} = \frac{2}{P_{PWM}} \quad (8.3)$$

### 8.3 METODOLOGIA DE PROJETO DOS CONTROLADORES PI

A metodologia para o projeto dos controladores PI é apresentada em (CAMPANHOL, 2012) e se baseia na análise de resposta em frequência (OGATA, 2011). Para uma melhor organização, o projeto pode ser dividido em três etapas.

- 1º Etapa – Consiste no cálculo do ângulo de fase a ser compensado ( $\varphi_c$ ) para a obtenção de margem de fase desejada  $MF_d$  na frequência de cruzamento  $\omega_c$  especificada no projeto, de acordo com o ângulo de fase  $\varphi_p$  da planta.

$$\varphi_c = MF_d - (\varphi_p |_{\omega_c} + 180^\circ) \quad (8.4)$$

- 2º Etapa – Consiste na inclusão de um compensador de fase  $C(s)$  representado por (8.5) em série com a planta  $G_p$ , de modo a ajustar o ângulo de fase do sistema compensado em malha aberta  $G_{MAc}$ , de acordo com a margem de fase desejada  $MF_d$ .

$$C(s) = \frac{Ts+1}{s} = \frac{\frac{-s}{\operatorname{tg}(\varphi_c)\omega_c} + 1}{s} \quad (8.5)$$

- 3º Etapa – Consiste na inclusão de um ganho  $K_c$  dado por (8.6) é incluído em série com o sistema compensado, de modo a fazer com que o módulo do sistema compensado em malha aberta  $G_{MAc}$  na frequência  $\omega_c$  tenha um ganho de 0 dB.

$$K_c = \frac{1}{|G_{MAc}|_{\omega_c}} \quad (8.6)$$

### 8.3.1 PROJETO DOS CONTROLADORES PI DA MALHA DE CORRENTE

Como parâmetros de projeto dos controladores PI das malhas de corrente, consideram-se os dados que constam da Tabela 8.1.

Tabela 8.1 – Especificações para Projeto dos Controladores PI de Corrente.

Frequência de chaveamento do inversor <i>full-bridge</i>	$f_s = 20 \text{ kHz}$
Margem de fase desejada	$MF_d = 67^\circ$
Frequência de cruzamento desejada	$\omega_c = 2\pi f_{ch}/16 \text{ rad/s}$
Indutância de acoplamento	$L_f = 1,629 \text{ mH}$
Resistência série do indutor de acoplamento	$R_{L_f} = 0,485 \text{ } \Omega$
Tensão do barramento CC	$V_{dc} = 250 \text{ V}$
Ganho do modulador PWM	$K_{PWM} = 5,33 \times 10^{-4}$

Na primeira etapa da metodologia de projeto, o ângulo de fase  $\varphi_{pi}$  apresentado pela planta  $G_{pi}$  na frequência especificada  $\omega_{ci}$  é encontrado utilizando (8.7).

$$\varphi_{pi} = \operatorname{tg}^{-1} \left( \frac{-L_f \omega_c}{R_{L_f}} \right) = \operatorname{tg}^{-1} \left( \frac{-1,629 \times 10^{-3} \cdot 7,854 \times 10^3}{0,485} \right) \rightarrow \varphi_{pi} = -87,892^\circ \quad (8.7)$$

Após encontrar  $\varphi_{pi}$ , determina-se por meio de (8.4) o ângulo de fase a ser compensado ( $\varphi_{ci}$ ) conforme dado por (8.8) e a constante  $T_i$  através de (8.9), conforme segue abaixo:

$$\varphi_{ci} = 67^\circ - (-87,829 + 180^\circ) \rightarrow \varphi_{ci} = -25,171^\circ \quad (8.8)$$

$$T_i = \frac{-1}{\operatorname{tg}(\varphi_c) \cdot \omega_c} = \frac{-1}{\operatorname{tg}(-25,171) \cdot 7,859 \times 10^3} \rightarrow T_i = 2,7 \times 10^{-4} \quad (8.9)$$

Na segunda etapa, por meio de (8.5) encontra-se a função de transferência do compensador de fase  $C_i$ , conforme (8.10). Em seguida,  $C_i$  é inserido em série com a planta  $G_{pi}$ , obtendo  $G_{MAi}$  conforme (8.11):

$$C_i(s) = \frac{Ts+1}{s} = \frac{2,7 \times 10^{-4} s + 1}{s} \quad (8.10)$$

$$G_{MAi}(s) = \frac{Ts+1}{s} \cdot \frac{K_{PWM} \cdot V_{dc}}{L_f \cdot s + R_{L_f}} \quad (8.11)$$

Na terceira etapa, após encontrar  $G_{MAi}$ , obtém-se seu respectivo valor de módulo, conforme a equação (8.12), onde  $K = K_{PWM} \cdot V_{dc}$ . Com este valor de módulo e utilizando (8.6), determina-se o ganho  $K_c$ , conforme mostra a equação (8.13). Em seguida, inclui-se o ganho  $K_c$  em série com o sistema  $G_{MAi}$ , obtendo o sistema controlado em malha aberta  $G_{MApi}$  dado por (8.14).

$$|G_{MAi}| = \sqrt{\left( \frac{K \cdot T \cdot R_{L_f} \cdot \omega_c^2 - K \cdot L_f \cdot \omega_c^2}{L_f^2 \omega_c^4 + R_{L_f}^2 \omega_c^2} \right)^2 + \left( \frac{-K \cdot T \cdot L_f \cdot \omega_c^3 - K \cdot R_{L_f} \cdot \omega_c}{L_f^2 \omega_c^4 + R_{L_f}^2 \omega_c^2} \right)^2} \quad (8.12)$$

$$K_{ci} = \frac{1}{2,867 \times 10^{-6}} = 3,48 \times 10^5 \quad (8.13)$$

$$G_{MApi}(s) = K_{ci} \cdot G_{MAi} = 3,48 \times 10^5 \left( \frac{2,7 \times 10^{-4} s + 1}{s} \right) \left( \frac{0,122}{1,629 \times 10^{-3} s + 0,485} \right) \quad (8.14)$$

Portanto os ganhos  $KP$  e  $KI$  são:

$$KP_i = K_c \cdot T \qquad KI_i = K_c \quad (8.15)$$

Na Tabela 8.1 são apresentados os valores encontrados para os ganhos  $KP_i$  e  $KI_i$  referentes aos controladores PI das malhas de controle das correntes de compensação.

Tabela 8.1 – Ganhos dos controladores PI das Malhas de Corrente.

$KP_i = 93,96 \, \Omega$
$KI_i = 3,48 \times 10^{-5} \, \Omega/s$

Na Figura 8.4 é apresentado o diagrama de Bode contendo a resposta em frequência da planta  $G_{pi}$ , do sistema compensado em malha aberta  $G_{MAi}$  do sistema controlado  $G_{MApi}$  em malha aberta. Nota-se que os parâmetros de projetos foram alcançados por meio da metodologia aplicada.

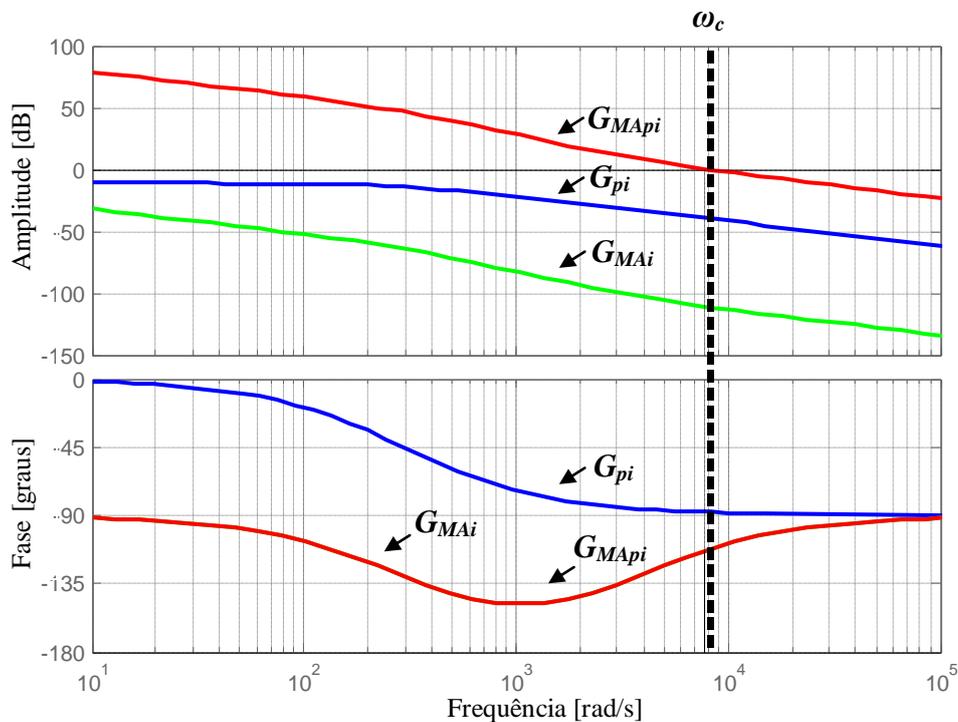


Figura 8.4 – Resposta em frequência das funções  $G_{pi}$ ,  $G_{MAi}$  e  $G_{MApi}$ .

### 8.3.2 PROJETO DO CONTROLADOR PI DA MALHA DE TENSÃO

Como parâmetros de projeto do controlador PI da malha de tensão, consideram-se os dados que constam da Tabela 8.3.

Tabela 8.1 – Especificações para projeto do controlador PI de tensão.

Frequência de ondulação do barramento CC	$f_o = 120 \text{ Hz}$
Margem de fase desejada	$MF_d = 88^\circ$
Frequência de cruzamento desejada	$\omega_c = 2.\pi.f_o/5 \text{ rad/s}$
Capacitância do barramento CC	$C_{dc} = 2,115 \mu\text{F}$
Tensão no barramento CC	$V_{dc} = 250 \text{ V}$
Tensão de pico da rede	$V_p = 180\text{V}$

Verifica-se que a frequência de ondulação da tensão do barramento CC ( $f_o$ ) é especificada em 120 Hz, devido à analogia com o retificador monofásico em ponte completa (MODESTO, 2007).

Na primeira, o ângulo de fase  $\varphi_{pv}$  apresentado pela planta  $G_{pv}$  (8.2) na frequência especificada  $\omega_{cv}$  é encontrado utilizando (8.16). Em seguida, calcula-se por meio de (8.4) o ângulo de fase a ser compensado ( $\varphi_{cv}$ ) conforme é dado por (8.17) e a constante  $T_v$  através de (8.18), conforme segue abaixo:

$$\varphi_{pv} |_{\omega_{cv}} = \angle \left[ \frac{v_p}{2.V_{dc}.C_{dc}(i\omega_{cv})} \right] = -90^\circ \quad (8.16)$$

$$\varphi_{cv} = MF_d - (\varphi_p + 180^\circ) = 88 - (-90 + 180) \rightarrow \varphi_{cv} = -2^\circ \quad (8.17)$$

$$T_v = \frac{-1}{\text{tg}(\varphi_c)\omega_c} = \frac{-1}{\text{tg}(-2^\circ).150,8} \rightarrow T_v = 0,189 \quad (8.18)$$

Na segunda etapa, encontra-se por meio de (8.5) o compensador de fase  $C_v$ , conforme (8.19). Em seguida, o compensador  $C_v$  é inserido em série com a planta  $G_{pv}$ , obtendo  $G_{MAv}$  como dado por (8.20):

$$C_v(s) = \frac{T_s + 1}{s} = \frac{0,189.s + 1}{s} \quad (8.19)$$

$$G_{MAv}(s) = C_v(s).G_{pv}(s) \rightarrow G_{MAv}(s) = \frac{0,189.s + 1}{s} \cdot \frac{180}{2 * 2,115 \times 10^{-6} . 250.s} \quad (8.20)$$

Na terceira etapa, a partir de  $G_{MAv}$ , obtém-se seu respectivo valor de módulo, conforme a equação (8.21). Com este valor de módulo e utilizando (8.6), determina-se o ganho  $K_c$ , conforme mostra a equação (8.22).

O ganho  $K_c$  é inserido em série com o sistema  $G_{MAv}$ , obtendo a expressão completa do controlador PI dada por (8.23). O sistema controlado em malha aberta  $G_{MAPIv}$  é dado por (8.23).

$$|G_{MAv}| = \sqrt{\left(\frac{-v_p}{2C_{dc} \cdot V_{dc} \cdot \omega_c^2}\right)^2 + \left(\frac{-v_p \cdot T \cdot \omega_c}{2C_{dc} \cdot V_{dc} \cdot \omega_c^2}\right)^2} \quad (8.21)$$

$$K_c = \frac{1}{0,2135} \rightarrow K_c = 4,6838 \quad (8.22)$$

$$G_{MAPIv}(s) = K_c \cdot G_{MAv} = 4,4838 \left( \frac{0,189s + 1}{s} \right) \left( \frac{180}{2 * 2,115 \times 10^{-3} \cdot 250 \cdot s} \right) \quad (8.23)$$

Na Tabela 8.4, são apresentados os valores encontrados para os ganhos  $KPv$  e  $KIv$  referentes ao controlador PI da malha de controle da tensão  $V_{dc}$ , encontrados através de (8.15)

Tabela 8.4 – Ganhos do controlador PI da Malha de Tensão.

$KPv = 0,885 \Omega$
$KIv = 4,684 \Omega/s$

A Figura 8.5 apresenta o diagrama de Bode para a resposta em frequência da planta  $G_{pv}$ , do sistema compensado em malha aberta  $G_{MAv}$  e do sistema controlado  $G_{MAPIv}$  em malha aberta.

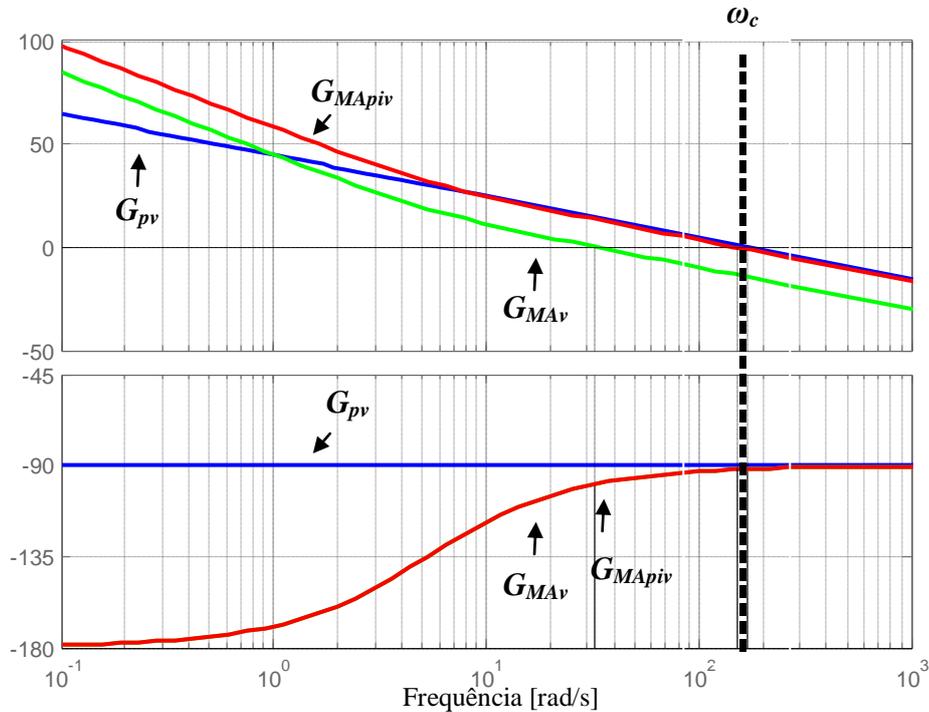


Figura 8.5 – Resposta em frequência das funções  $G_{pv}$ ,  $G_{MAv}$  e  $G_{MApiv}$ .

## 8.4 RESULTADOS DE SIMULAÇÃO

As simulações foram implementadas por meio de um ambiente computacional usando o MatLab/Simulink®. Na Tabela 8.5, estão apresentados os principais parâmetros utilizados nas simulações.

Nas simulações foram utilizados oito módulos policristalinos composto por dois arranjos PV onde cada um deles possui quatro painéis ligados em série.

Neste trabalho optou-se por um método *on-line*, o método da Perturbação e Observação (P&O), que consiste na busca do ponto de máxima de potência através das derivadas da potência e da tensão, operando periodicamente incrementando ou decrementando o sinal de saída do algoritmo (razão cíclica D do conversor CC-CC Boost).

O método ativo de anti-ilhamento Deslocamento de Frequência (SMS - *Slip-Mode Frequency Shift*) foi escolhido para ser implementado e foi projetado para  $\theta_{\max} = 10^\circ = \pi/18$  radianos e  $f_s = 60$  Hz e  $f_m$  com uma variação de 1 Hz.

Tabela 8.5 - Parâmetros adotados na simulação.

Tensão nominal da rede (eficaz)	$v_s = 127 \text{ V}$
Frequência nominal da rede	$f_s = 60 \text{ Hz}$
Potência máxima do arranjo PV	$P_{max} = 1960 \text{ W}$
Tensão de saída do arranjo PV	$v_{pv} = 123,2 \text{ V}$
Corrente de saída do arranjo PV	$i_{pv} = 15,92 \text{ A}$
Capacitor de saída do PV	$C_{pv} = 100 \text{ } \mu\text{F}$
Indutor - Boost	$L_b = 2,4 \text{ mH}$
Frequência de chaveamento – Boost	$f_b = 30 \text{ kHz}$
Capacitor – Barramento CC	$C_{dc} = 2,115 \text{ } \mu\text{F}$
Frequência de chaveamento – <i>full-bridge</i>	$f_{ch} = 20 \text{ kHz}$
Indutância de filtro - <i>full-bridge</i>	$L_f = 1,629 \text{ mH}$
Resistência do filtro de indutância	$R_{L_f} = 0,485 \text{ } \Omega$
Indutância de comutação	$L_L = 1,2 \text{ mH}$
Frequência de amostragem do conversor A/D	$f_a = 60 \text{ kHz}$
Ganho PWM	$K_{PWM} = 5,33 \times 10^{-4}$
Ganho do controlador PI de corrente	$KP_i = 93,96 \text{ } \Omega$
	$KI_i = 3,48 \times 10^{-5} \text{ } \Omega/\text{s}$
Ganho do controlador PI do barramento CC	$KP_v = 0,885 \text{ } \Omega$
	$KI_v = 4,684 \text{ } \Omega/\text{s}$
Ganho do controlador PI do MPPT	$KP_{MPPT} = 0,02 \text{ } \Omega$
	$KI_{MPPT} = 0,2 \text{ } \Omega/\text{s}$
	$R = 8,23 \text{ } \Omega$
Carga RLC	$L = 8,7 \text{ mH}$
	$C = 805,85 \text{ } \mu\text{F}$

A Figura 8.6 mostra a tensão da rede  $v_s$  e a corrente na rede  $i_s$ , a corrente de saída do inversor  $i_c$  e a corrente da carga RLC  $i_L$ . A tensão da rede esta sendo apresentada junto com a corrente na rede. Na Figura 8.6 a), o sistema PV está desligado, então a carga está sendo alimentada totalmente pela rede. Na Figura 8.6 b), toda energia consumida pela carga RLC é fornecida pelo sistema fotovoltaico, e o excedente de energia ativa não consumida pela carga é injetada na rede. Na mesma Figura 8.6 c), a carga é desconectada e toda a potência ativa gerada pelo sistema PV agora é injetada na rede elétrica. Pode-se notar que a corrente na rede é senoidal e está em oposição de fase em relação à tensão da rede como na Figura 8.6 b), porém com amplitude maior, validando assim a eficiência do sistema fotovoltaico em fornecer energia para carga e para rede elétrica.

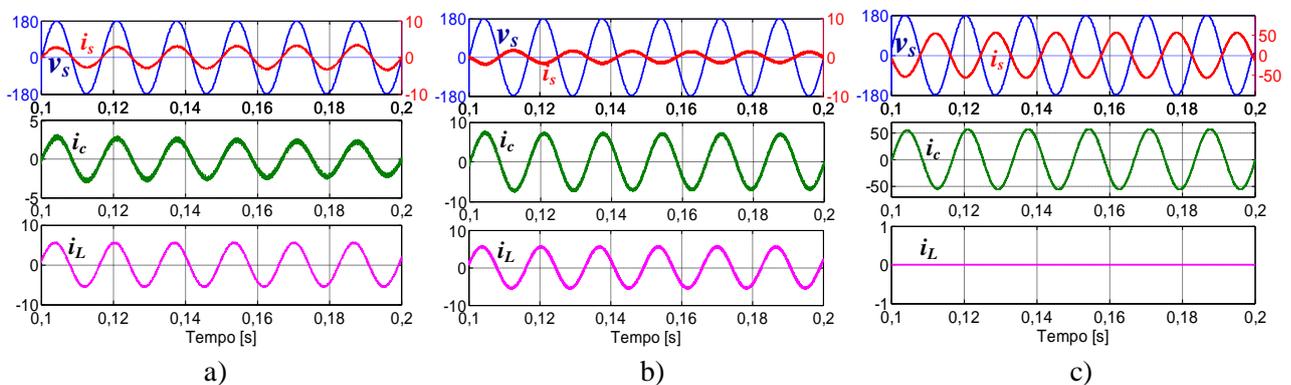


Figura 8.6 - Resultado de simulação de três casos diferentes para a corrente injetada.

Na Figura 8.7, foram aplicados degraus de radiação solar e temperatura, variando assim a potência de saída do arranjo fotovoltaico de modo a analisar a eficiência do algoritmo de MPPT em rastrear a máxima potência disponível. O fator de rastreamento obtido com a utilização do método P&O modificado foi de 98,7%. A linha tracejada (azul) é a máxima potência disponível do arranjo FV e a máxima potência extraída (vermelho) com a utilização da técnica P&O de MPPT.

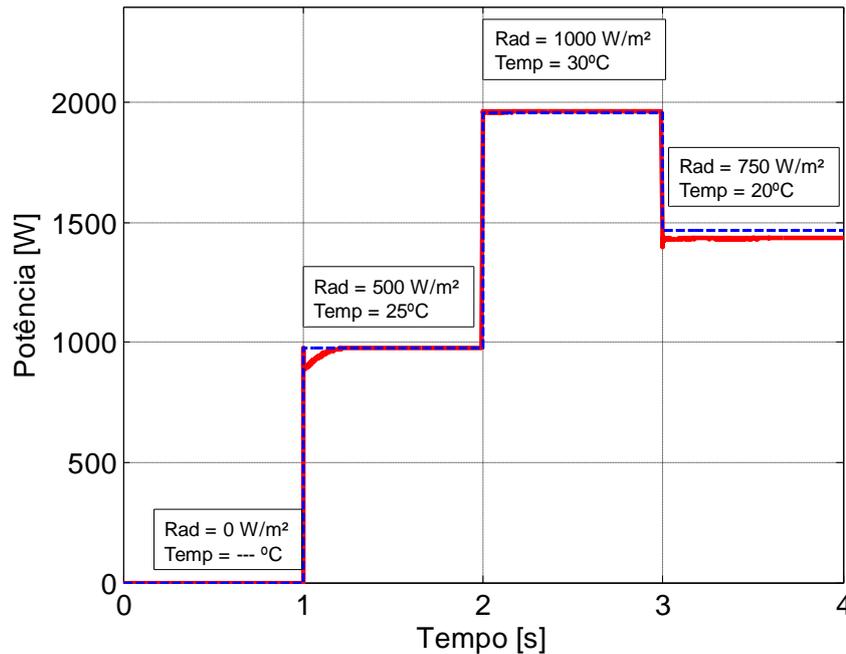


Figura 8.7 – Potência extraída com o método P&O de MPPT.

Na Figura 8.8, para a validação do sistema de proteção de AI, foi simulado uma falha na rede elétrica e o algoritmo de AI, o método SMS, atuando nesta falha, interrompendo assim a transferência de energia entre o inversor, a rede e carga, conectado ao PAC. A Figura 8.8 apresenta quatro gráficos, o primeiro em azul é a tensão  $v_s$  da rede junto com a corrente  $i_s$  da rede em vermelho, em verde a corrente  $i_c$  do inversor, em rosa a corrente da carga  $i_L$ , e abaixo dela a frequência monitorada da rede (verde).

Nesta mesma figura pode-se observar que na ocorrência da falta na rede, no tempo 0,2 s, a sua frequência monitorada tende a se deslocar e o algoritmo de AI aplicará uma realimentação positiva, incrementando esse deslocamento até que as proteções de sub/sobre frequência atuem, aproximadamente no tempo 0,29 s, como apresentado.

Após as proteções atuarem o sistema é desconectado da rede e algoritmo permanece monitorando sua frequência até que a rede volte, em 0,5 s. Após retornar e permanecer em sua frequência nominal o sistema volta a sua operação normal, no tempo 0,75 s.

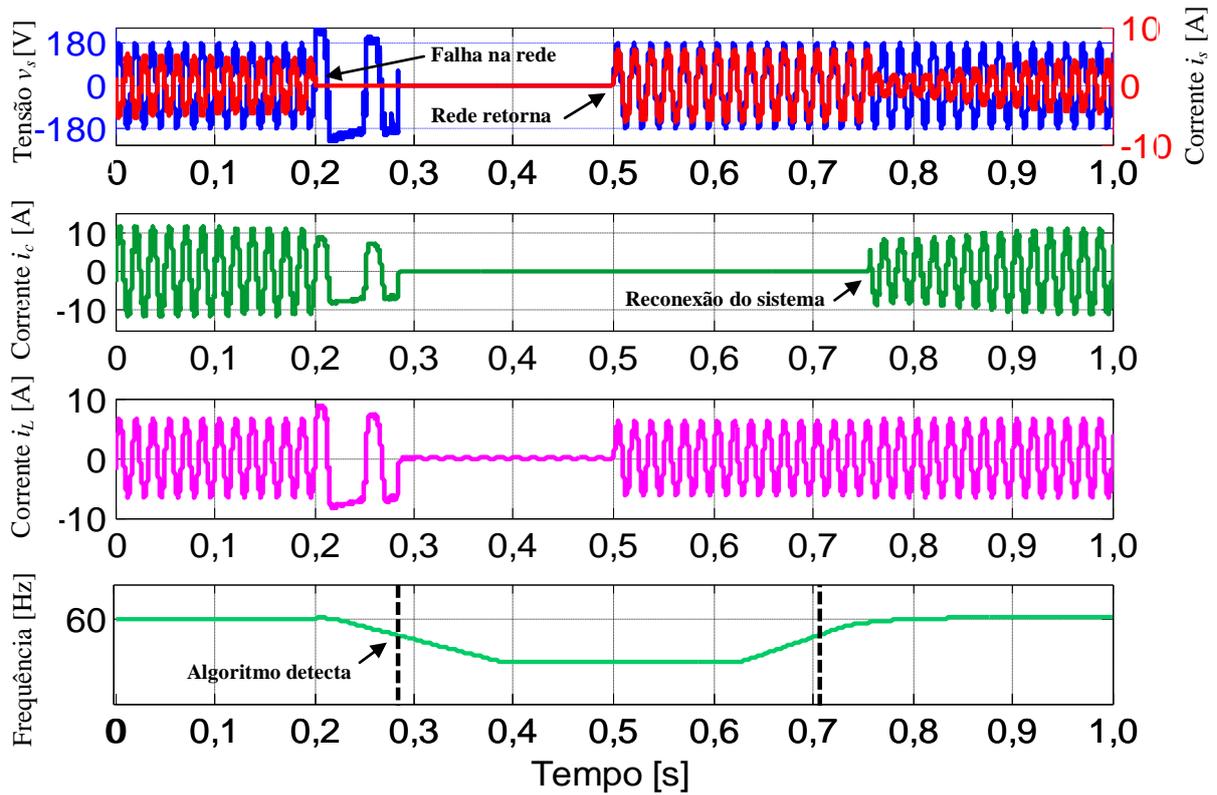


Figura 8.8 – Resultado da simulação para validação do método SMS de AI.

A Figura 8.9 apresenta a tensão no barramento CC no momento das transições nas variações dos fatores climáticos. Pode-se observar que no momento da variação da radiação e temperatura, ocorrem grandes variações de tensão em relação à tensão de referência.

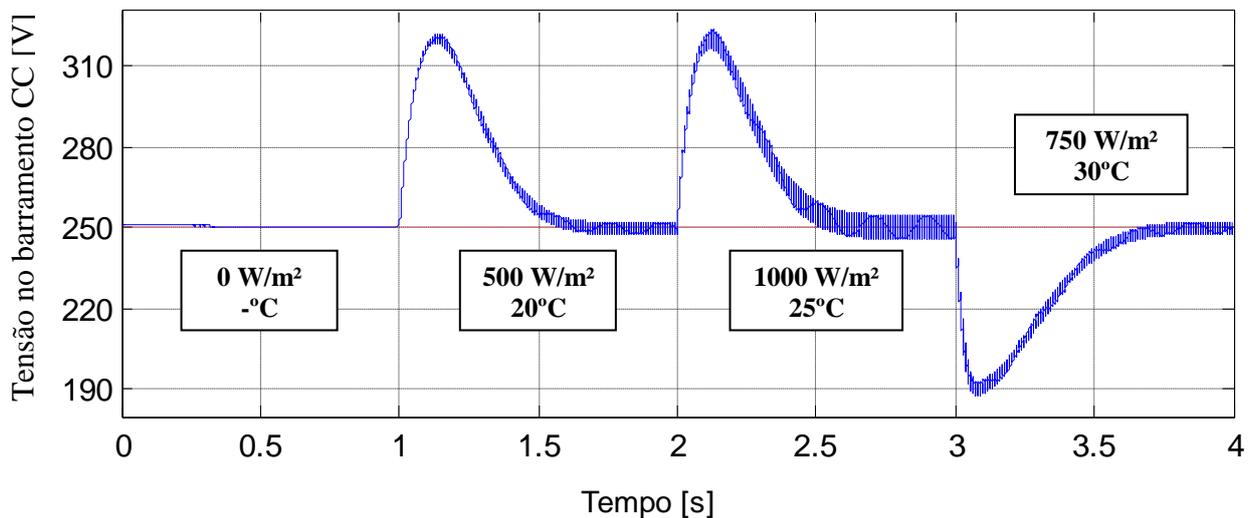


Figura 8.9 – Tensão no barramento CC para vários níveis de radiação solar e temperatura.

O resultado ilustrado na Figura 8.9 demonstra o comportamento da tensão no barramento CC quando acontece uma grande variação nos fatores climáticos que pode acontecer quando ocorre o sombreamento, onde o arranjo PV pode estar parcial/integralmente

sombreado devido à alguns fenômenos naturais, como por exemplo a passagem de uma nuvem.

A principal causa dessa variação de tensão se deve pelo fato da malha de controle de tensão no barramento CC ser lenta para não influenciar nas dinâmicas da malha de corrente. Para o funcionamento do sistema é necessário que o barramento CC tenha uma tensão de 250 V, assim, esta malha de tensão gera uma corrente de referência ( $i_{dc}$ ) para a malha de corrente do sistema conforme ilustra a Figura 8.3.

No entanto, dada a presença do arranjo PV o conversor elevador também passa a fornecer energia para o barramento CC, e com isso haverá uma variação na tensão do barramento CC, devendo o controle aumentar ou diminuir a corrente de referência ( $i_{dc}$ ). Porém, dadas as limitações da malha de tensão, a tensão do barramento CC sofre grandes variações, conforme ilustra a Figura 8.9

Uma das alternativas para minimizar a variação da tensão no barramento CC mediante as variações nos fatores climáticos é realizar uma malha de controle adicional para trabalhar em conjunto com o controle sistema. Esta malha terá a função de antecipar as variações de energia no arranjo PV e de auxiliar no controle do barramento CC. No instante em que ocorrer variação da energia disponível nos terminais de saída do arranjo PV, o controle atuará em conjunto com o controle do barramento, informando a energia disponível no arranjo PV, de forma a reduzir eventuais variações bruscas na tensão do barramento CC.

## 8.5 MALHA DE CONTROLE *PV CURRENT FEED-FORWARD*

A proposta da malha *feed-foward*, considerações e equacionamentos são ilustrados em sequência nesta seção.

O ganho de tensão do conversor Boost ideal operando em modo de condução contínua pode ser obtida em (8.20).

$$G = \frac{V_o}{V_{pv}} = \frac{1}{(1-D)} \quad (8.20)$$

Pode-se escrever também em função das correntes de entrada e saída conforme (8.21).

$$\frac{I_{pv}}{I_o} = \frac{1}{(1-D)} \quad (8.22)$$

Isolando  $I_o$  tem-se (8.23):

$$I_o = I_{pv} \cdot (1 - D) \quad (8.23)$$

Para facilitar o cálculo considera-se que a potência de entrada ( $P_{in}$ ) é igual à potência de saída ( $P_o$ ) no conversor elevador, portanto:

$$P_{in} = P_o \quad (8.24)$$

A potência ativa injetada na rede elétrica pode ser calculada por (8.25).

$$P_o = \frac{V_p \cdot I_p}{2} \quad (8.25)$$

A corrente de pico  $I_p$  da rede pode ser considerada à própria corrente  $I_{ff}$ , como apresentado em (8.26), e a tensão de saída  $V_o$  pode ser considerada a tensão  $V_{dc}$  que é a tensão do barramento CC (8.27).

$$I_p = I_{ff} \quad (8.26)$$

$$V_o = V_{dc} \quad (8.27)$$

Re-arranjando a equação (8.25) em termos de  $I_p$  e substituindo (8.26) em (8.25), tem-se:

$$I_{ff} = 2 \cdot \frac{P_o}{V_p} \quad (8.28)$$

A potência de saída do conversor pode ser calculada por (8.29):

$$P_o = V_o \cdot I_o \quad (8.29)$$

Substituindo agora (8.27) em (8.29):

$$P_o = V_{dc} \cdot I_o \quad (8.30)$$

Agora, pode-se substituir a corrente  $I_o$  da equação (8.23) em (8.30):

$$P_o = V_{dc} \cdot I_{pv} \cdot (1 - D) \quad (8.31)$$

Portanto para se obter a corrente  $I_{ff}$  pode-se substituir (8.31) em (8.28):

$$I_{ff} = 2 \cdot \frac{V_{dc} \cdot I_{pv} \cdot (1 - D)}{V_p} \quad (8.32)$$

Substituindo os valores do projeto com  $V_{dc} = 250$  V, e  $V_p = 180$  V tem-se que:

$$I_{ff} = 2,77 \cdot I_{pv} \cdot (1 - D) \quad (8.33)$$

Através desse equacionamento encontrou-se (8.33) onde  $I_{ff}$  será a corrente utilizada para compensar essa variação do barramento CC, onde basta monitorar a corrente de entrada do conversor Boost ( $I_{pv}$ ) que já está sendo monitorada para ser utilizada do algoritmo de MPPT e monitorar também da razão cíclica (D) que é utilizada no PWM do chaveamento do conversor Boost. Portanto não será necessária a utilização de nenhum sensor adicional, podendo ser utilizado os mesmos sensores, consegue-se implementar esse algoritmo intitulado de *PV current Feed-forward*.

## 8.6 RESULTADO DE SIMULAÇÃO

Essa nova corrente ( $I_{ff}$ ) pode ser observada em amarelo na Figura 8.10, onde ela é subtraída da parcela ( $I_{dc}$ ) que é a corrente da malha do barramento CC.

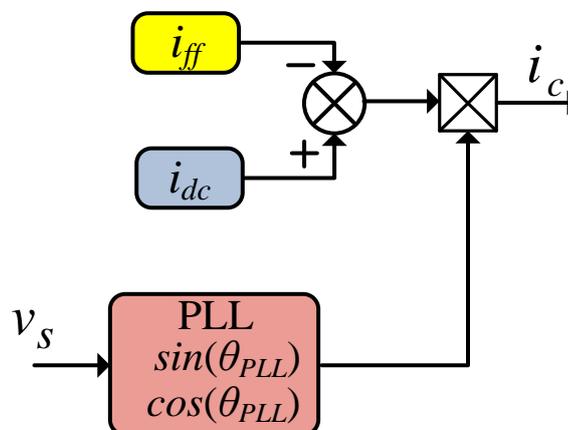


Figura 8.10 - Diagrama em blocos do controle modificado para o *feed-forward*.

A Figura 8.11 ilustra a tensão no barramento CC com o algoritmo *feed-forward* implementado. Verifica-se que o algoritmo proposto consegue atenuar de forma significativa as variações de tensão no barramento CC quando ocorrem variações dos fatores climáticos, podendo assim validar o algoritmo proposto.

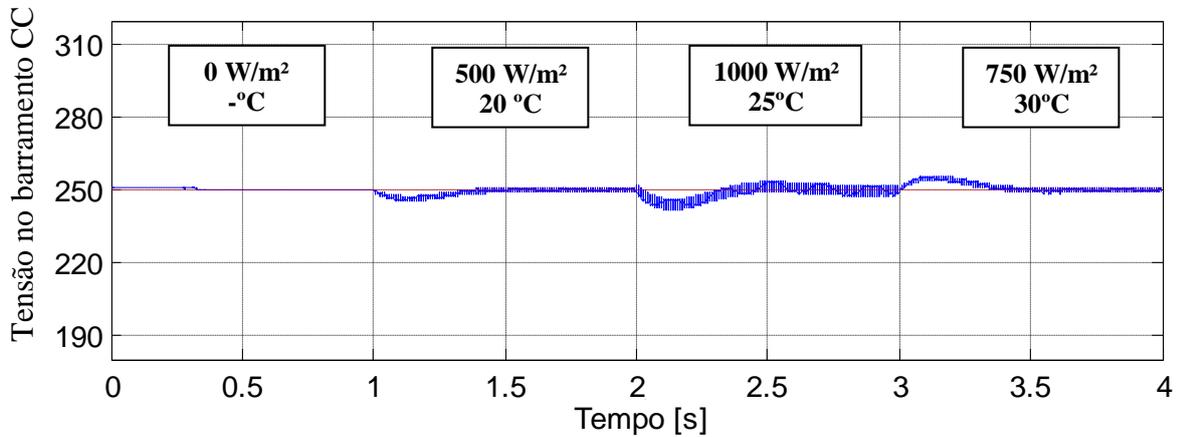


Figura 8.11 – Tensão no barramento CC com a malha *feed-forward*.

Na Figura 8.12 são mostrados os dois casos na mesma figura para se ter uma melhor visualização deste efeito sendo atenuado com o algoritmo.

A tabela 8.6 apresenta a DHT da corrente da rede ( $i_s$ ) e a corrente de saída do inversor ( $i_c$ ).

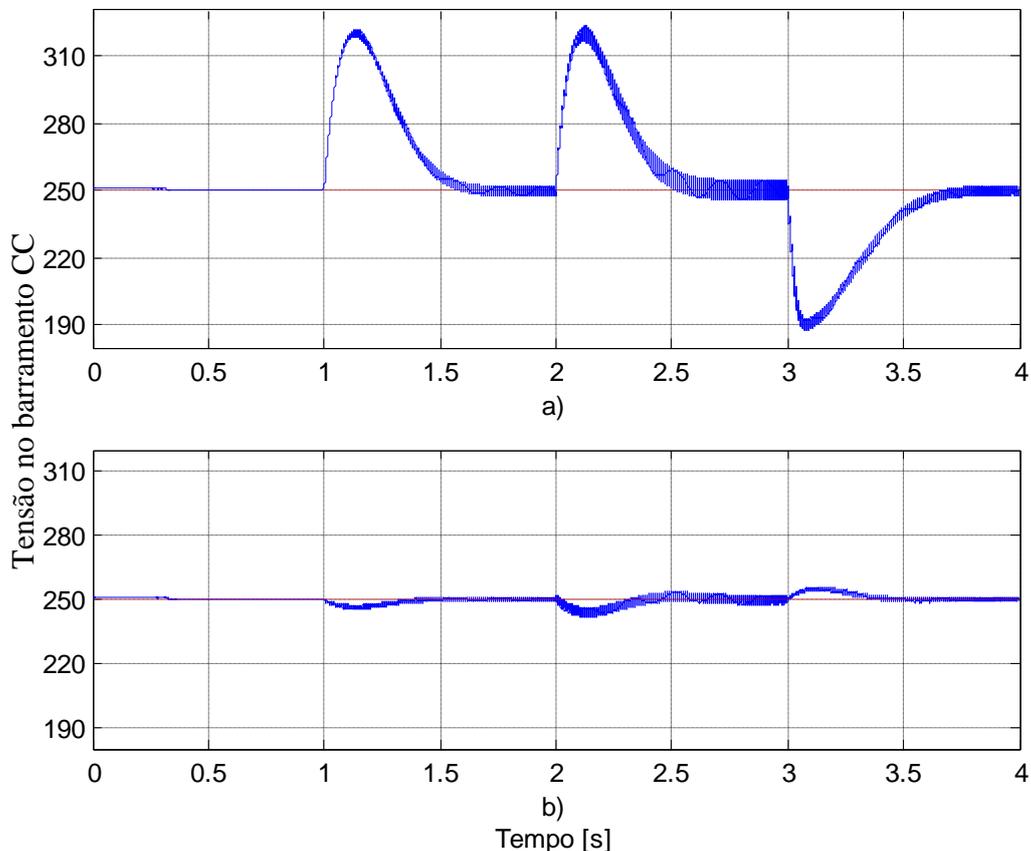


Figura 8.12 - Tensão no barramento CC - a) Sem *feed-forward*; b) Com *feed-forward*.

Tabela 8.6 - Tabela da taxa de distorção harmônica da corrente da rede e da corrente injetada pelo inversor.

DHT		
Sem <i>feed-forward</i>	$i_s = 2,19 \%$	$i_c = 2,19 \%$
Com <i>feed-forward</i>	$i_s = 1,74 \%$	$i_c = 1,74 \%$

## 8.7 CONCLUSÃO DO CAPÍTULO

Por meio dos resultados obtidos pode-se concluir a eficiência do sistema em injetar corrente na rede por meio da energia proveniente do arranjo fotovoltaico e alimentando cargas conectadas ao PAC. Também foi possível avaliar o algoritmo de MPPT, o método P&O modificado, o qual foi escolhido para esta aplicação de um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica monofásica.

O algoritmo SMS de AI implementado apresentou alta eficiência para carga RLC e tempo de detecção conforme exige a norma.

A tensão no barramento CC apresentou grandes picos no momento de um degrau de radiação solar e temperatura e a inserção de uma malha *feed-forward* foi proposta.

Através dos resultados via simulação, pode-se validar a eficácia da malha *feed-forward* reduzindo os grandes picos de tensão no barramento CC no momento de uma variação da radiação solar e temperatura. Em relação à DHT, com a adição dessa nova malha, o sistema ainda respeita a norma para a corrente injetada na rede.

## 9 CONCLUSÃO

Neste trabalho foi proposto um estudo detalhado das principais técnicas para extração da máxima potência de sistemas fotovoltaicos (MPPT) e métodos para detecção de ilhamento nos sistemas elétricos de potência (AI).

Foi realizado simulações em ambiente computacional com análises comparativas, a fim de propor o melhor algoritmo de MPPT e AI para uma aplicação de um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica monofásica.

Um estudo das normas técnicas que versam a interconexão de sistemas de geração distribuída à rede elétrica também foi realizado, assim como estudo de sistemas PLL, modulação PWM, conversores CC-CC e CC-CA, modelagem de conversores, modelagem de planta, projeto dos controladores PI das malhas de corrente e tensão no barramento CC.

Os resultados obtidos da aplicação do sistema fotovoltaico conectado à rede foi satisfatório, validando assim a proposta, apresentando os resultados de injeção de corrente ativa na rede elétrica por meio da energia proveniente do arranjo fotovoltaico, eficiência do algoritmo P&O na extração da máxima potência do PV e validação do algoritmo SMS de anti-ilhamento na detecção de uma falta na rede elétrica, atendendo assim à normas técnicas em relação ao tempo de detecção, DHT de corrente injetada.

Adicionalmente, este trabalho apresentou uma proposta para minimizar as variações de tensão no barramento CC quando ocorrem variações nos fatores climáticos, através da adição de uma malha de controle intitulada *PV Current Feed-Foward*. Esta malha opera em conjunto com a malha de tensão do barramento CC e tem o objetivo de melhorar as dinâmicas da malha de tensão, realizando uma antecipação da energia disponível nos terminais de saída do arranjo PV, evitando variações bruscas na tensão do barramento CC, que poderia prejudicar o funcionamento do sistema PV.

Através dos resultados obtidos, pode-se validar a eficácia da malha *feed-forward* reduzindo os grandes picos de tensão no barramento CC no momento de uma variação da radiação solar e temperatura. Além disso, com a inclusão desta nova malha obteve-se melhores valores de DHT para a corrente injetada na rede na rede elétrica.

## 9.1 PUBLICAÇÕES ASSOCIADAS AO TRABALHO

As seguintes publicações estão associadas a este trabalho:

- XVIII Seminário de Iniciação Científica e Tecnológica da UTFPR, SICITE 2013;  
Estudo e Implementação de Técnicas para o Rastreamento do Ponto de Máxima Potência de Arranjos Fotovoltaicos.  
(TAKAMI, M. H. F., SILVA, S. A. O. and SAMPAIO, L. P.)  
Novembro, 2013.
- V Congresso Brasileiro de Energia Solar, V CBENS 2014;  
Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede Elétrica com Supressão de Harmônicos e Compensação de Reativos da Carga.  
(TAKAMI, M. H. F., SILVA, S. A. O. and SAMPAIO, L. P.)  
Março, 2014.
- XX Congresso Brasileiro de Automática, CBA 2014;  
Estudo de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica com Compensação de Harmônicos e Reativos.  
(TAKAMI, M. H. F., SILVA, S. A. O. and SAMPAIO, L. P.)  
Setembro, 2014.

## REFERÊNCIAS

ABDELSALAM, A. K.; MASSOUD, AHMED, A. M.; S. and ENJETI, P. N.. **High-Performance Adaptive Perturb and Observe MPPT Technique for Photovoltaic-Based Microgrids**, IEEE Transactions on Power Electronics, vol. 26, no. 04, pp. 1010-1021, 2011.

ALMEIDA, P. M.; MATTOS, F. C.; BARBOSA, P. G., **Desempenho de métodos ativos de detecção de ilhamento para sistemas de geração fotovoltaicos baseados em realimentação positiva da tensão e da frequência**, in CBA, 2010.

BALAGUER, I. J.; KIM, H.; PENG, F. Z.; ORTIZ, E. I. Survey of photovoltaic power island detection methods. In: INDUSTRIAL ELECTRONICS CONFERENCE - IECON, 34., 2008, Orlando. **Proceedings...** Orlando: IEEE, 2008. p. 2247-2252.

BELTRAN, H.; GIMENO, F.; SEGUÍ-CHILET, S; TORRELO, J. M. **Review of the islanding phenomenon problem for connection of renewable energy systems**. Renewable Energy and Power Quality Journal, Valencia, v. 4, n. 1, p. 201-205, April 2006. ISSN 2172-038X.

BOWER, W.; ROPP, M., **Evaluation of Islanding Detection Methods for Utility-Interactive Inverters in Photovoltaic Systems**, Relatório da Sandia National Laboratory, United States Department of Energy, EUA, 2002.

BRITO, M. A. G. **Inversores Integrados Monofásicos e Trifásicos para Aplicações Fotovoltaicas: Técnicas para obtenção de MPPT, detecção e proteção de ilhamento, sincronização e paralelismo com a rede de distribuição de energia elétrica**. 2013. 221 f. Tese (Doutorado em engenharia elétrica. Júlio de Mesquita Filho). Universidade Estadual Paulista, Ilha Solteira, 2013.

BRITO, M. A. G.; JUNIOR, L. G.; SAMPAIO, L. P.; e MELO, G.A. and CANESIN, C.A.; **Main maximum power point tracking strategies intended for photovoltaics**, Power Electronics Conference (COBEP), 2011 Brazilian , vol., no., pp.524-530, 11-15 Sept. 2011.

BRITO, M. A. G., SAMPAIO, L. P., MELO, G. de A., CANESIN, C.A. Contribuição ao Estudo dos Principais Algoritmos de Extração da Máxima Potência dos Painéis Fotovoltaicos. *Eletrônica de Potência*, vol. 17, pp. 592-600, 2012.

BRITO, M. A. G., SAMPAIO, L. P., GALOTO JR., L. and CANESIN, C. A. Evaluation of the Main MPPT Techniques for Photovoltaic Applications. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, Vol. 60. No. 3, pp. 1156-1167, 2013.

BRITO, M. A. G.; SAMPAIO, L. P. ; GALOTO JR, L. G.; MELO, G. A. and CANESIN, C. A. Comparative analysis of mppt techniques for pv applications. In: IEEE INTERNATIONAL CONFERENCE ON CLEAN ELECTRICAL POWER - ICCEP, 4., 2011, Ischia. Proceedings... Ischia: IEEE, 2011. p.1-6.

CAMPANHOL, L. B. G., SILVA, S. A. O. and GOEDEL, A. Filtro Ativo de Potência Paralelo Aplicado em Sistemas Trifásicos a Quatro-Fios. *Eletrônica de Potência - SOBRAEP*. Vol. 18, No. 1, pp. 782-792, fevereiro, 2013.

CAMPANHOL, L. B. G. **Filtro Ativo de Potência Paralelo Utilizando Inversores Monofásicos Full-Bridge Aplicado em Sistemas Trifásicos a Quatro-Fios**. 2012. 147 f. Dissertação. (Mestrado) – Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Cornélio Procópio, PR, 2012.

CASADEI, D.; GRANDI, G.; ROSSI, C. **Single-phase single-stage photovoltaic generation system based on a ripple correlation control maximum power point tracking**. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, New York, v. 21, n. 2, p. 562 - 568, june 2006. ISSN 0885-8969.

CASARO, M. M; MARTINS, D. C. **Modelo de Arranjo Fotovoltaico Destinado a Análises em Eletrônica de Potência Via Simulação**. *Eletrônica de Potência*, Ponta Grossa, vol. 13, no. 3, 2008, p. 141-156.

CENTRO DE REFERÊNCIA PARA ENERGIA SOLAR E EÓLICA SÉRGIO DE SALVO BRITO - CRESESB, CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA - CEPEL. **Energia solar – princípios e aplicações**. [S.l:s.n], 2000. Disponível em: <<http://www.crescesb.cepel.br/tutorial/>>. Acessado em: 12 janeiro 2013.

CHA, H.; LEE, S. **Design and Implementation of Photovoltaic Power Conditioning System using a Current based Maximum Power Point Tracking.** In: *IAS Annual Meeting*, 43, 2008, p. 1-5.

COELHO, R. F.; CONGER, F. M.; MARTINS, D. C.. **A MPPT Approach Based on Temperature Measurements Applied in PV Systems.** In: *IEEE ICSET*, 2010, pp. 1-6.

DESAI, H. P.; PATEL, H. K. Maximum point algorithm in PV generation: An overview. In: *INTERNATIONAL CONFERENCE ON POWER ELECTRONICS AND DRIVE SYSTEMS - PEDS*, 7., 2007, Bangkok. **Proceedings...** Bangkok: IEEE, 2007. p. 624-630.

D'SOUZA, N. S.; LOPES, L. A. C.; LIU, X. **Comparative study of variable size perturbation and observation maximum power point trackers for PV systems.** *Electrical Power System Research-Elsevier*, Amsterdã, v. 8, n. 3, p. 296–305, 2009.

ERICKSON, R. W.; MAKSIMOVIC, D. *Fundamentals of Power Electronics*. 2. ed. New York: Springer, 2001. 912p.

ESRAM, T.; CHAPMAN, P. L. Comparison of photovoltaic array maximum power point tracking techniques. **IEEE Transactions on Energy Conversion**, New York, v.24, n.2, p. 439-449, 2007.

ESRAM, T.; et al. "Dynamic Maximum Power Point Tracking of Photovoltaic Arrays Using Ripple Correlation Control", **IEEE Transactions on Power Electronics**, New York, v. 21, n. 5, p. 1282 -1291, 2006.

ETXEGARAI, A.; EGUÍA, P.; ZAMORA, I. Analysis of remote islanding detection methods for distributed resources. In: *INTERNATIONAL CONFERENCE ON RENEWABLE ENERGIES AND POWER*, 11., 2011, Las Palmas de Gran Canaria. **Conference...** Las Palmas de Gran Canaria: [s.n.], 2011. p. 13-15.

GALOTTO JUNIOR, L. **Inversores integrados monofásicos aplicados em sistemas fotovoltaicos com conexão à rede de distribuição de energia.** 2011. 153 f. Tese.

(Doutorado em engenharia elétrica. Júlio de Mesquita Filho). Universidade Estadual Paulista, Ilha Solteira, 2011.

GAMBÔA, L. C. L.. **Sistema experimental fotovoltaico de geração de energia elétrica operando em paralelo com a rede elétrica CA. 2006.** Dissertação. (Mestrado) – Universidade Federal de Juiz de Fora, Juiz de Fora, MG, 2006.

GENG, H. X., D., "Design and Comparison of Active Frequency Drifting Islanding Detection Methods for DG System with Different Interface Controls", 2nd IEEE International Symposium on Power Electronics for Distributed Generation Systems, 2010.

GONZÁLEZ, G. H. I., R., "Current Injection for Active Islanding Detection of Electronically-Interfaced Distributed Resources", IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 21, No. 3, 2006.

GOW, J. A., MANNING, C. D. **Development of a Photovoltaic Array Model for Use in Power Electronics Simulation Studies**, IEE Proc. on Electric Power Applications, vol. 146, no. 2, 1999, p. 193-200.

GUTMANN, F.; OLIVEIRA N.; "Efeito Fotoelétrico". Disponível em: <<http://www.fis.ufba.br/~edmar/fis101/roteiros/Fotoeletrico.pdf>>. Acesso em 10 janeiro 2013.

HAMZEH, M. M., H., "Power Quality Comparison of Active Islanding Detection Methods in a Single Phase PV Grid Connected Inverter", IEEE International Symposium on Industrial Electronics (ISIE 2009), 2009.

HO, B. M.; CHUNG, H. S.; LO, W. L.. "Use of System Oscillation to Locate the MPP of PV Panels", **IEEE Power Electronics Letters**, vol. 2, no. 1, pp.1-5, 2004.

HO, B. M.; CHUNG, H. S.. "An integrated inverter with maximum power tracking for grid-connected PV systems", **IEEE Transactions on Power Electronics**, vol. 20, pp. 953-962, 2005.

IEEE Standard 929-2000, IEEE Recommended Practice for Utility Interface of Photovoltaic (PV) Systems, IEEE Standards Coordinating Committee 21 on Fuel Cells, Photovoltaics, Dispersed Generation, and Energy Storage, EUA, 2000.

IEEE Standard 519-1992, "IEEE Recommended Practice and Requirements for harmonic Control in Electrical Power Systems", IEEE Standard, EUA, 1992.

IEEE Standard 1547.2-2008, "IEEE Standard for Interconnecting with Electric Power Systems", IEEE Standard, 2008.

JAIN, S.; AGARWAL, V. **A new algorithm for rapid tracking of approximate maximum power point in photovoltaic systems.** IEEE Power Electronics Letters, New York, v. 2, p. 16 - 19, march 2004. ISSN 1540-7985.

JAIN, S.; AGARWAL, V. **Comparison of the performance of maximum power point tracking schemes applied to single-stage grid-connected photovoltaic systems.** IET Electric Power Applications, Stevenage, v. 1, n. 5, p. 753-762, 2007.

LAIRD, I.; LOVATT, H.; SAVVIDES, N.; LU, D.; AGELIDIS, V. G. Comparative study of maximum power point tracking algorithms for thermoelectric generators. In: AUSTRALASIAN UNIVERSITIES POWER ENGINEERING CONFERENCE - AUPEC, 20., 2008, Sydney. **Proceedings...** Sydney: IEEE, 2008. p. 1-6.

LI, W.; ZHENG, Y.; LI, W.; ZHAO, Y.; XIANGNING, H. **A Smart and Simple PV Charger for Portable applications.** In: APEC, 25, 2010, p. 2080-2084.

LINDEKE, D. **Projeto de um filtro ativo paralelo de 1kVA usando técnicas de controle analógico e digital.** 2003. Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, SC, 2003.

LISERRE, M.; SAUTER, T.; HUNG, Y. J. Future Energy Systems - Integrating renewable energy sources into the smart power grid through industrial electronics. IEEE Industrial Electronics, New York, v.4, n.1, p.18-37, 2010.

LIU, F.; DUAN, S.; LIU, B. and KANG, Y.. "A variable step size INC MPPT method for PV systems", *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 55, no. 07, pp. 2622-2628, 2008.

LIU, F. K., Y., "Analysis and optimization of active frequency drift islanding detection method", *Twenty Second Annual IEEE Applied Power Electronics Conference, APEC.* , 2007.

LOPES, L. A. C.; HUILI, S. Performance assessment of active frequency drifting islanding detection methods. **IEEE Transactions on Energy Conversion**, New York, v. 21, n. 1, p. 171-180, 2006.

MAHAT, P.; CHEN, Z.; BAK-JENSEN, B. Review of islanding detection methods for Distributed generation. In: *ELECTRIC UTILITY DEREGULATION AND ESTRUCTURING AND POWER TECHNOLOGIES - DRPT*, 3., 2008, Nanjuing. **Conference...** Nanjuing: IEEE, 2008. p. 2743 -2748.

MARTINS, F. R.; RÜTHER, E. B.; ABREU, S. L. Solar Energy Scenarios in Brazil. **Energy Policy**, Holland, v. 36, n. 8, p. 2855-2867, 2009.

MASTROMAURO, R. A.; LISERRE, M.; KEREKES, T. and DELL'AQUILA, A.. "A Single-Phase Voltage-Controlled Grid-Connected Photovoltaic System with Power Quality Conditioner Functionality", *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 56, no. 11, pp. 4436-4444, 2009.

MODESTO, R. A.. **Método de compensação ativa de potência aplicado a um filtro ativo paralelo monofásico**. 2007. Dissertação (Mestrado) – Universidade Estadual de Londrina, Londrina, PR, 2007.

MOHAN, N.; UNDELAND, T. M.; ROBBINS, W. P. **Power electronics: converters, applications and design**. 2. ed. New York: John Wiley & Sons, 1995.

MUTOH, N.; MATUO, T.; OKATA, K. and SAKAI, M.. "Prediction-Data-Based Maximum-Power-Point-Tracking Method for Photovoltaic Power Generation Systems". In: *IEEE PESC*, 33, 2002, pp. 1489-1894.

OGATA, K. **Engenharia de Controle Moderno**. 5. ed. São Paulo: Pearson, 2011.

O'KANE, P.; FOX, B. Loss of mains detection for embedded generation by system impedance monitoring. In: International Conference on Developments in Power System Protection, 6, 1997, Nottingham. **Proceedings...** Nottingham. p. 95-98.

PANDEY, A; DASGUPTA, N.; MUKERJEE, A. K. A simple single-sensor MPPT solution. IEEE Transactions on Power Electronics, New York, v. 22, n. 6, p. 698–700, 2007.

PARK, M.; YU, I. A. **Study on the Optimal Voltage for MPPT obtained by Surface Temperature of Solar Cell**. In: *IECON*, 30, 2004.

PINHEIRO, A. P. B. **Energias renováveis: tipos e aplicações**. [S.l:s.n], 2007. Disponível em: <<http://www.nteditorial.com.br/revista/Materias/index.asp?RevistaID1>>. Acessado em: 12 janeiro 2013.

RODRIGUEZ, C.; AMARATUNGA, G. A. **Analytic solution to the photovoltaic maximum power point problem**. IEEE Transactions on Circuits and Systems I: Regular Papers, New York, v. 54, n. 9, p. 2054 -2060, sept. 2007. ISSN 1549-8328.

SALAMON, I. T.; RÜTHER, R. **Potencial Brasileiro da Geração Solar Fotovoltaica Conectada à Rede Elétrica: Análise de Paridade de Rede**. In: *IX Encontro nacional e V latino Americano de conforto no ambiente construído*, 9, 2007, Ouro Preto.

SALAS, V.; OLÍAS, E.; BARRADO, A.; LÁZARO, A. **Review of the maximum power point tracking algorithms for standalone photovoltaic systems**. Solar Energy Materials and Solar Cells, Amsterdã, v. 90, n. 11, p. 1555 - 1578, 2006. ISSN 0927-0248.

SANTAMARIA, G. A., R., **Comparison between different methods of islanding detection for photovoltaic symmetric systems**, IEEE International Symposium on Industrial Electronics (ISIE), 2010.

SERA, D.; TEODORESCU, R.; HANTSCHHEL, J; KNOLL, M. **Optimized maximum power point tracker for fast-changing environmental conditions**. IEEE

Transactions on Industrial Electronics, New York, v. 55, n. 7, p. 2629 -2637, July 2008. ISSN 0278-0046.

SEVERO, L. **Estudo e implementação de métodos de proteção de anti-ilhamento aplicados a sistemas fotovoltaicos**. 2011. 291 f. Dissertação. (Mestrado em engenharia elétrica). Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2011.

SMITH, G. A.; ONIONS, P. A.; INFIELD, D. G. **Predicting islanding operation of grid connected PV inverters**. IEE Proceedings on Electric Power Applications, Stevenage, v. 147, n. 1, p. 1 -6, 2000. ISSN 1350-2352.

TIMBUS, A. V.; TEODORESCU, R.; BLAABJERG, F.; BORUP, U. Online grid measurement and ENS detection for PV Inverter running on highly inductive grid. **IEEE Power Electronics Letters**, New York, v. 2, n.3, p. 77-82, 2004.

VEERACHARY, M. **PSim Circuit-Oriented Simulator Model for the Nonlinear Photovoltaic Sources**, IEEE Transactions on Aerospace and Electronic Systems, vol. 42, no. 2, 2006, p. 735-740.

WOLFSEGGGER, C.; STIERSTORFER, J. **Solar generation IV: solar electricity for over one billion people and two million jobs by 2020**. [S.l:s.n], 2007. Disponível em: <<http://www.photovoltaique.info>>. Acessado em: 19 janeiro 2013.

XIAO, W.; DUNFORD, W. G. A modified adaptive hill climbing MPPT method for photovoltaic power systems. In: POWER ELECTRONICS SPECIALISTS CONFERENCE - PESC, 35., 2004, Aachen. **Conference...** Aachen: IEEE, 2004. v. 3, p. 1957-1963. ISSN 0275-9306.

YE, Z.; WALLING, R.; GARCES, L. et al., "Study and Development of Anti-Islanding Control for Grid-Connected Inverters", Relatório da National Renewable Energy Laboratory (NREL), EUA, 2004.

YU, G. J.; JUNG, Y. S.; CHOI, I.; SONG, J. H. **A Novel Two-Mode MPPT Control Algorithm based on Comparative Study of Existing Algorithms**. In: PVSC 2002, 29, 2002, p. 1531-1534.