

Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto



**Análise e Caracterização Energética de Sistemas
Fotovoltaicos de Baixa Potência com Ligação à
Rede Eléctrica**

Domingos Miguel Sequeira Carvalho

Dissertação realizada no âmbito do
Mestrado Integrado em Engenharia Electrotécnica e de Computadores

Major Energia

Orientador: Prof. Dr. António Pina Martins

Julho de 2011

Domingos Carvalho, 2011

A Dissertação intitulada

“Análise e Caracterização Energética de Sistemas Fotovoltaicos de Baixa
Potência com Ligação à Rede Eléctrica”

foi aprovada em provas realizadas em 15-07-2011

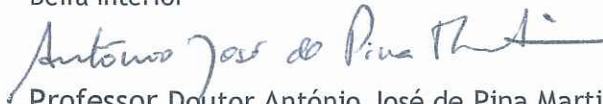
o júri



Presidente Professor Doutor Cláudio Domingos Martins Monteiro
Professor Auxiliar do Departamento de Engenharia Electrotécnica e de
Computadores da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto



Professor Doutor Davide Baptista da Fonseca
Professor Auxiliar Departamento de Engenharia Electromecânica da Universidade da
Beira Interior



Professor Doutor António José de Pina Martins
Professor Auxiliar do Departamento de Engenharia Electrotécnica e de
Computadores da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto

O autor declara que a presente dissertação (ou relatório de projeto) é da sua
exclusiva autoria e foi escrita sem qualquer apoio externo não explicitamente
autorizado. Os resultados, ideias, parágrafos, ou outros extractos tomados de ou
inspirados em trabalhos de outros autores, e demais referências bibliográficas
usadas, são corretamente citados.



Autor - Domingos Miguel Sequeira Carvalho

Resumo

Os incentivos governamentais têm potenciado um forte aumento das aplicações fotovoltaicas de âmbito residencial. No mercado, a concorrência na oferta de soluções tem, também, aumentado devido ao desenvolvimento de sistemas mais compactos e com melhores rendimentos.

Para que a interligação do sistema fotovoltaico com a rede eléctrica seja possível é indispensável a utilização de inversores electrónicos, responsáveis por adequar as características da energia fornecida pelos painéis fotovoltaicos aos padrões da rede, bem como a monitorização da operação do sistema como um todo.

Cabe a este trabalho a caracterização energética de microgeradores fotovoltaicos de baixa potência, o estudo das perdas em todo o sistema bem como o rendimento dos inversores de ligação à rede, a apresentação de simulações e o apontar as soluções mais económicas e rentáveis.

O estudo de caso, realizado com dados de operação dos sistemas, analisa o rendimento de três sistemas fotovoltaicos dos mais utilizados em microgerações de baixa potência. Apresentam-se resultados de simulação e experimentais, que comprovam que os rendimentos dos sistemas são elevados, não causando perdas significativas na produção de energia ao longo de um ano.

Palavras-chave: sistemas fotovoltaicos, ligação à rede, conversor CC/CA, perdas nos inversores, rendimento.

Abstract

Government incentives have supported a strong increase in photovoltaic residential applications. In the market, the offered solutions have also increased due to the development of more compact and better efficient systems.

In order to connect the photovoltaic system to the electric grid it is needed the use of power electronics converters, responsible for adjusting the electrical characteristics of the generated energy to the grid electrical parameters as well as the monitoring of the system operation as a whole.

This work analyzes micro generations in low power photovoltaic systems, studies the losses in the whole system as well as the inverter efficiency, presents simulation results and also characterizes and discusses the more economical and profitable solutions.

The case study, conducted with data from the systems operation, analyzes the performance efficiency of three of the most common photovoltaic systems in low power micro generations. Simulation and experimental results are presented and they show that the under systems efficiencies are high, not causing significant losses in power generation over a year.

Keywords: photovoltaic systems, grid-connection, DC/AC inverters, losses, efficiency.

Agradecimentos

Agradeço ao meu orientador, Prof. António Pina Martins, a sua inteira disponibilidade e sentido crítico construtivo.

À empresa *Futursolution* por fornecimento das instalações e equipamentos para a realização deste trabalho.

"Na natureza, nada se cria, nada se perde,
tudo se transforma."

Lavoisier

Índice

Resumo	v
Abstract.....	vii
Índice	xiii
Lista de Figuras	xvii
Lista de Tabelas	xxi
Abreviaturas e Símbolos.....	xxiii
Capítulo 1 Introdução	1
1.1 Objectivos do trabalho.....	2
1.2 Estrutura da dissertação.....	2
1.3 Resultados obtidos.....	3
Capítulo 2 Características de painéis fotovoltaicos	5
2.1 Introdução.....	5
2.2 Célula fotovoltaica.....	5
2.2.1 Propriedades eléctricas.....	6
2.2.2 Circuito equivalente.....	7
2.2.4 O modelo efectivo da célula solar.....	9
2.2.5 Factor de forma	11
2.3 Painel solar típico	11
2.4 Funcionamento do MPPT	14
2.4.1 Algoritmos MPPT	14
2.4.2 Perturbar e observar (P&O)	17
2.4.3 Condutância incremental (CI).....	18
2.4.4 Capacidade parasita (CP).....	19
2.4.5 Método de tensão constante (VC).....	20
2.4.6 Eficiência de diversos MPPT	20

2.5 Conclusão	21
Capítulo 3 Topologias de conversão para baixa potência.....	23
3.1 Introdução.....	23
3.2 Tipos de inversores.....	23
3.2.1 Inversores comutados pela rede	24
3.2.2 Inversores auto-comutados.....	24
3.2.3 Inversores com transformador.....	25
3.2.4 Inversores com transformador de baixa frequência.....	25
3.2.5 Inversores sem transformador	26
3.3 Topologias de conversores para baixa potência.....	28
3.4 Topologias não isoladas com um único andar	29
3.5 Topologias isoladas com um único andar de conversão	31
3.6 Topologias isoladas com múltiplos andares de conversão.....	32
3.7 Topologias não isoladas com múltiplos andares de conversão	34
3.8 Topologias não isoladas específicas	36
3.8.1 Topologia HERIC	38
3.8.2 Topologia H5	38
3.8.3 Topologia Karschny.....	39
3.9 Conclusão	40
Capítulo 4 Eficiência de sistemas fotovoltaicos	41
4.1 Dimensionamento dos inversores.....	41
4.1.1 Factor de dimensionamento de inversores	42
4.2 Parâmetros de eficiência de sistemas fotovoltaicos.....	42
4.2.1 Eficiência da conversão CC/CA.....	42
4.2.2 Eficiência do seguimento	43
4.2.3 Eficiência estática	43
4.2.4 Eficiência Euro.....	44
4.3 Métodos para aumentar a eficiência dos conversores.....	44
4.4 Performance Ratio	45
4.4.1 Cálculo da Performance Ratio	46
4.4.2 Factores que influenciam a PR.....	47
4.5 Simulação	48
4.5.1 Perdas de condução.....	48
4.5.2 Perdas de comutação <i>on</i>	50
4.5.3 Perdas de comutação <i>off</i>	50
4.5.4 Perdas de recuperação	51
4.5.5 Resultados de simulação	51
4.6 Conclusão	54

Capítulo 5 Estudo de caso.....	57
5.1 Introdução.....	57
5.2 Sistemas ligados à rede.....	57
5.3 Características dos sistemas analisados	59
5.4 Microgeração do Picoto – Espinho.....	60
5.4.1 Inversor Fronius IG 40.....	61
5.4.2 Registos de medições da microgeração.....	62
5.4.3 Perdas por transporte.....	64
5.4.4 Eficiência total do sistema	65
5.5 Microgeração de Nogueira da Regedoura, Santa Maria da Feira	66
5.5.1 Inversor Sunny Boy SB 3800/V.....	67
5.5.2 Registos de medições da microgeração.....	68
5.5.3 Perdas por transporte.....	70
5.5.4 Eficiência total do sistema	71
5.6 Microgeração de Santa Marta de Penaguião - Vila Real	72
5.6.1 Inversor Kaco Powador 3600xi.....	72
5.6.2 Característica interna do inversor.....	72
5.6.3 Registos de medições da microgeração.....	74
5.6.4 Perdas nos condutores.....	76
5.6.5 Eficiência total do sistema	76
5.7 Análise comparativa.....	78
5.7.1 Taxa de distorção harmónica da corrente.....	78
5.7.2 Eficiência global	78
5.7.3 Eficiência dos sistemas de conversão.....	79
5.8 Conclusão	80
Capítulo 6 Conclusão e trabalhos futuros.....	81
6.1 Conclusão	81
6.2 Desenvolvimentos futuros	82
Anexo A Lista de inversores certificados.....	83

Lista de Figuras

Figura 2.1. Estrutura de uma célula fotovoltaica.....	6
Figura 2.2. Curva característica corrente-tensão do díodo de silício BAY45.....	7
Figura 2.3. Circuito equivalente e curva característica da célula na ausência de irradiação solar...	7
Figura 2.4. Diagrama do circuito equivalente e curva característica da célula irradiada.....	8
Figura 2.5. Diagrama completo do circuito equivalente.....	9
Figura 2.6. Circuito equivalente da célula solar.....	9
Figura 2.6. Característica corrente-tensão e cálculo de M	11
Figura 2.7. Estrutura externa de um painel fotovoltaico.....	11
Figura 2.8. Curvas características corrente-tensão e potência-tensão de um painel fotovoltaico..	14
Figura 2.9. Acoplamento directo de uma carga passiva a um painel fotovoltaico.....	15
Figura 2.10. Curvas tensão-corrente num painel fotovoltaico a 40 °C com diferentes níveis de irradiação (esq.) e curvas potência-tensão para as mesmas condições (dir.).....	16
Figura 2.11. Curvas tensão-corrente num painel fotovoltaico a diferentes temperaturas (esq.) e curvas potência-tensão para as mesmas condições (dir.), mantendo a irradiação em 1000 W/m ²	16
Figura 2.12. Algoritmo MPPT perturbar e observar.....	17
Figura 2.13. Divergência do algoritmo P&O em torno do MPP para a curva P-V.....	18
Figura 2.14. Algoritmo MPPT baseado na condutância incremental.....	19
Figura 2.15. Circuito usado para implementação do método capacidade parasita.....	20
Figura 2.16. Fluxograma do algoritmo MPPT tensão constante.....	20
Figura 3.1. Diagrama de potência de um sistema com dois andares de conversão e transformador.	26
Figura 3.2. Diagrama de potência de um sistema com dois andares de conversão sem transformador.....	26
Figura 3.3. Sistemas fotovoltaicos com um ou vários andares de conversão, isolados e não isolados.....	28
Figura 3.4. Inversor com tiristores comutado pela linha.....	29
Figura 3.5. Inversor monofásico comutado em baixa frequência de alto factor de potência.....	29
Figura 3.6. Inversor de tensão monofásico com um único andar de conversão.....	30
Figura 3.7. Inversor de corrente monofásico com comutação suave.....	30
Figura 3.8. Inversores PWM multiníveis em tensão, com uma e duas pontes completas.....	31
Figura 3.9. Inversor de tensão comutado em PWM e com isolamento.....	31

Figura 3.10. Inversor multinível em tensão, com pontes em H acopladas por transformador.....	32
Figura 3.11. Sistema PV utilizando o conversor CC-CC <i>flyback</i> em cascata com inversor VSI. .	33
Figura 3.12. Sistema fotovoltaico com conversor CC/CC em ponte, em cascata com inversor CSI.	33
Figura 3.13. Sistema com conversor CC/CC <i>push-pull</i> em cascata com inversor VSI.	34
Figura 3.14. Sistema com três andares de conversão, com entrada e saída em fonte de corrente.	34
Figura 3.15. Sistema PV utilizando o conversor <i>boost</i> em cascata com um inversor VSI.	35
Figura 3.16. Sistemas fotovoltaicos utilizando o conversor <i>buck-boost</i> em cascata com um inversor.	35
Figura 3.17. Sistema fotovoltaico utilizando o inversor <i>boost</i> MNC de cinco níveis.	36
Figura 3.18. Inversor em meia ponte monofásico.....	37
Figura 3.19. Inversor monofásico multinível NPC.....	37
Figura 3.20. Topologia HERIC.....	38
Figura 3.21. Topologia H5.....	39
Figura 3.22. Topologia Karschny.....	39
Figura 4.1. Modelo de condução de um semiconductor de potência, transístor ou diodo.....	49
Figura 4.2. Formas de onda típicas de comutação num par transístor-díodo.....	50
Figura 4.3. Rendimento do sistema Fronius IG 40, com conversor CC/CC e transformador.	53
Figura 4.4. Rendimento do sistema Sunny Boy SB 3800/V, com transformador de rede.....	53
Figura 4.5. Rendimento do sistema Kaco Powador 3600xi, de um único andar de conversão e sem transformador.....	54
Figura 4.6. Rendimento dos três sistemas: Fronius IG 40, Sunny Boy SB 3800/V e Kaco Powador 3600xi.....	54
Figura 5.1. Sistema de conversão CC/CA de energia fotovoltaica ligado à rede eléctrica.	58
Figura 5.2. Estrutura principal de um sistema fotovoltaico com ligação à rede.....	58
Figura 5.3. Sistemas analisados: Fronius IG 40, Sunny Boy 3800/V e Kaco Powador 3600xi.	59
Figura 5.4. Montagem dos painéis fotovoltaicos e instalação do sistema Fronius IG 40.....	61
Figura 5.5. Topologia interna do sistema Fronius IG 40.....	61
Figura 5.6. Topologia interna do sistema Fronius IG 40.....	61
Figura 5.7. Gráfico do rendimento/potência do conversor Fronius IG 40.....	62
Figura 5.8. Registo temporal (30 s/div) da tensão à saída do inversor; registo da potência à saída do inversor.	63
Figura 5.9. Registo temporal da potência à saída do inversor (1 min/div); registo dos transitórios à saída do inversor.	63
Figura 5.10. Harmónicos de tensão e de corrente à saída do inversor.....	64
Figura 5.11. Perfil da tensão e frequência na microgeração do Picoto – Espinho.....	64
Figura 5.12. Cálculo das perdas nos cabos CC e CA com o software Sunny Design V1.57.....	65
Figura 5.13. Montagem dos painéis fotovoltaicos e instalação do sistema Sunny Boy 3800/V....	67
Figura 5.14. Topologia com único andar inversor (isolado).....	67
Figura 5.15. Topologia interna do inversor Sunny Boy SB 3800/V com transformador.	67
Figura 5.16. Gráfico do rendimento/potência do conversor Sunny Boy 3800/V.....	68
Figura 5.17. Registo temporal (30 s/div) da tensão à saída do inversor; registo da potência à saída do inversor.	69
Figura 5.18. Registo temporal da potência à saída do inversor (5 min/div); registo dos transitórios à saída do inversor.	69
Figura 5.19. Registo dos harmónicos de tensão e de corrente à saída do inversor.	70

Figura 5.20. Perfil da tensão e da frequência na microgeração de Nogueira da Regedoura.....	70
Figura 5.21. Cálculo das perdas nos cabos com o software Sunny Design V1.57.	71
Figura 5.22. Instalação dos painéis fotovoltaicos e do inversor Kaco Powador 3600xi.....	72
Figura 5.23. Topologia do sistema baseado no inversor Kaco Powador 3600xi.....	72
Figura 5.24. Topologia do inversor Kaco Powador com único andar inversor (não isolado).	73
Figura 5.25. Gráfico do rendimento/potência do inversor.....	73
Figura 5.26. Registo temporal (30 s/div) da tensão à saída do inversor; registo da potência à saída do inversor.	74
Figura 5.27. Registo temporal da potência à saída do inversor (1 min/div); registo dos transitórios à saída do inversor.	75
Figura 5.28. Harmónicos de tensão e de corrente à saída do inversor.....	75
Figura 5.29. Perfil da tensão e frequência na microgeração de Santa Marta de Penaguião.....	76
Figura 5.30. Cálculo das perdas nos condutores CC e CA com o software KacoCalc Pro 2.9.2. .	77

Lista de Tabelas

Tabela 2.1. Parâmetros térmicos do painel solar.	12
Tabela 2.2. Parâmetros elétricos do painel solar.	13
Tabela 2.3. Outros parâmetros de painéis fotovoltaicos.	13
Tabela 2.4. Eficiências MPPT para diversos algoritmos.	21
Tabela 3.1. Comparação entre inversores com e sem transformador.	27
Tabela 4.1. Principais características dos sistemas fotovoltaicos analisados.	52
Tabela 4.2. Parâmetros utilizados nos modelos dos sistemas analisados.	52
Tabela 5.1. Características técnicas dos sistemas analisados.	60
Tabela 5.2. Análise comparativa da THD da corrente dos três sistemas.	78
Tabela 5.3. Análise comparativa das diferentes eficiências dos sistemas analisados.	79
Tabela 5.4. Análise comparativa da eficiência dos diferentes subsistemas.	79

Abreviaturas e Símbolos

Abreviaturas

AIE – Agência Internacional de Energia
CA – Corrente Alternada
CC – Corrente Contínua
CENELEC – Comité Europeu de Normalização Electrotécnica
CI – Condutância Incremental
CSI – Current-Source Inverter
CV – *Constant Voltage*
EN – European Norm
EMI – Electro-Magnetic Interference
FDI – Factor de Dimensionamento de Inversores
FER – Fontes de Energia Renováveis
FF – Factor de Forma
FV – Fotovoltaico
IEC – International Electrotechnical Commission
IEEE – Institute of Electrical and Electronics Engineers
INC – *Incremental Conductance*
LCI – Line-Commutated Inverter
LF – Low-Frequency
MNC – Multinível em Corrente
MPP – Maximum Power Point
MPPT – Maximum Power Point Tracker
NOCT – Normal Operating Conditions of Temperature
PR – Performance Ratio
PV – Photovoltaic
PVPS – *Photovoltaic Power Systems*
PWM – Pulse-Width Modulation
STC – Standard Test Conditions
THD – Total Harmonic Distortion
VSI – Voltage-Source Inverter

Símbolos

C_o – Coeficiente de fotocorrente
 CP – Capacidade parasita
 E – Irradiância
 I – Corrente
 I_{cc} – Corrente de curto-circuito
 I_d – Corrente do diodo
 I_{MPP} – Corrente no ponto MPP
 I_n – Corrente nominal
 I_o – Corrente de entrada
 I_p – Corrente através da resistência em paralelo
 I_{PH} – Fotocorrente
 I_s – Corrente de saturação do diodo inversamente polarizado.
 I_{sc} – corrente de curto-circuito
 M – Gradiente
 m – Índice de modulação
 P_{dc} – Potência de entrada efectiva
 P_{min} – Potência mínima
 P_{MPP} – Potência no ponto MPP
 P_n – Potência nominal
 P_{PV} – Potência máxima instantânea do gerador
 R_p – Resistência em paralelo
 R_{pv} – Resistência fotovoltaica
 R_s – Resistência em série
 v_{CE} – Tensão colector-emissor
 V_{dc} – Tensão contínua
 v_F – Tensão de condução de um diodo
 V_{mpp} – Tensão no ponto MPP
 V_n – Tensão nominal
 V_{oc} – Tensão de circuito aberto
 V – Tensão
 δ – duty-cycle
 ΔI – Variação de corrente
 ΔP – Variação de potência
 ΔV – Variação de tensão

Capítulo 1

Introdução

Nos últimos anos tem-se notado, em todo o Mundo, esforços na procura de alternativas energéticas para substituir a principal fonte de energia da actualidade: o petróleo. Na Europa, a preocupação e o interesse por diferentes formas de aproveitamento de energia para conversão em electricidade aumentaram após as sucessivas crises petrolíferas.

A energia solar fotovoltaica tem-se vindo a mostrar uma alternativa muito interessante para complementar a geração do sistema de energia eléctrica. Devido à contínua queda no preço dos painéis, este tipo de aproveitamento da energia solar, antes atractivo apenas em regiões remotas ou em zonas rurais, tornou-se uma solução economicamente viável para a utilização em aplicações urbanas como, por exemplo, em pequenas unidades monofásicas de produção de energia eléctrica ligadas à rede, em residências, [1].

Existem sistemas fotovoltaicos ligados à rede eléctrica com potências desde 1,45 kW a vários MW, sendo que a potência da maioria dos sistemas fotovoltaicos residenciais se encontram na faixa de 1,45 kW a 5 kW.

Nestes sistemas, toda a energia produzida é injectada no ponto de ligação comum entre a rede e as cargas, suprimindo ou reduzindo o consumo da rede no local da instalação. O excedente de produção, caso exista, é injectado no sistema interligado de energia eléctrica. Durante os períodos onde a produção é insuficiente (por exemplo, à noite ou em períodos de baixa insolação), as cargas locais são alimentadas totalmente pela rede eléctrica do fornecedor. Nestes sistemas fotovoltaicos, torna-se necessária a utilização de um medidor de energia eléctrica bidireccional, para registar o consumo e produção da residência.

Num painel fotovoltaico, a energia solar é convertida directamente em energia eléctrica, através do efeito fotovoltaico, gerando tensão e corrente contínuas nos seus terminais. Essa característica faz com que seja necessário utilizar um sistema de processamento e condicionamento da energia convertida, como interface entre o painel fotovoltaico e a rede eléctrica, a fim de adequar a frequência e os níveis de tensão, permitindo que operem em paralelo, [1].

Neste trabalho será apresentada uma revisão bibliográfica sobre as topologias utilizadas em conversores estáticos aplicados à geração de energia fotovoltaica, com ênfase em aplicações monofásicas ligadas à rede eléctrica. Esta revisão não pretende mostrar todas as possibilidades de

topologias que são aplicadas actualmente mas, sim, exibir uma amostra significativa do universo que é a conversão estática e o processamento de energia. Serão apresentadas diversas topologias mais comuns bem como outras menos conhecidas.

O mercado de aplicações de energia fotovoltaica continua a crescer e a desenvolver-se a um ritmo elevado. Entre 2004 e 2009, de acordo com a Agência Internacional de Energia (AIE), a capacidade total instalada de sistemas de potência fotovoltaicos (*Photovoltaic Power Systems - PVPS*) cresceu em média 60% ao ano, atingindo 21 GW, [2]. Além disso, o preço dos painéis FV e dos custos globais (conversores incluídos) diminuiu significativamente. A utilização de sistemas fotovoltaicos ligados em paralelo com a alimentação foi simplificada e são muitas vezes apoiados por incentivos governamentais, [1].

Antes de ligar um sistema fotovoltaico à rede eléctrica, a tensão CC dos painéis solares deve ser convertida numa tensão alternada. Alguns sistemas de protecção são necessários para evitar danos no sistema FV causados pela rede e vice-versa. Os sistemas fotovoltaicos requerem normas para o uso e desempenho de inversores, garantindo assim a segurança e a qualidade da produção, [3]-[4].

Nestes sistemas, o objectivo da electrónica de potência é converter a corrente contínua dos painéis fotovoltaicos em corrente alternada, com características adequadas à rede eléctrica, com a maior eficiência possível, ao menor custo e mantendo um desempenho global elevado.

Uma questão que tem trazido alguns problemas para os inversores aplicados a sistemas fotovoltaicos é o nível de distorção harmónica. Normas internacionais relativas ao consumo de energia eléctrica, tais como a IEEE 519, [5], a IEC 61000, [6] e a EN 50160, [7], limitam o nível de distorção harmónica nas tensões com os quais os sistemas eléctricos podem operar, e impõem que os equipamentos ligados à rede não introduzam nesta harmónicos de corrente com amplitude superior a determinados valores. É dessa forma evidenciada a importância em resolver os problemas dos harmónicos, quer para os novos equipamentos a serem produzidos, quer para os equipamentos já instalados.

1.1 Objectivos do trabalho

Pretende-se com este trabalho fazer um estudo aprofundado da eficiência energética em microgeração fotovoltaica com ligação à rede eléctrica. Em particular, os seguintes temas serão objecto de abordagem:

- Caracterização dos componentes e subsistemas que apresentam maiores perdas
- Modelação e simulação dos subsistemas principais da cadeia de conversão de energia
- Levantamento e listagem dos componentes/sistemas que existem no mercado
- Identificação e caracterização das soluções que apresentam menores perdas
- Comparação dos resultados teóricos com casos práticos.

1.2 Estrutura da dissertação

Este trabalho, que se centra na análise e caracterização de sistemas fotovoltaicos de baixa potência com ligação à rede eléctrica, é apresentado com a estrutura que se descreve a seguir.

O trabalho desenvolvido é apresentado neste documento, que está dividido em seis capítulos. Assim, para além deste capítulo introdutório, apresentação de objectivos e dos principais

resultados obtidos, o segundo capítulo faz uma abordagem geral às topologias de sistemas fotovoltaicos monofásicos ligados à rede eléctrica.

No terceiro e quarto capítulos, são focados os aspectos mais importantes dos diferentes tipos de inversores existentes no mercado, os seus modos de funcionamento, constituição interna e rendimentos típicos. São apresentadas, também, simulações de alguns sistemas estudados.

O estudo das microgerações implementadas no mercado com potências entre 1,45 kW e 5 kW, desde a saída dos painéis fotovoltaicos até à entrega à rede será feito no quinto capítulo. Abordar-se-ão as perdas por transporte, e far-se-á um estudo bastante mais aprofundado das perdas nos inversores porque é aqui que ocorrem as maiores perdas no trânsito de potência até à rede eléctrica. Apresentam-se, ainda, os modelos apropriados ao cálculo da eficiência energética dos sistemas electrónicos bem como resultados das simulações efectuadas.

Por último, faz-se uma análise de resultados e apresentam-se as conclusões do trabalho efectuado.

1.3 Resultados obtidos

Há uma imensa quantidade de informação sobre os sistemas fotovoltaicos estudados neste trabalho. Este pode ser útil na selecção da topologia mais adequada a uma determinada aplicação, em função de requisitos como o nível de potência, a distância entre os painéis e o ponto de ligação, ou o número de horas num ano de incidência solar.

Dos vários resultados obtidos destacam-se alguns mais importantes. Em primeiro lugar, fez-se um estudo do circuito equivalente de uma célula fotovoltaica em função da irradiância e da temperatura; analisou-se a necessidade da existência de um algoritmo de seguimento de potência máxima bem como o funcionamento dos principais algoritmos MPPT.

Foi feita uma análise a topologias de sistemas de conversão para sistemas fotovoltaicos de baixa potência; topologias com único andar inversor (não isoladas); topologias com único andar inversor (isoladas); topologias com múltiplos andares de conversão (isoladas) e topologias com múltiplos andares de conversão (não isoladas), obtendo-se assim alguns resultados comparativos entre topologias de conversão.

Foi efectuada uma análise crítica entre soluções de ligação à rede eléctrica com e sem isolamento.

Estudaram-se as perdas nos condutores por transporte até entrega à rede de distribuição e verificou-se que um sistema que tivesse um inversor mais perto do gerador fotovoltaico apresentava menores perdas. Fez-se uma análise à eficiência total do sistema com demonstração de exemplos de simulação ligados aos sistemas práticos em estudo.

Conclui-se que o inversor Fronius IG 40 apresenta mais perdas devido aos múltiplos andares de conversão (conversor CC/CC em ponte completa e inversor) e ao transformador de alta-frequência incorporado, seguido de rectificador a díodos. Por outro lado, o Sunny Boy SB 3800/V, apesar de incorporar um transformador na ligação à rede eléctrica, tem menos perdas que o Fronius IG 40. O inversor Sunny Boy, que possui somente um único andar inversor, também tem a vantagem associada do isolamento galvânico.

Finalmente, o inversor Kaco Powador 3600xi, um sistema com um único andar de conversão e que não apresenta transformador de ligação à rede eléctrica, é o que melhor rendimento apresentou. No entanto, a consideração das perdas adicionais interfere significativamente na eficiência global do sistema fotovoltaico.

Da análise feita aos vários componentes que causam perdas conclui-se que o factor “perdas do inversor” é dos mais importantes numa instalação, superior às perdas nos cabos CC ou CA ou às perdas no conversor CC/CC intermédio.

Capítulo 2

Características de painéis fotovoltaicos

2.1 Introdução

Neste capítulo é feita uma apresentação dos parâmetros da célula solar fotovoltaica, estuda-se um painel fotovoltaico típico e faz-se uma breve análise da sua ficha técnica, principalmente sobre os seus parâmetros eléctricos. Descrevem-se as suas propriedades eléctricas e analisa-se o respectivo circuito equivalente bem como se apresenta a tabela das principais características e unidades da célula fotovoltaica.

É, ainda, feito um estudo da curva característica corrente-tensão do díodo de silício e do diagrama do circuito equivalente e da curva característica da célula irradiada; analisa-se o circuito equivalente completo da célula fotovoltaica bem como o modelo efectivo da célula solar e seus parâmetros constituintes.

Descrevem-se as vantagens da colocação em série de painéis e o funcionamento geral de um algoritmo MPPT, bem como se analisam alguns algoritmos MPPT, nomeadamente o de condutância incremental e o de perturbação e observação.

2.2 Célula fotovoltaica

Células solares fotovoltaicas são dispositivos capazes de transformar a energia luminosa, proveniente do Sol ou de outra fonte de luz, em energia eléctrica. Uma célula fotovoltaica pode funcionar como geradora de energia eléctrica a partir da luz, ou como um sensor capaz de medir a intensidade luminosa.

As células fotovoltaicas são também designadas células solares, por aproveitarem principalmente a luz solar para gerar energia eléctrica. Actualmente, as células fotovoltaicas apresentam eficiência de conversão da ordem de 16%. Existem células fotovoltaicas com eficiências até 28%, fabricadas de arsenieto de gálio, mas o seu alto custo limita a produção dessas células solares para o uso da indústria espacial, [8]-[9].

Por não gerar nenhum tipo de resíduo, a célula solar fotovoltaica é considerada uma forma de produção de energia limpa, sendo alvo de imensos estudos em diversos institutos de investigação

em todo o mundo. A intensidade da radiação solar (irradiância) na superfície terrestre chega a atingir 1000 Watts por metro quadrado, o que representa um enorme potencial energético.

A primeira geração de células fotovoltaicas é constituída por células de silício cristalino, Figura 2.1. As células consistem numa lâmina de silício na qual é formada uma junção $p-n$, diodo de junção, capaz de gerar energia eléctrica utilizável a partir de fontes de luz com os comprimentos de onda da luz solar. A primeira geração de células constitui a tecnologia dominante em termos de produção comercial, representando mais de 80% do mercado mundial, [10].

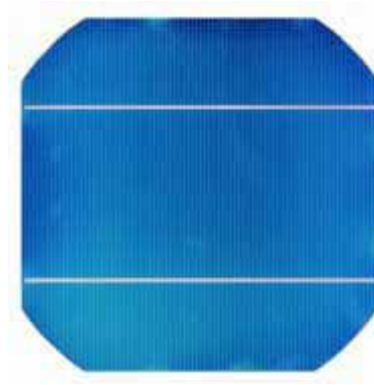


Figura 2.1. Estrutura de uma célula fotovoltaica.

2.2.1 Propriedades eléctricas

Uma célula solar, composta por camadas de silício dopado com impurezas do tipo p e do tipo n , tem o mesmo princípio de funcionamento que um diodo comum de silício; ambos têm propriedades eléctricas semelhantes.

Como exemplo, a curva característica do diodo de silício BAY 45 é aqui ilustrada, na Figura 2.2. Quando o diodo é ligado a um circuito de modo a que o potencial seja positivo no ânodo, dopado com impurezas do tipo p , e negativo no cátodo, dopado com impurezas do tipo n , o diodo está directamente polarizado. Neste caso, aplica-se a curva característica do primeiro quadrante. A partir de uma tensão definida (a tensão limiar de condução, neste caso, é cerca de 0,7 V), a corrente passa a fluir.

Se o diodo for polarizado inversamente, a corrente é impedida de circular nesta direcção. Neste caso, aplica-se a curva característica do terceiro quadrante. O diodo apenas se torna condutor quando se ultrapassar a tensão de bloqueio (neste caso, 150 V). Naturalmente, esta condição de elevada potência dissipada pode levar à destruição do diodo.

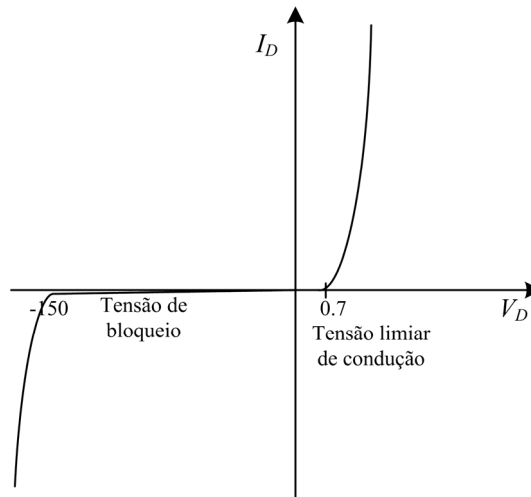


Figura 2.2. Curva característica corrente-tensão do díodo de silício BAY45.

2.2.2 Circuito equivalente

A Figura 2.3 mostra o diagrama simplificado de circuito equivalente das células fotovoltaicas quando não há irradiação solar.

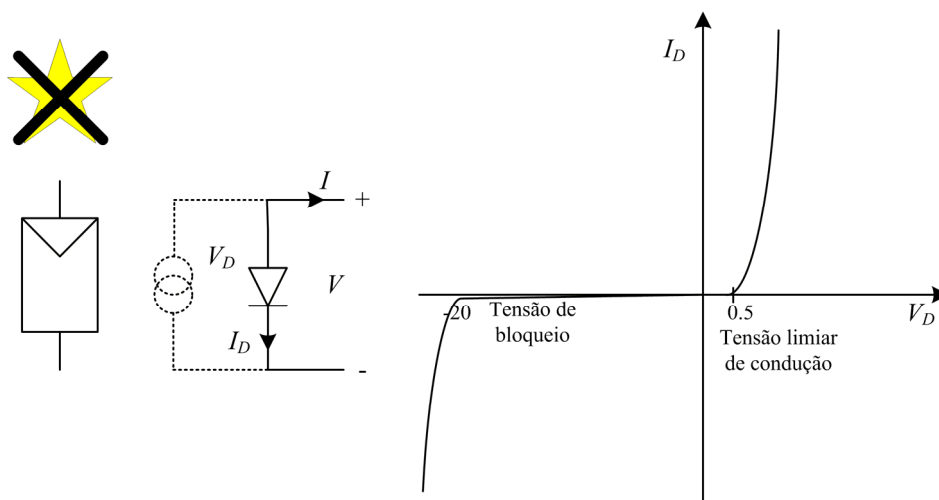


Figura 2.3. Circuito equivalente e curva característica da célula na ausência de irradiação solar.

O modelo da tensão e da corrente aos terminais do díodo quando este está bloqueado pode ser representado pelas seguintes equações:

$$V = V_D \quad (2.1)$$

$$I = -I_D = -I_o \left(e^{\frac{V}{mV_T}} - 1 \right) \quad (2.2)$$

sendo V a tensão aos terminais da célula solar; V_D a tensão no díodo; I_D a corrente do díodo; I_o a corrente nos terminais da célula solar; V_T a tensão térmica equivalente; e m o factor do díodo.

Uma célula solar não iluminada é representada por um díodo no diagrama do circuito equivalente. Neste contexto, também é aplicável a curva característica de um díodo. Para uma célula solar monocristalina, pode assumir-se uma tensão limiar de condução de aproximadamente

0,5 V e uma tensão de bloqueio entre 12 V e 50 V (dependendo da qualidade e do material da célula).

Quando há incidência de radiação solar sobre a célula, o seu comportamento eléctrico altera-se, passando a existir a fotocorrente. O modelo equivalente neste modo de funcionamento está representado na Figura 2.4.

Quando a luz incide na célula solar, a energia dos fótons gera portadores de carga livre. Uma célula solar iluminada forma um circuito paralelo entre uma fonte de corrente e um diódo. A fonte de corrente produz uma corrente fotoeléctrica (fotocorrente) I_{PH} . A corrente depende da irradiância. A curva característica do diódo é desviada pela magnitude da fotocorrente na direcção da polarização inversa (quarto quadrante no diagrama).

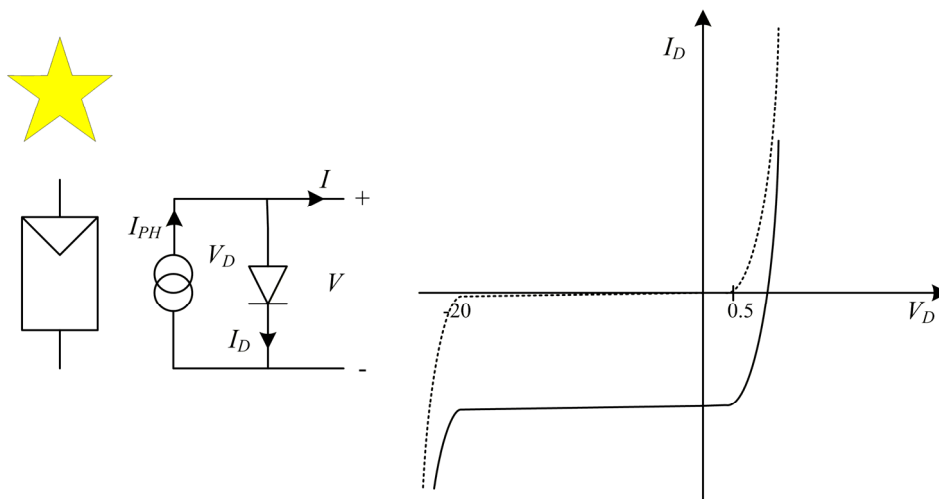


Figura 2.4. Diagrama do circuito equivalente e curva característica da célula irradiada.

O modelo da tensão e da corrente aos terminais do diódo quando este se encontra sob irradiação solar é, agora, dado por:

$$V = V_D \quad (2.3)$$

$$I_{PH} = C_o E \quad (2.4)$$

$$I = I_{PH} - I_D \quad (2.5)$$

com V a tensão aos terminais da célula solar; V_D a tensão no diódo; I_D a corrente do diódo; I a corrente nos terminais da célula solar; I_{PH} a fotocorrente; C_o o coeficiente de fotocorrente; e E a irradiância.

O diagrama completo do circuito eléctrico equivalente, representado na Figura 2.5, é designado por modelo de um diódo e é utilizado como modelo standard de uma célula fotovoltaica.

Na célula solar ocorre uma queda de tensão quando os portadores de carga migram do semiconductor para os contactos eléctricos. Isto é descrito pela resistência série R_s . Esta resistência tem uma amplitude de poucos miliohms. O modelo é completado com uma resistência paralela ($R_p \gg 10 \Omega$), que descreve a corrente inversa de fugas. Ambas as resistências são responsáveis pelo abaixamento da curva característica da célula solar.

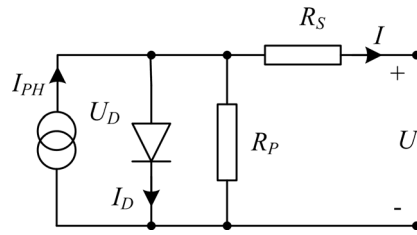


Figura 2.5. Diagrama completo do circuito equivalente.

Com a resistência em série, é possível calcular as curvas características de corrente e de tensão das células solares, para diferentes irradiações e temperaturas, de acordo com os procedimentos estabelecidos na norma IEC 60891. Em geral, a resistência em paralelo pode ser desprezada, [11].

Existem outros circuitos equivalentes para as células solares, em particular o modelo de dois díodos que, sendo mais preciso, é bastante mais complexo e não traz vantagens adicionais em termos de aplicação do modelo, essencialmente em circuitos de simulação, [12]. O modelo de dois díodos utiliza seis parâmetros. Contudo, não pode ser calculada uma solução explícita para a tensão em nenhum dos dois modelos.

2.2.4 O modelo efectivo da célula solar

Há diversos métodos de cálculo dos parâmetros da célula ou do painel solar, dependendo do tipo de utilização que vai ser dado ao modelo, [13].

Um dos métodos mais eficientes para determinar os parâmetros do circuito equivalente de um painel solar fotovoltaico utiliza apenas quatro parâmetros daquele para resolver as equações de corrente e tensão, [14]. Isto reduz o esforço para efectuar o cálculo e para obter informação sobre os parâmetros que são apropriados. A característica especial da utilização do modelo efectivo do painel solar é que ambas as resistências R_S e R_P do modelo standard estão combinadas numa resistência fotovoltaica fictícia R_{PV} . Esta resistência fotovoltaica pode tomar valores positivos e negativos. Por este motivo, não é uma resistência física. O circuito equivalente fica definido como se representa na Figura 2.6.

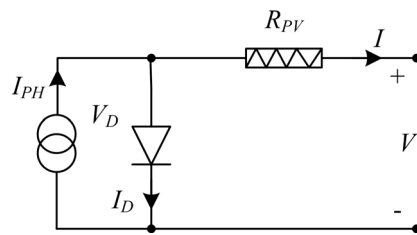


Figura 2.6. Circuito equivalente da célula solar.

Nesta condição, o modelo corrente-tensão da célula fotovoltaica fica, assim, definido por:

$$I = I_{PH} - I_o \left(e^{\frac{V + IR_{PV}}{V_T}} - 1 \right) \quad (2.6)$$

Os quatro parâmetros celulares necessários (R_{PV} , V_T , I_o e I_{PH}) podem ser calculados como se segue, a partir do gradiente M e a partir dos parâmetros celulares fornecidos pelos fabricantes:

tensão de circuito aberto V_{OC} , corrente de curto-circuito, I_{SC} , tensão MPP, V_{MPP} , e corrente MPP, I_{MPP} :

$$R_{PV} = -M \frac{I_{sc}}{I_{MPP}} + \frac{V_{MPP}}{I_{MPP}} \left(1 - \frac{I_{sc}}{I_{MPP}} \right) \quad (2.7)$$

$$V_T = -(M + R_{PV}) I_{SC} \quad (2.8)$$

$$I_o = I_{sc} e^{-\frac{V_{oc}}{V_T}} \quad (2.9)$$

$$I_{PH} = I_{sc} \quad (2.10)$$

O gradiente M é necessário para o cálculo e é função dos seguintes parâmetros:

$$M = f(V_{oc}, I_{sc}, V_{MPP}, I_{MPP}) \quad (2.11)$$

O valor de M pode ser aproximado pela seguinte expressão, [14]:

$$M = \frac{V_{oc}}{I_{sc}} \left(k_1 \frac{I_{MPP} V_{MPP}}{I_{sc} V_{oc}} + k_2 \frac{V_{MPP}}{V_{oc}} + k_3 \frac{I_{MPP}}{I_{sc} V_{oc}} + k_4 \right) \quad (2.12)$$

Para calcular as constantes desta equação foi utilizado um método numérico (método dos mínimos quadrados). Os parâmetros da célula e do painel necessários para o cálculo (V_{OC} , I_{SC} , V_{MPP} e I_{MPP}) são obtidos a partir das fichas técnicas fornecidas pelos fabricantes.

São calculados os quatro parâmetros celulares acima indicados (R_{PV} , V_T , I_o e I_{PH}) a partir do gradiente M . Todos os pontos da curva característica podem ser calculados com bastante precisão, para a tensão e a corrente, [14]. O conjunto de valores de \mathbf{K} é dado por:

$$\mathbf{K} = \begin{pmatrix} -5.411 \\ 6.450 \\ 3.417 \\ -4.422 \end{pmatrix} \quad (2.13)$$

Obtém-se, assim, o resultado da equação (2.13), como se pode ver a seguir:

$$k_1 = -5.411, k_2 = 6.450, k_3 = 3.417, k_4 = -4.422 \quad (2.14)$$

A Figura 2.6 mostra a evolução da curva corrente-tensão e o método de cálculo do valor de M para o método referido.

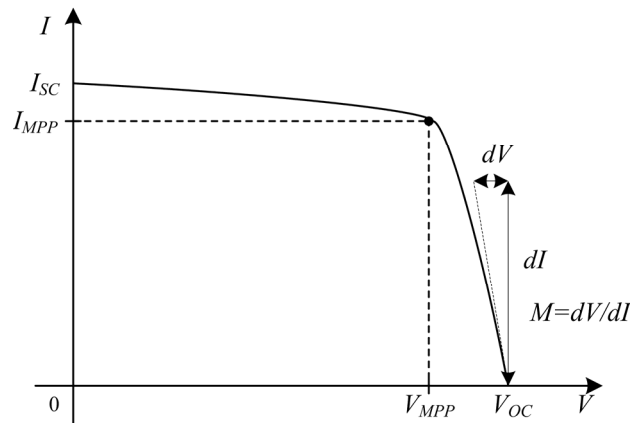


Figura 2.6. Característica corrente-tensão e cálculo de M .

A aplicação do método a painéis solares de diferentes fabricantes, com diversos valores de corrente, tensão e potência, permitiu obter resultados com uma precisão superior a 1%, [14].

2.2.5 Factor de forma

O factor de forma é um indicador da qualidade das células solares. É definido como um quociente entre a potência MPP e a potência máxima teórica que surge como o produto da corrente de curto-circuito e de tensão de circuito aberto, como se pode verificar pela equação (2.15).

$$FF = \frac{V_{MPP} I_{MPP}}{V_{OC} I_{SC}} = \frac{P_{MPP}}{V_{OC} I_{SC}} \quad (2.15)$$

2.3 Painel solar típico

A Figura 2.7 apresenta o aspecto exterior de um painel solar típico, com potências entre 120 W e 250 W.



Figura 2.7. Estrutura externa de um painel fotovoltaico.

Os parâmetros eléctricos dos painéis fotovoltaicos são determinados pelos fabricantes nas condições de referência STC (*Standard Test Conditions*). A corrente de curto-circuito I_{sc} , a tensão

de circuito aberto V_{OC} e o valor máximo da potência P_{max} , são especificados para os painéis solares com uma margem de tolerância inferior a +/-10%.

Na realidade estas condições ocorrem muito raramente. Mesmo no caso de o sol brilhar com a intensidade especificada, a temperatura da célula será sempre superior a 25 °C. Por este motivo, é muitas vezes especificada a temperatura nominal de funcionamento da célula do painel (*Nominal Operating Conditions of Temperature*, NOCT). Esta temperatura da célula é determinada para um nível de irradiância de 800 W/m², uma temperatura ambiente de 20 °C e para uma velocidade do vento de 1 m/s. A partir destes dados podem ser determinados os coeficientes térmicos da corrente e da tensão.

A Tabela 2.1 ilustra uma ficha técnica típica de um painel fotovoltaico monocristalino. Para além das especificações eléctricas, também é fornecida informação sobre as dimensões, o peso, os valores limite de pressão térmica e mecânica e a dependência da temperatura. Na Tabela 2.1, podem ver-se os parâmetros térmicos; na Tabela 2.2 os parâmetros eléctricos; na Tabela 2.3 outros dados e características.

Tabela 2.1. Parâmetros térmicos do painel solar.

Painel solar monocristalino SM110 / SM100		
	Unidade	SM110/SM110-24 SM100/SM100-24
NOCT	°C	45 + 2
Coeficiente térmico da corrente de curto-circuito	%/K	+ 0,04
Coeficiente térmico da tensão de circuito aberto	%/K	- 0,34
Temperatura máxima admissível do painel	°C	de - 40 a + 85
Painel exposto à radiação solar	°C	de - 40 a + 50
Painel sombreado (temperatura de armazenamento)	°C	de - 40 a + 85

Tabela 2.2. Parâmetros eléctricos do painel solar.

Painel solar monocristalino SM110 / SM100				
	Símbolos	Unidade	SM110/SM110-24	SM100/SM100-24
Potência nominal#	P_n	W	110	110
Tolerância de potência#	ΔP	%	+5	+5
Potência mínima#	P_{min}	W	100	90
Corrente nominal#	I_{MPP}	A	6,3 / 3,15	5,9 / 2,95
Tensão nominal#	V_{MPP}	V	17,3 / 35,0	17,0 / 34,0
Corrente de curto-circuito#	I_{cc}	A	6,9 / 3,45	6,5 / 3,25
Tensão de circuito aberto#	V_{oc}	V	21,7 / 43,5	21,0 / 42,0
Tensão máxima admissível#	V_{max}	V	1000	1000
Eficiência#	η	%	12,7	11,5

Tabela 2.3. Outros parâmetros de painéis fotovoltaicos.

Painel solar monocristalino SM110 / SM100		
	Unidade	Valor
Pressão na superfície	N/m ²	2.400
Torção mecânica máxima		1,2
Humidade a 85°C	%	85, relativo
Impacto de granizo / Pedras de granizo	mm / m/s	Ø 25 / V=23
Comprimento x largura x profundidade	mm x mm x mm	1316 x 660 x 40
Peso	kg	11,5
Garantia de resultados	Anos	25
Classe de protecção		II
Certificação		CEC 503, IEC 61215, UL 1703

Na Figura 2.8 apresentam-se as curvas características corrente-tensão e potência-tensão de um painel fotovoltaico, onde se pode verificar o ponto de potência máxima associado à tensão V_{MPP} e à corrente I_{MPP} . Naturalmente, o ideal seria que o painel funcionasse sempre no ponto (V_{MPP} , I_{MPP}) de forma a poder fornecer o máximo de potência à rede eléctrica, tarefa a desempenhar pelos algoritmos MPPT.

A presença de um sistema de busca e seguimento do ponto de potência máxima (MPPT) nos sistemas fotovoltaicos comercializados é uma característica opcional, porém interessante, pois pode aumentar até 11% a energia gerada, representando apenas cerca de 2% do custo total do sistema de conversão, [15]-[16].

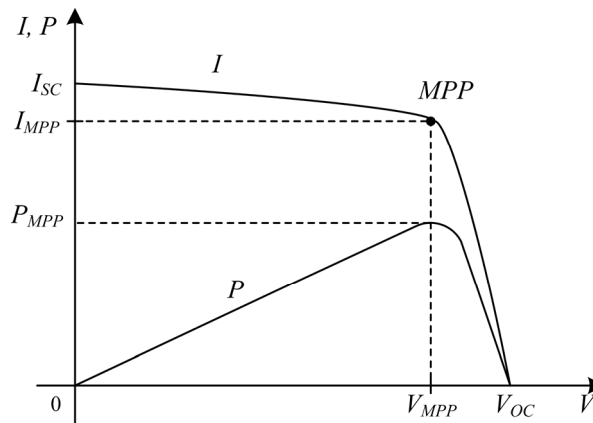


Figura 2.8. Curvas características corrente-tensão e potência-tensão de um painel fotovoltaico.

2.4 Funcionamento do MPPT

Maximum Power Point Trackers, MPPTs, são seguidores do ponto de potência máxima e que desempenham um papel importante nos sistemas fotovoltaicos, por maximizar a potência de um sistema para um determinado conjunto de condições e, portanto, maximizar a eficiência do sistema global. Assim, um algoritmo MPPT pode minimizar o custo global do sistema.

Muitos algoritmos têm sido propostos e muitos são empregues em soluções de mercado, podendo-se obter com um MPPT eficiências acima de 97%, [17]-[19].

Pode-se, ainda, determinar o ponto de máxima potência sob diferentes condições ambientais e, deste modo, determinar o ponto de operação ótimo do sistema fotovoltaico.

2.4.1 Algoritmos MPPT

A tarefa do algoritmo MPPT, num sistema de conversão de energia fotovoltaica, é sintonizar continuamente o sistema para que ele forneça a potência máxima do painel solar, independentemente das condições meteorológicas ou condições de carga.

As condições de operação do painel, como a radiação incidente, a temperatura ambiente e o vento, são imprevisíveis e afectam a potência que o painel solar pode disponibilizar. A função do algoritmo MPPT é lidar com elas e garantir a máxima eficiência na conversão da energia solar em energia eléctrica.

Os algoritmos MPPT convencionais usam a função $dP/dV = 0$ para obter o ponto de máxima potência de saída. Diversos algoritmos podem ser utilizados para implementar o MPPT como se descreverá a seguir: perturbar e observar, condutância incremental, capacidade parasita e tensão constante, linearização de características, etc. No entanto, apenas os dois primeiros são os mais utilizados, [20].

De todos os algoritmos mencionados anteriormente, é de destacar o algoritmo de condutância incremental. Este algoritmo tem vantagens em relação ao perturbar e observar pois pode determinar quando atingiu o MPP e manter-se facilmente nesse ponto, enquanto que o perturbar e observar tem uma tendência intrínseca para oscilar em torno do ponto MPP. Além disso, o método da condutância incremental pode identificar e compensar mais rapidamente a variação das condições de radiação solar, com maior precisão do que o algoritmo perturbar e observar.

Uma desvantagem deste algoritmo é a maior complexidade quando comparado com o perturbar e observar. Isso aumenta o tempo de cálculo e diminui a frequência de controlo do sistema, [20].

O painel fotovoltaico, sob irradiância uniforme e constante, tem uma característica corrente-tensão como mostrado na Figura 2.9.

Há um único ponto na curva, chamado de ponto de potência máxima (MPP), na qual o painel opera com máxima eficiência e produz a máxima potência de saída. Quando um painel fotovoltaico está directamente ligado a uma carga passiva (o que não é habitual), o ponto de funcionamento será no cruzamento da curva I-V do painel fotovoltaico com a linha de carga, mostrada na Figura 2.9.

Em geral, este ponto de operação não é de um MPP do painel fotovoltaico, como pode ser visto claramente na Figura 2.9. Assim, num sistema de acoplamento directo, o painel normalmente deve ser de maior potência para garantir que as exigências da carga podem ser satisfeitas. Esta necessidade conduz a um sistema excessivamente caro.

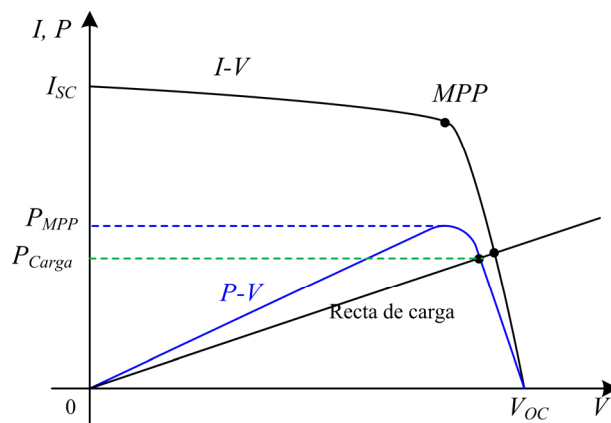


Figura 2.9. Acoplamento directo de uma carga passiva a um painel fotovoltaico.

Para superar esse problema, um conversor de energia a funcionar em modo de comutação, designado seguidor do ponto de máxima potência, pode ser usado para manter o ponto de funcionamento do painel a operar no MPP. O MPPT faz isso por meio do controlo da tensão do painel ou da corrente.

Se for devidamente controlado por um algoritmo MPPT, o painel pode manter-se a funcionar no MPP. No entanto, a localização do MPP no plano (I-V) não é conhecida, devendo ser localizado através de modelos de cálculo ou por um algoritmo de busca. A situação é ainda mais complexa pelo facto de que o MPP depende de um modo não linear da irradiância e da temperatura, conforme ilustrado na figura 2.10.

A Figura 2.10 mostra uma família de curvas (I-V e P-V) com a variação da irradiância, mas a temperatura constante. Por seu lado, a Figura 2.11 mostra as curvas (I-V e P-V) para o mesmo valor de irradiância, mas com diferentes temperaturas, podendo observar-se claramente as variações da tensão em que ocorre o MPP.

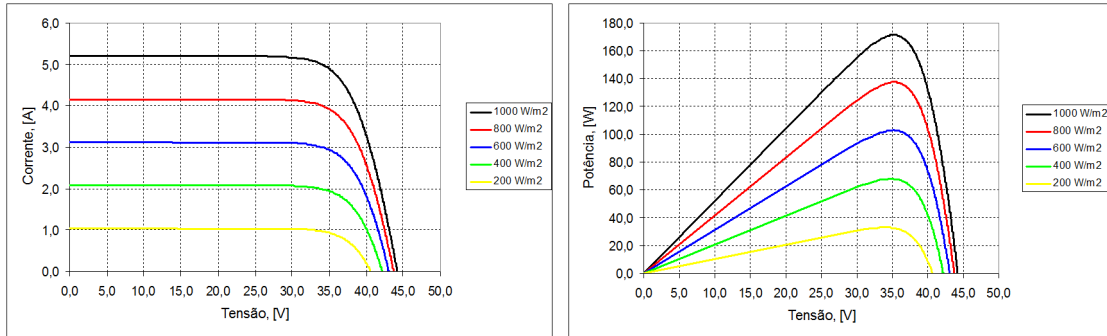


Figura 2.10. Curvas tensão-corrente num painel fotovoltaico a 40 °C com diferentes níveis de irradiância (esq.) e curvas potência-tensão para as mesmas condições (dir.).

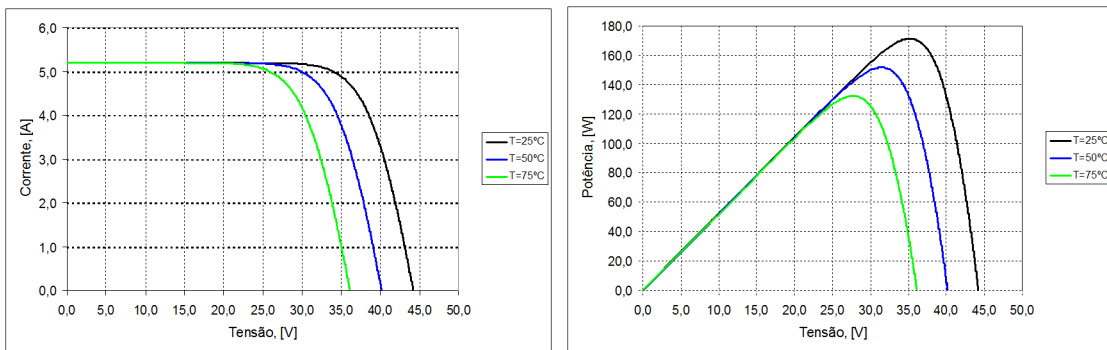


Figura 2.11. Curvas tensão-corrente num painel fotovoltaico a diferentes temperaturas (esq.) e curvas potência-tensão para as mesmas condições (dir.), mantendo a irradiância em 1000 W/m².

Não há consenso sobre qual o melhor algoritmo MPPT, [19]-[20]. Esta falta de consenso resulta, em parte, do facto de que a literatura não contém comparações de ganhos absolutos de eficiência dos diferentes algoritmos MPPT, com todos os algoritmos testados a utilizar parâmetros optimizados e a operar num hardware padronizado. A maioria das comparações é feita entre um algoritmo MPPT e um acoplamento directo ao sistema ou entre um algoritmo MPPT e um conversor projectado para um ponto de operação fixo.

Um método possível para determinar a eficiência de um algoritmo MPPT é utilizar a expressão seguinte, [20]:

$$\eta_{MPPT} = \frac{\int_0^t P_{actual}(t) dt}{\int_0^t P_{max}(t) dt} \quad (2.16)$$

onde P_{actual} é a medida real da potência produzida pelo sistema FV sob o controlo do MPPT e P_{max} é a potência máxima real do painel que pode produzir numa dada temperatura e irradiância.

Nas sub-seções seguintes faz-se uma breve descrição dos principais algoritmos MPPT utilizados em sistemas fotovoltaicos:

- Perturbar e observar (P&O)
- Condutância incremental (CI)
- Capacidade parasita (CP)
- Método de tensão constante (VC)

Há, na literatura, bastante mais algoritmos MPPT, sendo de referir os baseados em linearização das características, tensão de circuito aberto e corrente de curto-circuito, os que utilizam lógica difusa e redes neuronais, *ripple-correlation control*, *current sweep-based* MPPT, etc., [21].

2.4.2 Perturbar e observar (P&O)

O método Perturbar e Observar (P&O) é um dos métodos de seguimento de potência máxima mais comuns e mais simples de implementar, [22]. O seu funcionamento consiste em perturbar periodicamente (aumentar ou diminuir) a tensão V_{pv} (ou corrente I_{pv}) de saída do painel fotovoltaico através do comando do conversor electrónico de potência, como esquematizado no fluxograma da Figura 2.12.

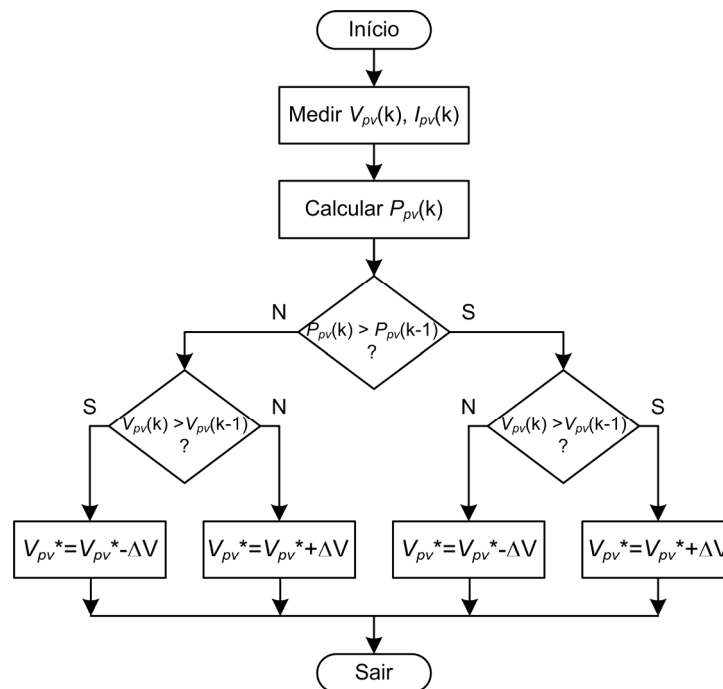


Figura 2.12. Algoritmo MPPT perturbar e observar.

Sempre que o comando é variado calcula-se o novo valor de potência $P_{pv}(k)$ e este é comparado com o valor anterior existente $P_{pv}(k-1)$. Se no novo valor da tensão existir um aumento na potência produzida ($dP/dV_{pv} > 0$), o controlador move o ponto de MPP nesta direcção, sendo a próxima perturbação nesse mesmo sentido, caso P_{pv} diminua, no próximo ciclo a perturbação efectua-se no sentido inverso.

A perturbação introduzida tem um valor fixo de alguns Volts, dependente da tensão de saída do painel ($<1\%$ de V_{pv}) e ocorre a cada ciclo de funcionamento. Este modo de operação faz com que haja uma oscilação permanente do ponto de funcionamento em torno do ponto MPP.

O valor das perturbações introduzidas (na tensão ou na corrente) provoca uma oscilação em torno deste ponto, ou seja a tensão V_{pv} está sempre a variar o que implica perdas de potência. Esta situação é particularmente notória quando as condições de radiação solar variam muito lentamente (caso de um dia normal de verão). Por outro lado, no caso de variações bruscas nas condições atmosféricas o sistema pode falhar, perdendo a sua posição na curva P-V.

Na Figura 2.13 pode ver-se um exemplo desta possibilidade. Admitindo que o sistema se encontra a funcionar no ponto A, uma perturbação (ΔV) vai levar o sistema para o ponto B. Isto

leva a que no próximo ciclo a perturbação ocorra no sentido inverso, visto $P_{pv}(k+1) < P_{pv}(k)$. Se entretanto, a curva de potência passar de P_1 para P_2 , isso faz com que a variação em vez de estar em B passa a estar em C. O controlador vê este aumento de potência, devido à nova curva P_2 , como indicação da orientação correcta da perturbação ΔV e, caso a situação continue e passe a estar em jogo uma nova curva P_3 , o sistema vai continuar a divergir do seu MPP, [23].

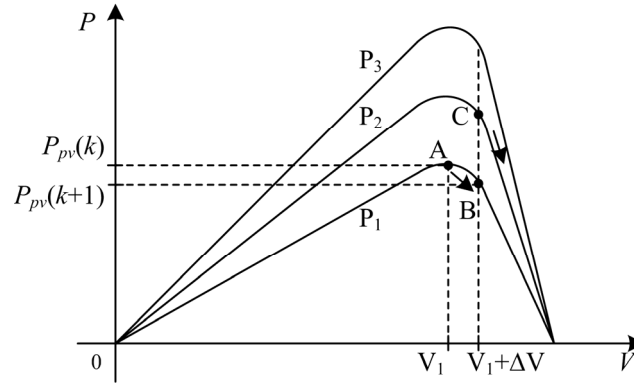


Figura 2.13. Divergência do algoritmo P&O em torno do MPP para a curva P-V.

2.4.3 Condutância incremental (CI)

O funcionamento do algoritmo de Condutância Incremental (CI) baseia-se na equação 2.17, ou seja, é feita a derivada da potência em relação à tensão e o seu resultado é igualado a zero para se obter o valor máximo.

$$\frac{dP}{dV} = 0, \quad \text{em MPP} \quad (2.17)$$

Resolvendo a equação 2.17 obtém-se 2.18:

$$\frac{dI}{dV} = -\frac{I}{V} \quad (2.18)$$

O resultado da equação 2.18 mostra que a soma da condutância incremental do painel (dI/dV) com a condutância instantânea (I/V) deve ser nula. Assim, quando o sistema se encontra no seu ponto de máxima potência ambas as quantidades devem ser iguais mas de sinal contrário.

Para a implementação do algoritmo MPPT divide-se a equação 2.18 em três equações (2.19 a, b, c). Estas permitem determinar o sentido da perturbação a introduzir no sistema. Quando a equação 2.19 a) é satisfeita o sistema encontra-se no seu MPP, não existe alteração do ponto de funcionamento e o sistema é mantido a operar neste ponto até ocorrer uma alteração do valor da corrente, [16].

$$\frac{dI}{dV} = -\frac{I}{V}; \quad \left(\frac{dP}{dV} = 0 \right) \quad (2.19 \text{ a})$$

$$\frac{dI}{dV} > -\frac{I}{V}; \quad \left(\frac{dP}{dV} > 0 \right) \quad (2.19 \text{ b})$$

$$\frac{dI}{dV} < -\frac{I}{V}; \quad \left(\frac{dP}{dV} < 0 \right) \quad (2.19 \text{ c})$$

As equações 2.19 b) e 2.19 c) são usadas para determinar a direcção em que deve ocorrer uma perturbação e mover o ponto de operação para o MPP, como representado na Figura 2.14.

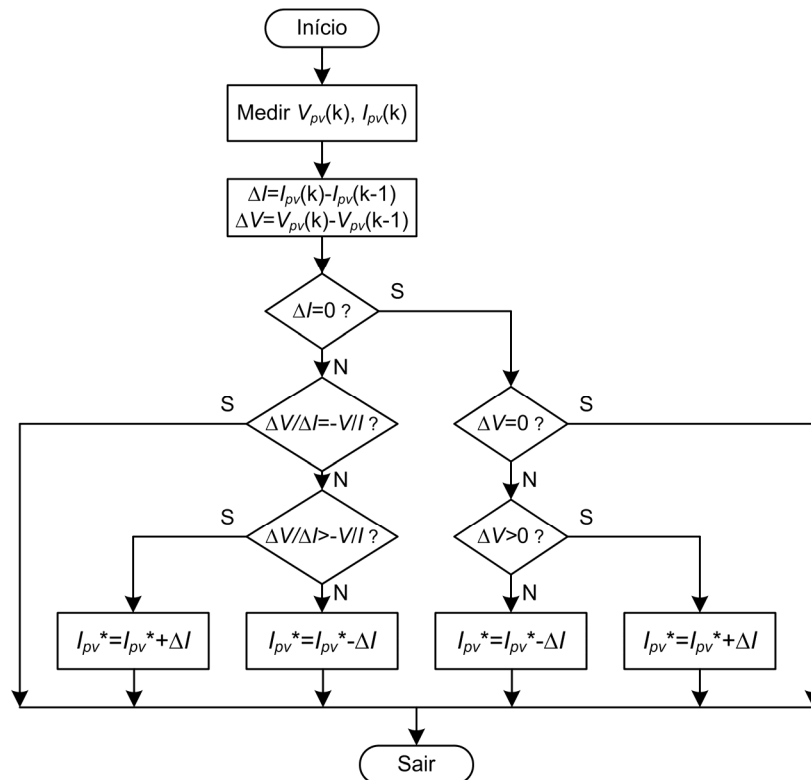


Figura 2.14. Algoritmo MPPT baseado na condutância incremental.

A perturbação é repetida até que a equação 2.19 a) esteja satisfeita. Uma vez que o MPP é atingido, continua a funcionar neste ponto [18]-[19].

2.4.4 Capacidade parasita (CP)

O método de capacidade parasita é um melhoramento do método de condutância incremental que tem em consideração as capacidades parasitas das células solares do painel fotovoltaico. Este método baseia-se na análise das componentes de alta-frequência da corrente e da tensão aos terminais do painel para determinar a perturbação a introduzir no ponto de funcionamento. Uma desvantagem deste algoritmo é que a capacidade parasita em cada painel é muito pequena, e só tem vantagem em grandes painéis fotovoltaicos, onde várias sequências de painéis são ligadas em paralelo.

As entradas do algoritmo são a corrente e a tensão fornecidos pelo painel fotovoltaico, como mostra a Figura 2.15. Os dois filtros passa alto (FPA) removem as componentes contínuas de V_{pv} e de I_{pv} [23], retendo apenas as componentes de alta-frequência. Os dois multiplicadores, M1 e M2, seguidos de filtro passa baixo (FPB), determinam o valor eficaz da componente de *ripple* da tensão (V_o^2), e da potência de alta-frequência (P_{gp}), respectivamente. A razão destes dois valores é igual à condutância diferencial do painel fotovoltaico, [23].

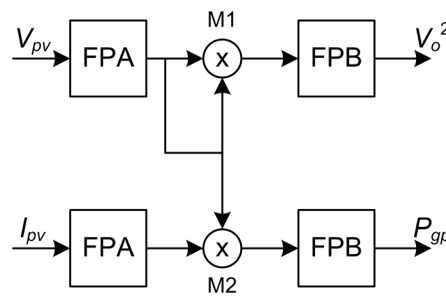


Figura 2.15. Circuito usado para implementação do método capacidade parasita.

2.4.5 Método de tensão constante (VC)

O método da tensão constante (VC) é um dos algoritmos mais simples que existe para o controlo do MPP de um painel fotovoltaico, [11]. O ponto de funcionamento do painel é mantido perto do MPP através da regulação da tensão de saída do painel, V_{pv} , em comparação com uma tensão de referência fixa, V_{ref} , (Figura 2.16). Esta tensão é obtida da característica de V_{MPP} do painel fotovoltaico, ou é um valor estipulado pelo fabricante para o MPP do painel.

Este método não considera alterações que possam ocorrer nos valores de radiação solar e, sobretudo, na temperatura da célula, além de que assume V_{ref} como uma boa aproximação ao verdadeiro valor da tensão MPP do painel. A posição do painel, a região na qual ele se encontra e até a estação do ano alteram os valores de V_{MPP} o que leva a que o painel nunca funcione no seu máximo, sem que seja necessário alterar com alguma frequência o valor de V_{ref} . Deve ser notado que este método é particularmente eficaz quando os níveis de radiação solar são baixos superando claramente os métodos perturbar e observar e condutância incremental; assim, em algumas situações este método é combinado com os outros métodos, [11].

A Figura 2.16 mostra o fluxograma de funcionamento do método de tensão constante e o seu diagrama de blocos.

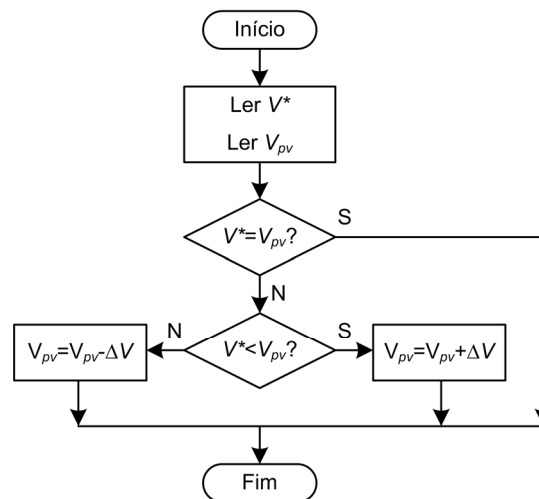


Figura 2.16. Fluxograma do algoritmo MPPT tensão constante.

2.4.6 Eficiência de diversos MPPT

A título de exemplo, e no sentido de avaliar a eficiência global de diversos algoritmos MPPT, mostra-se na Tabela 2.4 um resumo das eficiências MPPT para alguns algoritmos, obtido de [20]. Para cada um deles há uma eficiência MPPT previamente relatada na literatura. Nos diferentes

casos, a eficiência é calculada de acordo com a eq. (2.16) correspondendo, portanto, apenas à eficiência do método MPPT na extracção da potência disponível nos painéis fotovoltaicos.

Tabela 2.4. Eficiências MPPT para diversos algoritmos.

Caso	Método MPPT			
	Perturbar e observar (P&O)	Condutância incremental (CI)	Tensão constante (CV)	Capacidade parasita (CP)
1	81,5%	89,9%	-	-
2	85,0%	88,0%	73,0%	-
3	-	-	85,0%	-
4	-	-	-	99,8%

Como se constata pela leitura da tabela, não há uma grande uniformidade de valores para a caracterização dos diferentes algoritmos. Por outro lado, dos valores apresentados o método da condutância incremental é o que apresenta os maiores valores de eficiência, não se considerando representativo o resultado apresentado pelo método da capacidade parasita.

2.5 Conclusão

Neste capítulo estudaram-se os parâmetros principais de um painel solar assim como foi feita uma análise da respectiva ficha técnica. Analisaram-se, também, as curvas características corrente-tensão e potência-tensão de um painel fotovoltaico, o seu ponto de máxima potência, MPP, e a influência da irradiação solar e da temperatura no rendimento do mesmo.

Estudaram-se as propriedades eléctricas das células solares e discutiu-se o respectivo circuito equivalente.

Descreveram-se e compararam-se os principais algoritmos MPPT, capazes de manter o painel solar a funcionar com a máxima eficiência.

Capítulo 3

Topologias de conversão para baixa potência

3.1 Introdução

Neste capítulo será feita uma análise detalhada aos tipos de sistemas fotovoltaicos existentes no mercado, aos seus modos de funcionamento, constituição interna e rendimento. A maior ênfase será, no entanto, focada nos inversores para ligação à rede eléctrica. Das grandes diferenças entre os vários tipos de inversores destacam-se os comutados pela rede e os auto comutados bem como as diferenças importantes entre inversores com e sem transformador de ligação à rede ou no circuito intermédio.

Será feita uma análise a topologias de conversores para sistemas fotovoltaicos de baixa potência; topologias com único andar inversor e não isoladas; topologias com único andar inversor e isoladas; topologias com múltiplos andares de conversão e isoladas e topologias com múltiplos andares de conversão e não isoladas.

3.2 Tipos de inversores

Todos sistemas de microgeração fotovoltaica têm de conter inversores, sendo a tensão gerada nos painéis fotovoltaicos uma tensão contínua. A principal função dos inversores é condicionar uma tensão contínua de modo a obter uma tensão alternada compatível com a forma de onda da tensão da rede de distribuição e que garanta o trânsito de potência pretendido para a rede.

Uma vez que os inversores apresentam perdas que podem atingir 10%, far-se-á um estudo mais aprofundado das perdas nos mesmos porque é aqui que residem as maiores perdas no sistema fotovoltaico, desde os painéis até à rede eléctrica.

Uma solução para reduzir as perdas passa por colocar os inversores o mais junto possível da rede de distribuição uma vez que os condutores CC apresentam menos perdas que os condutores de corrente alternada. Assim, ter-se-á um maior comprimento nos condutores de corrente

contínua e menor nos de corrente alternada, reduzindo significativamente algumas perdas por transporte.

Existem dois tipos fundamentais de inversores: os comutados pela rede, ou de comutação natural, e os auto-comutados, ou de comutação forçada.

Os actuais inversores para aplicações fotovoltaicas são capazes de realizar, entre outras, as seguintes funções principais, [24]:

- Converter a corrente contínua fornecida pelo gerador fotovoltaico em corrente alternada, de acordo com os requisitos técnicos e de segurança que estão estipulados para a ligação à rede;
- Ajustar o ponto de funcionamento do inversor ao ponto de máxima potência do gerador fotovoltaico (seguimento do ponto MPP);
- Registrar os dados de funcionamento e sinalização (p. ex: visualizadores, armazenamento de dados, transferência de dados);
- Proteger os dispositivos de corrente contínua e alternada contra um conjunto diverso de factores internos e externos (p. ex: protecção de polaridade, protecção contra sobrecargas e sobretensões e equipamento de protecção da interligação com a rede receptora).

3.2.1 Inversores comutados pela rede

Nos inversores comutados pela rede, o processo de inversão é controlado pela fase e frequência da tensão da rede de distribuição, portanto, estes não funcionam quando não existe tensão na rede de distribuição.

Estes inversores são apropriados para sistemas ligados à rede não podendo ser usados em sistemas isolados. Devem possuir um baixo nível de harmónicos, forma de onda de tensão sinusoidal e amplitude da tensão de saída compatível com o nível de tensão da rede onde será instalado. Estes inversores possuem alta eficiência, projecto mais simples e custo normalmente mais baixo que os inversores auto-comutados da mesma potência, como analisado em [25] e [26].

3.2.2 Inversores auto-comutados

Nos inversores auto-comutados, ou de comutação forçada, o controlo de inversão é realizado pelo próprio inversor através de um oscilador que controla a fase e a frequência da tensão de saída. Este tipo de inversor é adequado para sistemas isolados da rede.

A ligação destes inversores à rede não é aconselhada, embora seja possível, visto que quando a rede estiver desligada o mesmo tentará entregar potência a todas as cargas ligadas ao ponto de ligação comum. Esta condição poderá danificar o inversor se as protecções contra sobrecargas e curto-circuito não o desligarem. Assim, estes inversores podem operar durante a ausência de tensão na rede de distribuição desde que não ultrapassem a sua potência nominal.

Naturalmente, a mesma questão se coloca nos inversores preparados para serem ligados à rede. Por questões de segurança, principalmente das equipas de manutenção, a maioria das empresas de distribuição quando autorizam a ligação de um produtor independente à sua rede de distribuição exigem mecanismos de corte da corrente do produtor quando a linha está desligada, garantias já exigidas nas normas que regulamentam a microgeração fotovoltaica, como o IEEE Standard 929, [27], o IEEE Standard 1547, [4] ou a EN 50438, [3], e que os fabricantes já incluem nos seus produtos.

3.2.3 Inversores com transformador

O isolamento galvânico entre os painéis fotovoltaicos e a rede eléctrica pode ser feito através de transformadores de baixa ou alta-frequência. Neste último caso, o transformador é parte constituinte do conversor CC/CC isolado. Existe uma tendência nos sistemas mais modernos em utilizar transformadores de alta-frequência, [28].

Em vários sistemas fotovoltaicos, a fim de obter uma diminuição de custos e de complexidade, o isolamento galvânico dos painéis não é utilizado, o que traz dificuldades em relação ao isolamento dos mesmos. O isolamento dos painéis, embora não seja uma exigência de normas como a IEEE 929-2000, nem uma obrigatoriedade em países como Alemanha e Estados Unidos, é um requisito necessário em outros como, por exemplo, Itália e Reino Unido. Assim, não existe uma uniformidade quanto aos requisitos de isolamento e protecção por parte dos organismos de normalização internacionais, tais como IEEE e IEC, entre outros.

O isolamento eléctrico propiciado pelo transformador permite que o sistema fotovoltaico seja concebido para tensões mais reduzidas. Para além disso, deixa de ser necessário qualquer igualização do potencial eléctrico da estrutura do gerador fotovoltaico.

O transformador também reduz as interferências electromagnéticas. Contudo, para além de adicionais perdas de potência, o transformador provoca o aumento da dimensão, do peso e dos custos do equipamento. Por este motivo, alguns fabricantes passaram a utilizar um transformador de reduzidas dimensões (na conversão CC/CC) ou decidiram omiti-lo por completo. No entanto, a questão da utilização ou não do transformador é mais vasta e prende-se, também, com a necessidade ou não de efectuar uma ligação à terra do sistema fotovoltaico, [28], [29], [30].

3.2.4 Inversores com transformador de baixa frequência

São, com alguma frequência, utilizados transformadores de baixa frequência na ligação à rede, de forma a ajustar a tensão de saída à rede receptora. Desta forma, obtém-se, também, isolamento eléctrico entre o circuito de corrente contínua e o circuito de corrente alternada, para além de contribuir para a filtragem da corrente.

Um sistema fotovoltaico típico, com dois andares de conversão e transformador de baixa frequência, possui os seguintes componentes e sistemas principais:

- Controlador CC/CC comutado (conversor elevador ou abaixador)
- Conversor CC/CA em ponte completa
- Transformador de ligação à rede
- Algoritmo MPPT, incluído no controlador do conversor CC/CC
- Circuito de monitorização da rede eléctrica, com aparelhos de corte integrados

Na Figura 3.1 está representado o diagrama geral do circuito de potência do princípio de funcionamento apresentado anteriormente. Deve ser salientado que a indutância de filtragem, L_f , pode ser incluída, na fase de projecto, na indutância de fugas do primário do transformador.

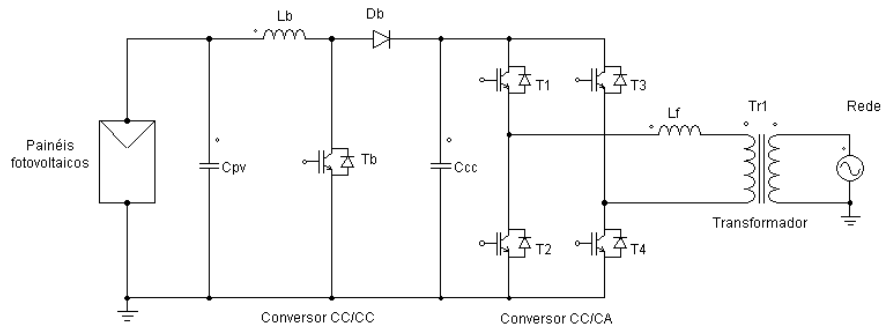


Figura 3.1. Diagrama de potência de um sistema com dois andares de conversão e transformador.

3.2.5 Inversores sem transformador

Para as gamas de baixa potência é preferencialmente utilizado o inversor sem transformador embora, como já referido, isso dependa dos requisitos de ligação à terra. Na Figura 3.2 está representado o circuito de potência que implementa o princípio funcionamento geral dos inversores sem transformador de ligação à rede.

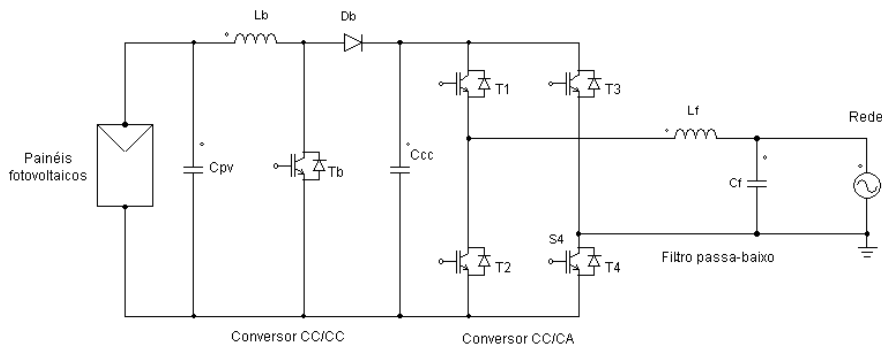


Figura 3.2. Diagrama de potência de um sistema com dois andares de conversão sem transformador.

As perdas são reduzidas, em relação à configuração anterior, pela eliminação do transformador. Para além disso, é reduzido o tamanho, o peso e o custo. A tensão de entrada do inversor tem de ser significativamente maior do que o valor de pico da tensão da rede ou, alternativamente e como se representa na figura, alterada através de um conversor elevador CC/CC integrado com o inversor. No entanto, quando são utilizados conversores CC/CC produzem-se perdas adicionais, cancelando parcialmente as perdas evitadas com o transformador.

A ausência de isolamento eléctrico entre os circuitos de potência CC e CA nos inversores sem transformador requer rigorosas medidas de protecção em termos da configuração eléctrica de segurança. A regulamentação de segurança do sector especifica que, para o funcionamento em paralelo de sistemas privados de produção eléctrica com inversores sem transformador isolador, deva ser instalado um dispositivo universal sensível à corrente residual, isto é, no lado CA e CC, [3], [4], [31].

Actualmente estão disponíveis dispositivos sensíveis à corrente universal para inversores sem transformador, que garantem as condições de segurança eléctrica. Durante a operação de sistemas fotovoltaicos com inversores sem transformador, estabelecem-se correntes residuais capacitivas de mais de 30 mA, entre os painéis fotovoltaicos e a terra. Por este motivo, não são utilizados dispositivos de protecção diferencial convencionais que disparam para correntes de 30 mA. Devido à ausência de isolamento eléctrico, é mais fácil a circulação de correntes de alta-

frequência entre as estruturas metálicas dos painéis fotovoltaicos e a terra. Isto significa que, para inversores sem transformador, existe uma maior perturbação electromagnética no ambiente em redor do gerador, [26], para além das já referidas questões de segurança.

Tomando, como exemplo, a experiência alemã, o valor limite de interferência electromagnética estabelecido pelo “*Regulamento da Federação Alemã de Controlo de Emissões*”, foi atingido para um inversor sem transformador a uma distância de 10 cm do gerador fotovoltaico, quando as recomendações estipulam uma distância mínima de 1 m, [31].

Utilizando topologias específicas nos circuitos de potência ou utilizando métodos específicos de comutação nos inversores sem transformador, é possível evitar ou minimizar os problemas causados pela ausência do transformador.

Foram desenvolvidas diversas soluções para topologias sem transformador, assegurando, também, uma eficiência energética muito elevada. São de destacar as topologias HERIC, H5 e Karschny, descritas mais à frente.

Na Tabela 3.1 são apresentados as características principais bem como as vantagens e desvantagens dos inversores com e sem transformador.

Tabela 3.1. Comparação entre inversores com e sem transformador.

	Com transformador	Sem transformador
Características principais	<ul style="list-style-type: none"> - Os circuitos de entrada e de saída estão electricamente isolados - Muito difundido - Usado, fundamentalmente, em inversores centralizados 	<ul style="list-style-type: none"> - A tensão do barramento CC deve ser bastante superior ao valor de pico da tensão da rede, ou é necessário usar conversores elevadores CC/CC - A maioria dos inversores de fileira e integrados (módulos CA)
Vantagens	<ul style="list-style-type: none"> - Possibilidade de ligação em tensão reduzida de segurança ($V_{CC} < 120$ V, segurança contra contactos directos salvaguardada) - Forte experiência operacional - Menores interferências electromagnéticas - Não é necessária a ligação equipotencial do gerador fotovoltaico 	<ul style="list-style-type: none"> - Maior eficiência (para os dispositivos que não possuam conversor CC/CC) - Menor peso - Menor volume - Instalação CC reduzida para inversores de cadeia de módulos e integrados (módulos CA)
Desvantagens	<ul style="list-style-type: none"> - Perdas no transformador (perdas magnéticas e resistivas) - Maior peso - Maior volume 	<ul style="list-style-type: none"> - Uso de dispositivos adicionais de protecção: circuito de protecção sensível à corrente de defeito CC integrado no inversor - Flutuação do ponto operacional - Instalação completa com protecção de isolamento classe II - Maiores interferências electromagnéticas

3.3 Topologias de conversores para baixa potência

Além do processamento da energia fotovoltaica, os sistemas fotovoltaicos devem apresentar algumas características relacionadas com a segurança, eficiência e qualidade de energia. Existem algumas normas e recomendações internacionais, como a norma EN 50438, que define regras de ligação de microgeração à rede de distribuição de baixa tensão.

Os sistemas fotovoltaicos devem possuir protecções que os desliguem da rede eléctrica quando esta estiver, por algum motivo, desligada evitando, assim, o chamado ilhamento, situação que ocorre quando uma parte da rede eléctrica deveria estar desligada e está alimentada pelo gerador fotovoltaico. Devem existir também protecções que retirem o sistema de funcionamento quando a tensão ou a frequência da rede estiverem fora de padrões pré-determinados. A recomendação na norma IEC 60364-7-712, além de outras normas, apresenta sugestões para os limites de operação do conversor. A corrente eléctrica injectada na rede deve possuir baixo conteúdo harmónico. Os níveis de harmónicos permitidos são definidos na recomendação da norma IEC 61000-3-2.

Existem diversas configurações de sistemas monofásicos de processamento de energia fotovoltaica, empregando as mais diversas topologias de conversores estáticos, operando com comutação em baixa ou em alta-frequência. Neste trabalho, estas topologias serão divididas em quatro grupos:

- Topologias com único andar inversor, não isoladas
- Topologias com único andar inversor, isoladas
- Topologias com múltiplos andares de conversão, isoladas
- Topologias com múltiplos andares de conversão, não isoladas.

Os diagramas de blocos, representando cada uma destas topologias numa visão macroscópica, são mostrados na Figura 3.3: a) único andar de conversão, não isolada; b) único andar de conversão, isolada; c) múltiplos andares de conversão, isolada; d) múltiplos andares de conversão, não isolada.

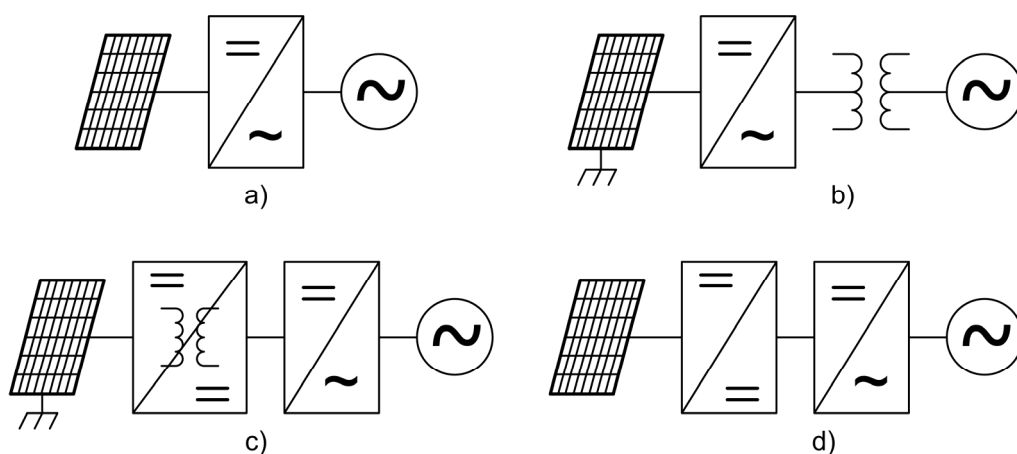


Figura 3.3. Sistemas fotovoltaicos com um ou vários andares de conversão, isolados e não isolados.

3.4 Topologias não isoladas com um único andar

A forma mais simples de condicionar a energia fotovoltaica para a injectar na rede é através da utilização de um inversor fazendo directamente a interface entre o painel fotovoltaico e a rede eléctrica. Existem inversores de tensão (também designados VSI, *Voltage-Source Inverter*) e inversores de corrente (designados CSI, *Current-Source Inverter*).

No final da década de 1980, a maioria dos sistemas de processamento de energia fotovoltaica eram baseados em inversores de corrente com tirístores, comutados pela linha, como representado no circuito da Figura 3.4, cuja potência chegava a atingir muitos kW [32]. Esta topologia é conhecida como LCI (*Line-Commutated Inverter*). As principais vantagens são a robustez, simplicidade e alta eficiência energética. Entretanto, tais sistemas apresentam um baixo factor de potência, injectando na rede uma corrente com elevada distorção harmónica e alto factor de deslocamento, o que precisa de ser compensado através de filtros especiais.

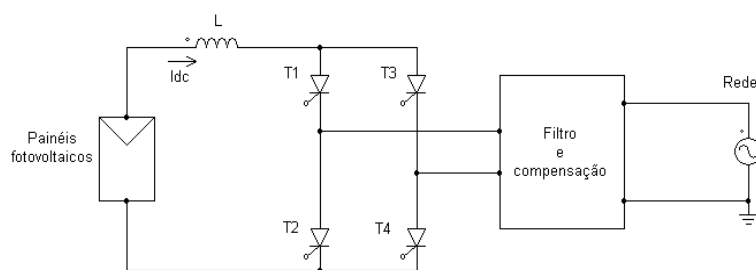


Figura 3.4. Inversor com tirístores comutado pela linha.

A fim de melhorar o conteúdo harmónico e o factor de deslocamento da corrente injectada na rede eléctrica foram propostas diversas topologias de inversores CSI e VSI. Uma topologia interessante, comutada à frequência da rede, é a proposta em [33] e representada na Figura 3.5. Este inversor de corrente é capaz de injectar na rede uma corrente quase sinusoidal, com baixa distorção harmónica. O interruptor auxiliar pode ser um *Triac*. Operando em baixa frequência, esta topologia não apresenta perdas por comutação e não necessita da utilização de filtro de EMI. A principal desvantagem é a necessidade de uma bobina de valor relativamente grande, construída com núcleo de ferro-silício.

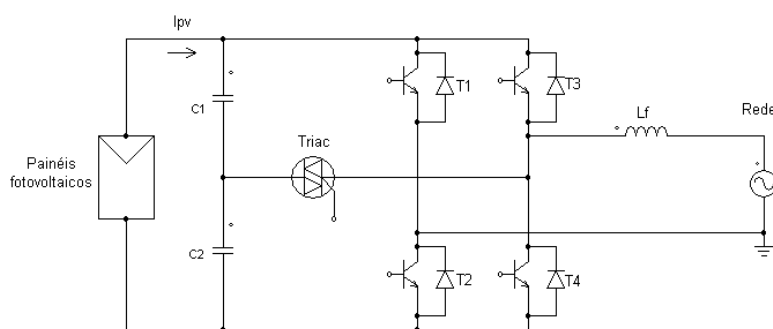


Figura 3.5. Inversor monofásico comutado em baixa frequência de alto factor de potência.

Os inversores VSI, como o mostrado na Figura 3.6, associados a técnicas de modulação de largura de pulso (*Pulse Width Modulation - PWM*), utilizando comutação em alta-frequência, são amplamente utilizados com um controlo baseado em PWM sinusoidal. Deste modo, com esta

topologia e com este método de controlo, torna-se relativamente simples a síntese de uma corrente com baixa distorção harmónica.

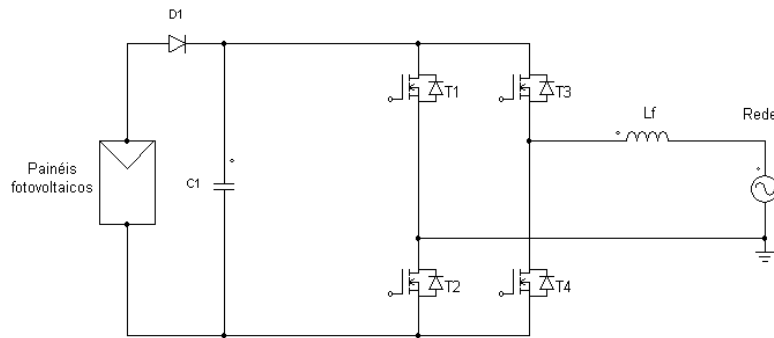


Figura 3.6. Inversor de tensão monofásico com um único andar de conversão.

O controlo do ponto de máxima potência é incorporado no inversor, otimizando a sua operação. Entretanto, o algoritmo de controlo torna-se relativamente mais complexo. Em geral, a frequência de comutação utilizada nesta topologia varia entre alguns kHz e dezenas de kHz.

A principal desvantagem da utilização directa de inversores VSI é a necessidade da associação de vários painéis fotovoltaicos em série a fim de manter a tensão no barramento CC maior que o pico da tensão da rede eléctrica, uma vez que a tensão de circuito aberto típica de um painel fotovoltaico comercial se situa entre 30 V e 50 V. Outra desvantagem da comutação em alta-frequência é o facto das perdas por comutação poderem passar a ser significativas.

A fim de diminuir estas perdas por comutação podem ser utilizadas técnicas de comutação suave. Na Figura 3.7 é mostrada uma topologia de inversor CSI com comutação suave, implementada pelo circuito ressonante intermédio, proposta em [34]. Pode notar-se um aumento significativo na complexidade do hardware utilizado.

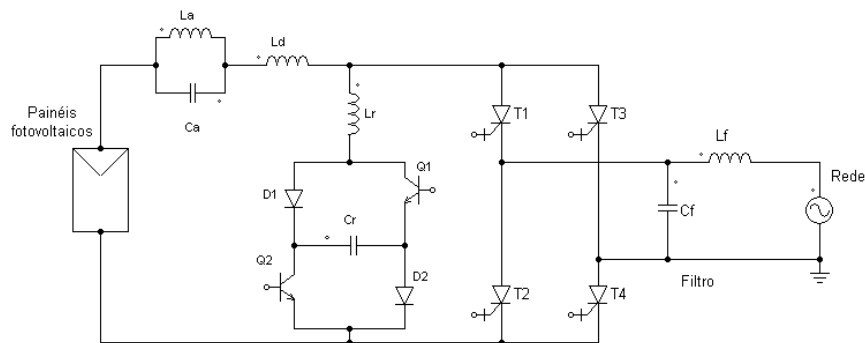


Figura 3.7. Inversor de corrente monofásico com comutação suave.

Como os painéis fotovoltaicos geram tensão e corrente CC nos seus terminais, torna-se interessante a aplicação de inversores multiníveis em tensão para os ligar à rede, utilizando-os como fontes de tensão independentes.

Na Figura 3.8 a) e na Figura 3.8 b) são mostradas duas topologias de inversores PWM multiníveis em tensão utilizadas em sistemas fotovoltaicos propostas em [35] e [36], respectivamente. Ambas as topologias operam em cinco níveis de tensão.

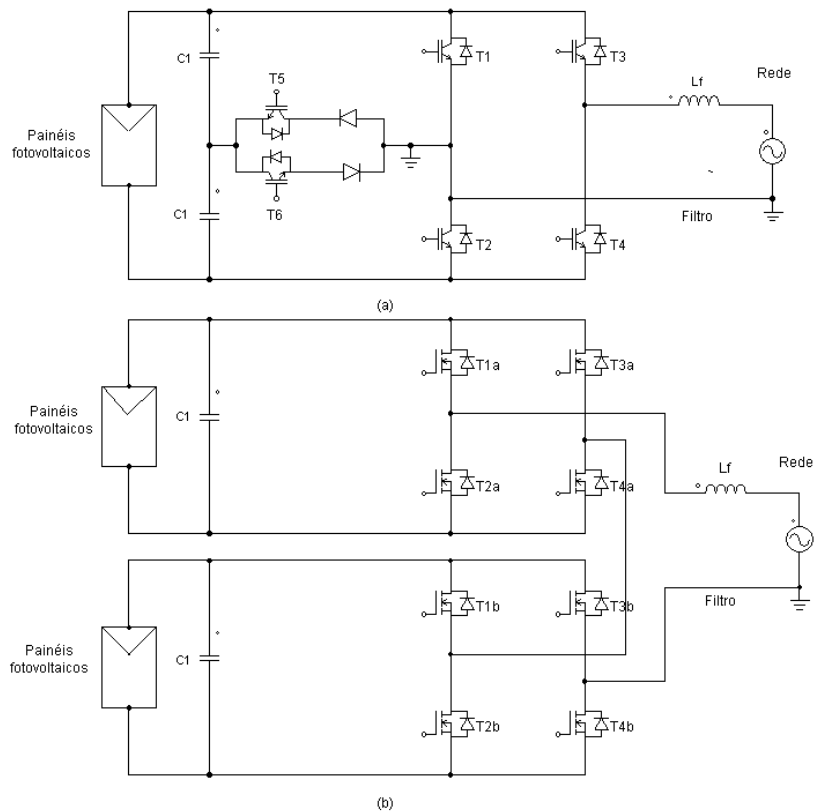


Figura 3.8. Inversores PWM multiníveis em tensão, com uma e duas pontes completas.

O primeiro apresenta a vantagem de ter apenas uma ponte completa mas exige uma tensão CC mais elevada enquanto o segundo funciona com tensões CC menores mas exige duas pontes em H e não fixa a tensão no ponto intermédio do inversor.

3.5 Topologias isoladas com um único andar de conversão

Nenhum dos inversores exibidos anteriormente apresenta isolamento galvânico entre os painéis fotovoltaicos e a rede eléctrica. A fim de realizar o isolamento entre a rede e os painéis, algumas topologias utilizam um transformador de baixa frequência, com núcleo de ferro-silício, na saída do inversor. Neste caso, a indutância de fugas do transformador pode ajudar na filtragem da corrente injectada na rede. Como exemplo, pode citar-se a topologia utilizada em [37], mostrada na Figura 3.9.

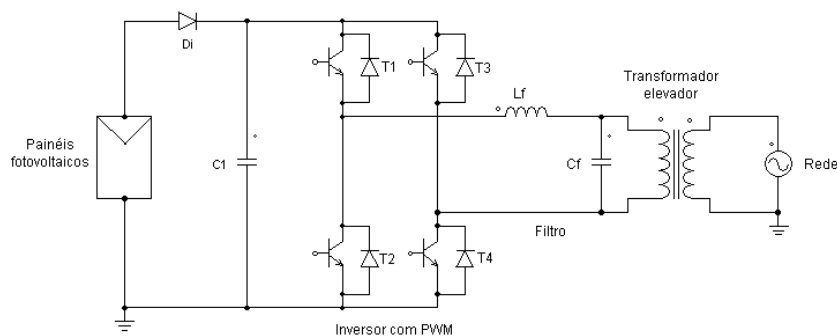


Figura 3.9. Inversor de tensão comutado em PWM e com isolamento.

Uma topologia multinível em tensão, patenteada por Thomas, [38], consiste em três inversores VSI monofásicos em ponte completa, com as saídas ligadas ao primário de um transformador, como mostra a Figura 3.10.

Os secundários dos transformadores são ligados em série e as relações de transformação são escolhidas como múltiplas umas das outras. Um inversor deste tipo, com N transformadores, é capaz de gerar $3N$ níveis de tensão na sua saída, sintetizando uma tensão quase sinusoidal, através da comutação em baixa frequência, minimizando as perdas por comutação, [32].

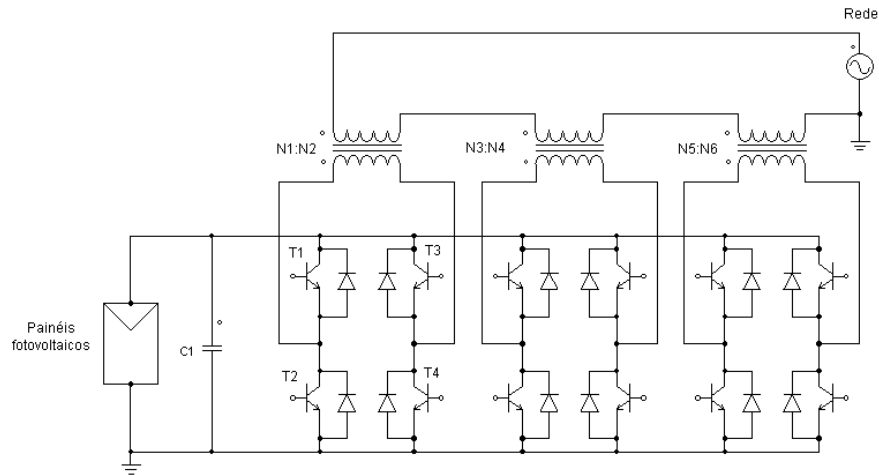


Figura 3.10. Inversor multinível em tensão, com pontes em H acopladas por transformador.

3.6 Topologias isoladas com múltiplos andares de conversão

Através do uso de conversores CC/CC isolados com transformadores de alta-frequência, com núcleo de ferrite, é possível reduzir o peso e o volume dos equipamentos. As desvantagens existentes no uso de conversores CC/CC isolados estão nas topologias ligeiramente mais complexas e na existência de perdas devido à comutação em alta-frequência. Estes sistemas fotovoltaicos, geralmente, são compostos por dois ou mais andares de processamento de energia em cascata.

Um sistema possível, como mostra a Figura 3.11, utiliza um conversor CC/CC *flyback*, em cascata com um inversor de tensão PWM; ambos os conversores são comutados a dezenas de kHz.

O conversor CC/CC é responsável pelo isolamento galvânico dos painéis e pela adequação do nível da tensão aplicada à entrada do inversor, que deve ser superior ao pico da tensão da rede elétrica. O inversor, junto com o filtro de saída, é responsável pela síntese de uma corrente com baixa distorção harmônica e alto factor de potência, quase unitário em praticamente todas as aplicações.

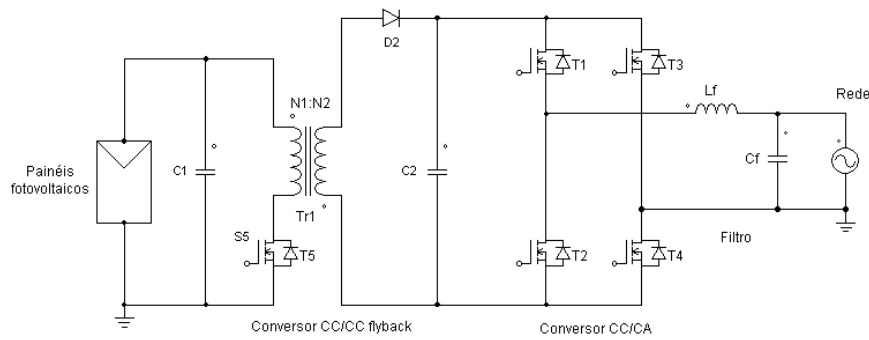


Figura 3.11. Sistema PV utilizando o conversor CC-CC *flyback* em cascata com inversor VSI.

O uso de conversores do tipo *flyback* é mais adequado a níveis de potência até cerca de 100 W, como o do caso anterior. Para potências maiores, podem ser utilizados outros conversores CC/CC como a ponte completa (p. ex., [39]) ou o *push-pull* (p.ex., [40]).

Na Figura 3.12 é mostrada uma aplicação utilizando o conversor em ponte completa. Neste sistema, o conversor CC/CC realiza a procura do ponto de máxima potência dos painéis e sintetiza uma corrente sinusoidal rectificada, operando numa frequência de comutação entre 10 kHz e 16 kHz. O inversor utilizado no andar de saída é composto por transístores e é comutado à frequência da rede, realizando a inversão de polaridade da corrente sintetizada no andar anterior, injectando uma corrente sinusoidal na rede eléctrica.

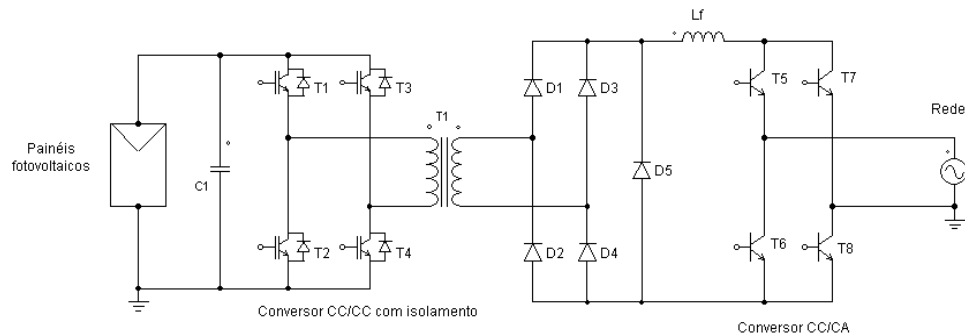


Figura 3.12. Sistema fotovoltaico com conversor CC/CC em ponte, em cascata com inversor CSI.

Na Figura 3.13 e na Figura 3.14 são mostrados dois sistemas que utilizam o conversor CC/CC *push-pull*. No primeiro, referido em detalhe em [40], a função de cada etapa é muito semelhante às etapas correspondentes do sistema da Figura 3.12. Já o sistema da figura 3.14 é composto por três andares: um conversor CC/CC *push-pull*, um conversor CC/CC abaixador e um inversor de corrente.

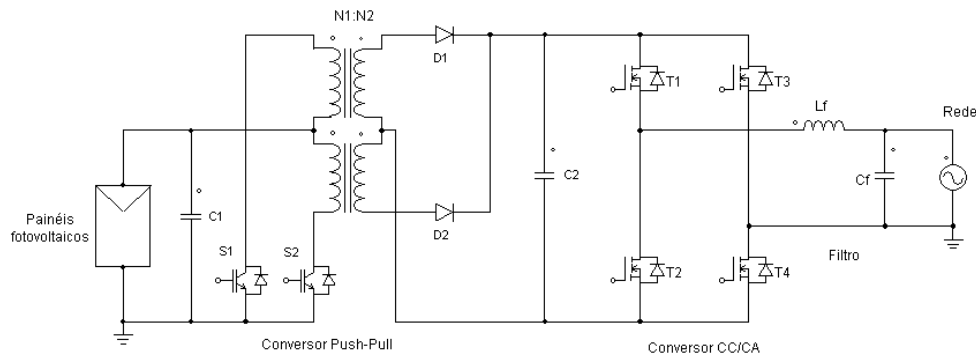


Figura 3.13. Sistema com conversor CC/CC *push-pull* em cascata com inversor VSI.

No sistema mais complexo da Figura 3.14, o primeiro andar é comutado a 20 kHz e proporciona o isolamento galvânico dos painéis, além de elevar a tensão para níveis convenientes aos próximos andares (cerca de 400 V para a rede de 230 V, 50 Hz). O segundo andar é responsável por sintetizar uma corrente sinusoidal rectificada, sendo também comutado a 20 kHz. Já o terceiro andar é um inversor, comutado à frequência da rede, e que tem a mesma função do inversor do sistema apresentado na Figura 3.12.

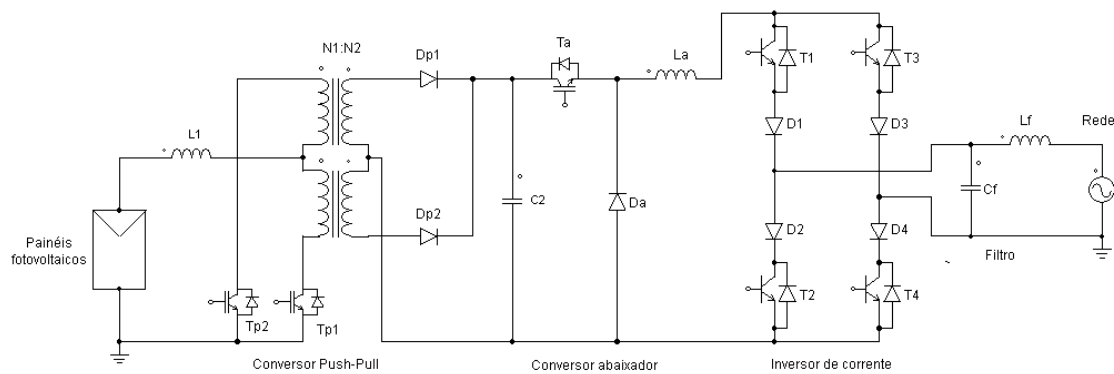


Figura 3.14. Sistema com três andares de conversão, com entrada e saída em fonte de corrente.

3.7 Topologias não isoladas com múltiplos andares de conversão

Com a finalidade de reduzir a complexidade e o custo do sistema de condicionamento de energia e de aumentar a eficiência energética, algumas topologias não utilizam isolamento galvânico entre os painéis e a rede eléctrica.

Um arranjo simples, porém eficiente, é composto por um conversor CC/CC elevador (ou *boost*) em cascata com um inversor VSI ([41], [42]), ambos comutados em alta-frequência, como pode ser visto na Figura 3.15.

O conversor *boost* é responsável pelo seguimento do ponto de máxima potência do painel fotovoltaico e pela elevação da tensão. O inversor de tensão tem a função de injectar uma corrente sinusoidal, com baixa distorção harmónica na rede eléctrica. No sistema proposto em [42] o inversor VSI pode operar também como filtro activo, compensando as características reactivas e harmónicas de cargas vizinhas.

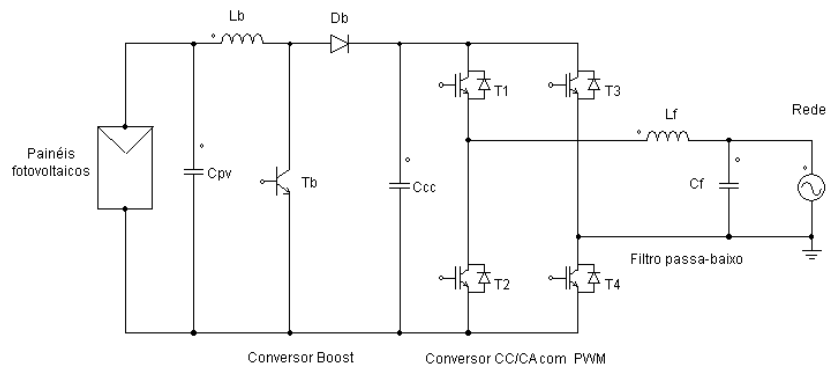


Figura 3.15. Sistema PV utilizando o conversor *boost* em cascata com um inversor VSI.

Dois sistemas fotovoltaicos interessantes, utilizando o conversor *CC-CC buck-boost* em cascata com um inversor VSI, são apresentados em [43] e em [44] e mostrados na Figura 3.16 a) e b). O princípio de operação destes dois sistemas é semelhante. Em a), o primeiro andar é comutado em alta-frequência, operando no modo de condução descontínua, sendo responsável pela síntese de uma tensão que acompanha o módulo de uma sinusóide, a da rede eléctrica. Já o segundo andar, a funcionar em baixa frequência, realiza a inversão de polaridade da tensão e a sua filtragem, injectando na rede uma corrente praticamente sinusoidal. Em b), o andar *buck-boost* é responsável por gerar uma corrente sinusoidal rectificada na bobina L_f , que o inversor injecta na rede eléctrica.

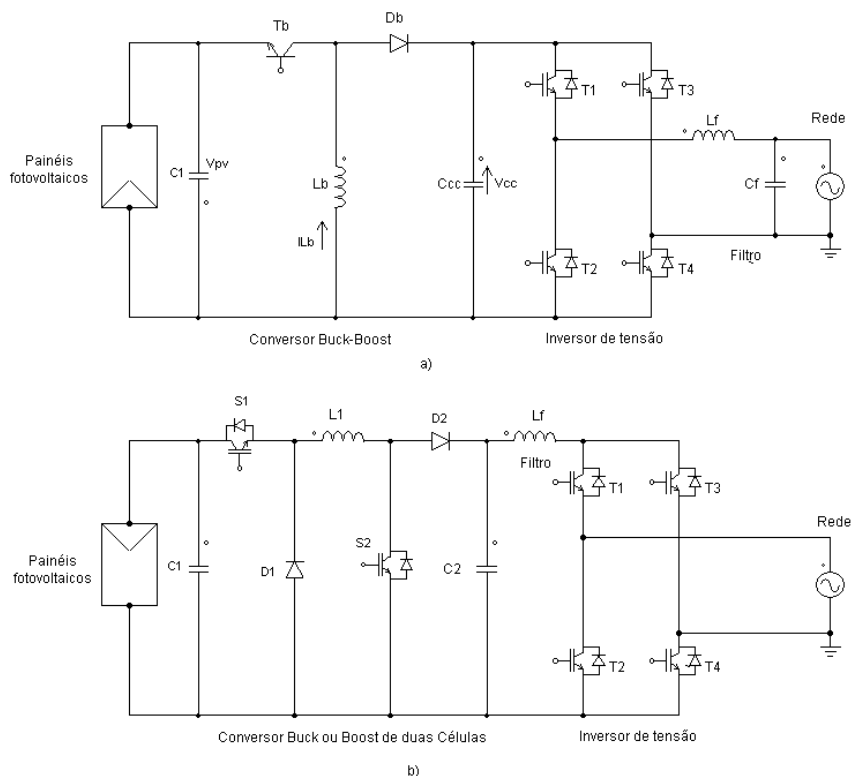


Figura 3.16. Sistemas fotovoltaicos utilizando o conversor *buck-boost* em cascata com um inversor.

Um sistema fotovoltaico baseado em conversores multiníveis em corrente (MNC) é apresentado em [45] e mostrado na Figura 3.17. Este sistema utiliza um conversor *boost* com duas

células multiníveis em corrente ligado em cascata a um inversor de corrente a tiristores, tomando a designação de inversor *boost* MNC de cinco níveis.

O primeiro andar opera em PWM sinusoidal, a uma frequência de 3 kHz, utilizando como referência uma senoide rectificada e sintetizando uma corrente em três níveis, cuja portadora é de 6 kHz. O segundo andar é comutado à frequência da rede e tem a função de inverter a polaridade de um dos ciclos da corrente sintetizada pelo primeiro andar, a fim de injectar na rede. Após a filtragem é possível injectar uma corrente praticamente sinusoidal na rede, com baixa distorção harmónica e alto factor de potência.

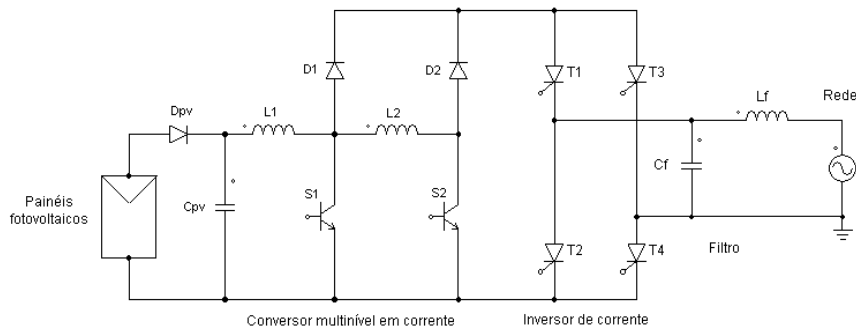


Figura 3.17. Sistema fotovoltaico utilizando o inversor *boost* MNC de cinco níveis.

Com a utilização de conversores multiníveis em corrente, é possível realizar uma divisão equitativa da corrente total do conversor entre os interruptores de potência, o que permite o uso de componentes com menor corrente nominal, reduz as perdas por condução e o *stress* sobre os componentes, fazendo com que esta topologia seja apropriada a aplicações de maior potência. Devido à estratégia de comutação utilizada, os interruptores do inversor são comutados a uma frequência igual a metade da frequência de saída do conversor, reduzindo as perdas por comutação.

O inversor de corrente possui perdas por comutação desprezáveis pois, sendo comutado à frequência da rede, a sua comutação ocorre em valores próximos de zero da tensão e da corrente. A característica fortemente indutiva do inversor CSI faz com que o sistema possua uma protecção natural contra curto-circuito e o uso de tiristores na ponte inversora torna o sistema extremamente robusto.

3.8 Topologias não isoladas específicas

Um dos aspectos mais importantes no que respeita a topologias para inversores sem transformador é que a saída do inversor monofásico estará ligada à terra do sistema no lado CA. Isto é devido ao facto de que o condutor de neutro estará ligado à terra em algum ponto, para igualização de potencial, em todas as redes TN e TT. Adicionalmente à ligação à terra no lado CA uma ligação à terra no lado CC também poderá também ter que ocorrer, dependendo das normas aplicáveis.

Uma possibilidade é ligar à terra o terminal positivo ou o terminal negativo. A outra possibilidade que deve ser tomada em consideração é que um gerador fotovoltaico sem ligação à terra forma com esta uma capacidade parasita. Esta capacidade pode atingir valores consideráveis devido à área dos painéis, à ligação à terra das molduras (terra do equipamento) e à água ou camadas de sujidade no topo dos painéis. Assim, mesmo um gerador fotovoltaico não ligado à

terra apresenta uma determinada ligação parasita à terra, que pode ser parte de um circuito onde circulam correntes não desejadas de alta-frequência.

O isolamento galvânico não é obrigatório na rede de baixa tensão na Alemanha; portanto, as soluções fotovoltaicas sem transformador são as mais comuns. Em Espanha e em Inglaterra há uma obrigatoriedade de haver isolamento, enquanto em Itália apenas é necessário para níveis de potência acima de 20 kW. Nos EUA, o isolamento é comum, não por ser especificamente obrigatório mas como uma consequência da necessidade de ligar à terra um dos terminais de saída dos painéis, o que deixa poucas alternativas para soluções de ligação à rede sem transformador, [46].

No caso do transformador ser omitido, a eficiência global do sistema fotovoltaico pode ser aumentada em cerca de 1%-2%. A conclusão retirada é que inversores sem transformador apresentam rendimentos superiores e menor peso e volume em relação aos que apresentam isolamento galvânico ([30], [46]).

As topologias com inversor monofásico em meia ponte (Figura 3.18) ou inversor monofásico multinível (Figura 3.19) podem ter o ponto médio do barramento CC ligado à terra, eliminando ou reduzindo as correntes pelas capacidades parasitas. A desvantagem do inversor monofásico em meia ponte e do inversor multinível NPC é que, para uma ligação monofásica, necessitam de cerca de 700 V no barramento CC.

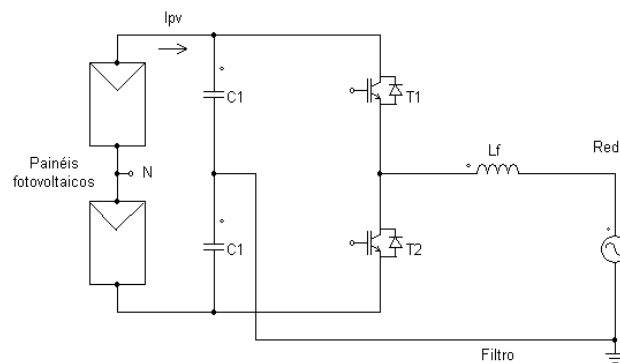


Figura 3.18. Inversor em meia ponte monofásico.

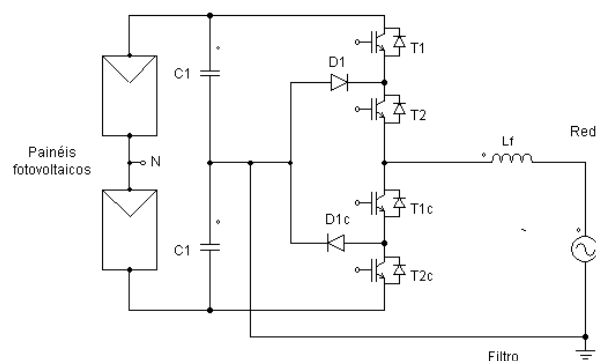


Figura 3.19. Inversor monofásico multinível NPC.

Outra solução é desligar os painéis fotovoltaicos da rede, no caso de inversores em ponte completa, quando o vector de tensão nula está aplicado à carga/rede. Este desligar pode ser feito quer no lado CC do inversor (como a topologia referida em [47] e a topologia H5, patenteada por Greizer, Bremicker e Hübler, [48]) quer no lado CA (com a topologia HERIC, patenteada por

Schmidt, Siedle e Ketterer, [49]). Assim, no sentido de minimizar as correntes de fugas para a terra através da capacidade parasita dos painéis fotovoltaicos, diferentes técnicas podem ser usadas, sendo as principais as seguintes: a topologia HERIC (*Highly Efficient and Reliable Inverter Concept*), a topologia H5 e a Karschny.

3.8.1 Topologia HERIC

Esta topologia, esquematizada na Figura 3.20, combina as vantagens da tensão de saída de três níveis da modulação unipolar com uma reduzida tensão de modo comum, como no caso da modulação bipolar na ponte. Assim, o rendimento do inversor é aumentado sem comprometer o comportamento de modo comum do sistema global.

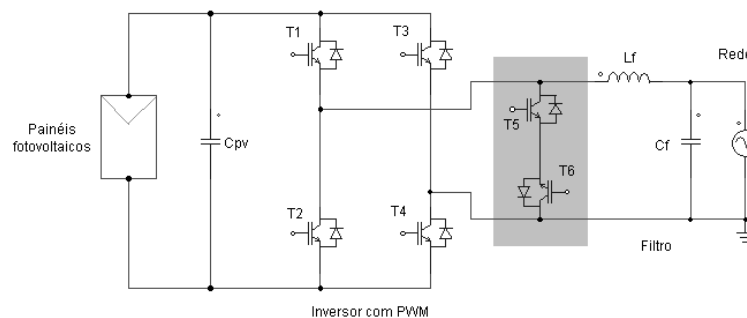


Figura 3.20. Topologia HERIC.

A tensão nula é obtida por um interruptor bidireccional, como mostrado na figura. O interruptor bidireccional é constituído por dois IGBTs ou MOSFETs e dois díodos (T5 e T6). Durante o semi-ciclo positivo da tensão da rede, T6 é colocado em condução e é usado durante os intervalos de roda livre de T1 e T4. Por outro lado, durante o semi-ciclo negativo, T5 é colocado em condução e utilizado durante os intervalos de roda livre dos interruptores T2 e T3, [49]. Assim, utilizando T5 e T6 como mostrado na Figura 3.20, a tensão nula é obtida curto-circuitando a saída do inversor, intervalo durante o qual os painéis estão separados da rede devido a T1-T4 ou T2-T3 estarem desligados.

Esta topologia é utilizada, por exemplo, pela empresa Sunways numa sua gama de inversores para soluções fotovoltaicas.

3.8.2 Topologia H5

Esta topologia consiste fundamentalmente numa ponte completa em H, com os interruptores superiores a comutar à frequência da rede e os inferiores a comutar a frequência elevada, [48], como representado na Figura 3.21.

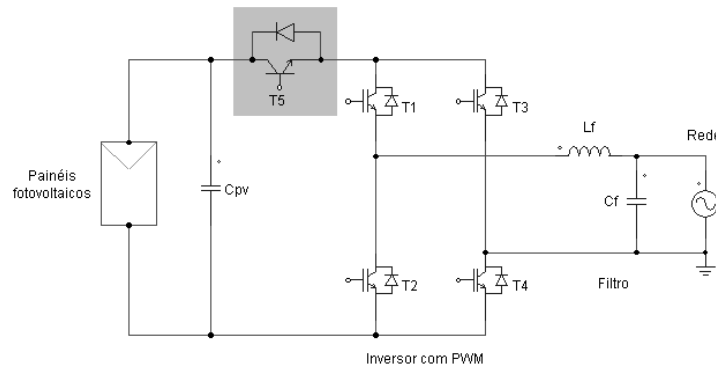


Figura 3.21. Topologia H5.

Esta estratégia é semelhante a outras já analisadas, partilhando vantagens e inconvenientes. A principal diferença é a adição de um interruptor adicional, T5, a funcionar nas duas arcadas de tensão, ambas a frequência elevada, com a moduladora da parte inferior da ponte. A sua principal função é desacoplar electricamente os painéis fotovoltaicos da rede eléctrica, evitando o surgimento de componentes de alta-frequência nos mesmos. As desvantagens da topologia são as maiores perdas em condução devido à presença de três interruptores em série no trânsito de potência activa e uma limitada operação com trânsito de potência reactiva, apenas possível com alterações na estratégia de comutação e implicando maiores perdas.

A topologia é empregue pelo fabricante SMA em diversas gamas de produtos.

3.8.3 Topologia Karschny

A topologia fundamental, patenteada por Karschny, [50], e esquematizada na Figura 3.22, permite uma ligação directa entre o neutro da saída e o terminal negativo dos painéis fotovoltaicos, eliminando quaisquer oscilações de tensão e, adicionalmente, permitindo a operação com painéis especiais de filme fino. A estrutura básica consiste num circuito capaz de funcionar como conversor abaixador e como elevador, com o auxílio de interruptores adicionais que definem a polaridade da saída.

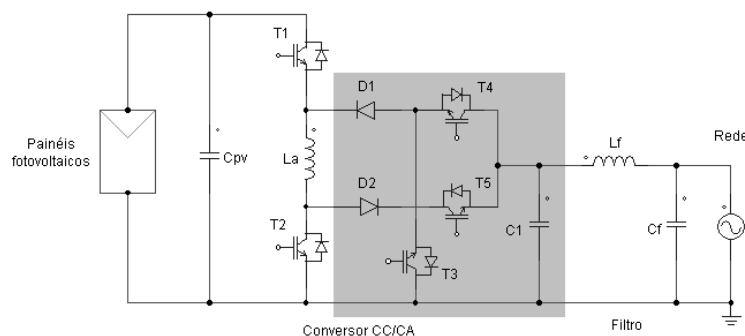


Figura 3.22. Topologia Karschny.

A arcada positiva da corrente é gerada com o conversor a funcionar nos modos abaixador ou elevador; quando a tensão de entrada é superior à tensão da rede o inversor opera no modo abaixador. Neste modo, T1 é modulado sinusoidalmente, T2 e T4 estão sempre em aberto, T3 e T5 estão em curto-circuito e D1 funciona com diodo de roda livre. Por outro lado, quando a tensão de entrada é inferior à tensão da rede, T1 e T2 são modulados sinusoidalmente, T3 e T5 estão permanentemente fechados e T4 aberto, D1 é o diodo de roda livre. A arcada negativa da

corrente é obtida com o inversor a funcionar no modo abaixador-elevador: T1 é modulado sinusoidalmente, T2 e T4 estão permanentemente fechados e T3 e T5 em circuito aberto, funcionando D1 como diodo de roda livre.

A quantidade elevada de semicondutores na malha de corrente e a necessidade de armazenar toda a energia na bobina implicam maiores perdas, maiores custos de construção e maior volume. A principal desvantagem da topologia é os requisitos de projecto da bobina L_a , que serve como elemento armazenador de energia. Os elementos magnéticos aumentam o tamanho e o custo do conversor e reduzem o rendimento global. A vantagem da topologia é que o terminal negativo dos painéis fotovoltaicos está sempre ligado ao neutro da rede fixando o potencial dos painéis.

Os inversores da série Sitop Solar Master, da Siemens, empregam esta topologia de inversor.

3.9 Conclusão

Neste capítulo analisaram-se as diferenças entre inversores comutados pela rede e auto-comutados, estes últimos importantes para sistemas isolados; também se caracterizaram as diferenças entre inversores com e sem transformador de isolamento.

Foi feita uma análise sumária bem com uma breve caracterização das topologias de conversores para sistemas fotovoltaicos de baixa potência; topologias não isoladas com único andar inversor; topologias isoladas com único andar inversor; topologias isoladas com múltiplos andares de conversão e topologias não isoladas com múltiplos andares de conversão, chegando-se à conclusão de que os inversores com topologia mais simples, sem isolamento e com um único andar de conversão, produzem menos perdas. No entanto, são menos eficientes na qualidade da forma de onda de tensão e na protecção em corrente dos sistemas.

Abordou-se, também, o aspecto específico das correntes capacitivas de alta-frequência que podem causar diversas perturbações, bem como colocar questões de segurança, tendo sido descritas em detalhe algumas topologias que minimizam estes problemas.

Capítulo 4

Eficiência de sistemas fotovoltaicos

Neste capítulo irão ser apresentadas algumas características importantes dos subsistemas que constituem o sistema fotovoltaico relacionadas com os aspectos da eficiência global do mesmo como o rendimento, eficiência do seguimento do ponto MPP, eficiência estática, eficiência de conversão, bem assim com o rendimento Euro, importante para a classificação e comparação dos sistemas fotovoltaicos.

A maior eficiência atingida até hoje em inversores fotovoltaicos é de 98,5%, tendo sido alcançada pelo Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems em testes, usando MOSFETs de carboneto de silício. Foi reduzida a dissipação de potência dos inversores convencionais entre 30% a 50%, quando comparado com os resultados obtidos em sistemas tradicionais, baseados em transístores de silício. Esta tecnologia tem sido explorada com sucesso tendo-se obtido os mais altos rendimentos na zona de baixas potências, como demonstrado em [51], [52] e [53], ou [54].

4.1 Dimensionamento dos inversores

Raramente um sistema fotovoltaico entrega a sua potência nominal máxima. Em certos dias o céu pode apresentar-se nublado, fazendo com que a irradiância seja inferior a 1000 W/m^2 durante largos intervalos de tempo. Além disso, e em diferente circunstâncias, a temperatura das células pode encontrar-se mais alta do que $25 \text{ }^\circ\text{C}$. Dessa forma, como as condições de operação dificilmente se assemelham às condições STC (*Standard Test Conditions*), a potência fornecida pelo sistema é geralmente inferior à sua capacidade nominal.

O dimensionamento do sistema deve ser feito de tal modo que o inversor não seja nem pouco utilizado nem sobrecarregado. O subdimensionamento foi identificado no início dos anos 90 como uma possibilidade de redução dos custos do kWh gerado, [55]. Assim, pode ser utilizado um inversor com menor capacidade para o mesmo gerador fotovoltaico sem ter um impacto significativo na quantidade de energia introduzida na rede e na qualidade do sistema. A energia gerada tende, pois, a ser mais barata.

4.1.1 Factor de dimensionamento de inversores

O factor de dimensionamento de inversores (FDI) representa a relação entre a potência nominal do inversor e a potência nominal máxima dos painéis fotovoltaicos. Assim, um FDI de 0,7 indica que a capacidade do inversor é 70% da potência máxima dos painéis fotovoltaicos.

Um estudo realizado por Macêdo, [55], avaliou qual o FDI que seria mais adequado para diferentes localizações no Brasil. Constatou-se que a diferença em termos de produtividade anual para um FDI superior a 0,55 num mesmo inversor é pequena, geralmente inferior a 50 kWh numa base de referência de 1200 kWh. A diferença é maior quando determinada para um mesmo FDI mas com diferentes modelos de inversor, obtendo-se valores até 100 kWh num ano. Então, concluiu-se que, para o caso da produtividade anual, a escolha do equipamento pode influenciar mais do que a escolha da relação FDI propriamente dita.

Observando-se o comportamento de um único inversor percebeu-se, no referido trabalho, que a produtividade cai de forma mais acentuada para valores de FDI inferiores a 0,6 em função do processo de limitação de potência. Este processo de limitação de potência ocorre quando o conjunto dos painéis fotovoltaicos disponibiliza uma potência maior do que a capacidade do inversor. Como consequência, a potência de saída é limitada ao valor da potência nominal do equipamento. Independentemente da localização geográfica do sistema fotovoltaico notou-se que as perdas por limitação do inversor são inferiores a 10% para FDI de 0,5 e inferiores a 3% para FDI de 0,6. Isso revela que o subdimensionamento pode ser uma prática interessante para os sistemas fotovoltaicos, [55].

No entanto, para usufruir desta eventual vantagem de sobredimensionar o conjunto dos painéis fotovoltaicos em relação ao inversor, torna-se necessário a satisfação de algumas condições. Nomeadamente, é necessário que haja dados precisos de irradiação solar para efectuar precisões com rigor, que seja bem conhecida a característica da eficiência do inversor em função da potência fornecida e que o inversor esteja preparado para as consequências resultantes do seu subdimensionamento: limitação rápida da potência, sem interrupção ou dano de qualquer subsistema e limitação da potência ao valor máximo permitido de modo continuado, sem ultrapassagem da temperatura máxima de funcionamento, [55].

4.2 Parâmetros de eficiência de sistemas fotovoltaicos

Há diversos parâmetros que podem ser utilizados para caracterizar e determinar a eficiência global de um sistema fotovoltaico. Destes, são de referir a eficiência na conversão CC/CA (e CC/CC, se existir), e a eficiência do seguimento do ponto MPP. Adicionalmente, a eficiência Euro permite classificar e comparar sistemas fotovoltaicos em diferentes condições ambientais.

4.2.1 Eficiência da conversão CC/CA

A eficiência da conversão CC/CA caracteriza as perdas originadas pela conversão da corrente CC em CA. Nos inversores, estas perdas compreendem as perdas ocasionadas pelo transformador (nos que possuem transformador) e pelos interruptores electrónicos de potência. Esta eficiência pode ser representada pela expressão (4.1):

$$\eta_{Con} = \frac{P_{CA}}{P_{CC}} \quad (4.1)$$

onde P_{CA} é a potência activa entregue à rede (componente fundamental) e P_{CC} a potência de entrada no barramento CC do inversor.

4.2.2 Eficiência do seguimento

Os primeiros inversores solares possuíam um método de controlo de ponto fixo (o ponto de funcionamento do painel solar estava definido para um nível de tensão particular). Qualquer ajuste em função das variações das condições meteorológicas era apenas possível numa faixa de valores muito estreita.

Os últimos modelos de conversores electrónicos para sistemas fotovoltaicos ligados à rede garantem uma adaptação óptima à curva característica do painel fotovoltaico (curva I-V). Durante o dia, os parâmetros de funcionamento do painel fotovoltaico variam constantemente pois a irradiância e a temperatura alteram o ponto MPP do painel fotovoltaico. Sempre no intuito de transformar a máxima potência solar num sinal CA, o conversor tem de fixar e seguir automaticamente o ponto de funcionamento óptimo (seguimento MPP).

A qualidade da capacidade de ajuste do conversor electrónico ao ponto de funcionamento óptimo é descrita pela eficiência de seguimento:

$$\eta_{Tr} = \frac{P_{CC}}{P_{PV}} \quad (4.2)$$

onde P_{CC} é a potência activa de entrada do barramento CC e P_{PV} é a potência máxima instantânea disponível no painel fotovoltaico.

Na determinação da eficiência Tr podem englobar-se as perdas por transporte nos cabos CC. De acordo com as topologias, a potência do barramento CC poderá ser a potência de entrada de um conversor CC/CC, num sistema com dois andares de conversão, ou a potência de entrada do inversor, nos sistemas com um único andar de conversão. Neste último caso, a flutuação do ponto de funcionamento causado pelo acoplamento indesejado da frequência da tensão de rede no lado CC, deve ser tão pequena quanto possível. Estes efeitos manifestam-se com maior relevo nos inversores sem transformador.

4.2.3 Eficiência estática

A eficiência estática do sistema fotovoltaico é obtida pelo produto entre as eficiências de conversão e de seguimento:

$$\eta_{Inv} = \eta_{Con} \cdot \eta_{Tr} \quad (4.3)$$

Esta eficiência estática pode ser determinada para vários regimes de carga. A eficiência nominal, definida pelas fichas técnicas dos fabricantes, é obtida durante o funcionamento no intervalo nominal do inversor (V_n e I_n). Para além disso, também é referido com frequência a eficiência máxima, que normalmente se encontra no intervalo entre 50 e 80 % da potência nominal. O cenário nominal, assim como a eficiência máxima, conseguem-se apenas para determinadas condições de irradiância e de temperatura. As variações da irradiância são responsáveis pelo funcionamento frequente do inversor no intervalo de carga parcial. A relação entre a eficiência do inversor, a tensão do painel fotovoltaico e o regime de carga tem uma influência decisiva na produção anual de energia eléctrica.

4.2.4 Eficiência Euro

No intuito de permitir e facilitar a comparação entre diferentes inversores/conversores com base na sua eficiência, foi criada a eficiência Euro, η_{Euro} . Trata-se de uma eficiência dinâmica calculada para o clima europeu. Naturalmente, no norte da Europa as irradiações solares mais intensas ocorrem com menos frequência que no sul. Por exemplo, na Alemanha verifica-se que as irradiações acima de 800 W/m^2 ocorrem raramente pelo que, para esta latitude, os inversores funcionam frequentemente num regime parcial.

De forma a tomar em consideração diferentes cenários de carga, a eficiência Euro é calculada através de uma média pesada das eficiências estáticas, definidas para seis diferentes regimes de carga (carga nominal e cinco cargas parciais diferentes):

$$\eta_{Euro} = 0,03\eta_{5\%} + 0,06\eta_{10\%} + 0,13\eta_{20\%} + 0,1\eta_{30\%} + 0,48\eta_{50\%} + 0,2\eta_{100\%} \quad (4.4)$$

Como se pode verificar na equação (4.4) o valor $\eta_{100\%}$ corresponde à eficiência na situação nominal de irradiação. A potência do gerador fotovoltaico corresponde, então, à potência nominal do inversor ($P_{PV} = P_n$). Em média, assume-se que o inversor está sujeito a 100% da carga nominal durante 20% do tempo de operação ao longo de um ano ($0,2 \times \eta_{100\%}$). De modo semelhante, o valor $\eta_{50\%}$ dá a eficiência do inversor para uma potência de saída do painel fotovoltaico de 50% da potência nominal do inversor ($P_{PV} = 0,5 \times P_n$). Assume-se, pois, no cálculo da eficiência Euro que o inversor está sujeito a uma carga de 50 % da carga nominal durante 48% do tempo de operação ao longo de um ano ($0,48 \times \eta_{50\%}$). As restantes quatro condições de carga obtêm-se de modo similar.

O valor da eficiência Euro permite a comparação entre diferentes inversores. Apesar dos diferentes pesos, a eficiência Euro é aproximadamente equivalente à eficiência máxima do inversor.

Não se justificam extensas comparações entre as curvas de eficiência dos inversores. Dependendo da classe de potência, nível de tensão CC e arquitectura do circuito de potência, a eficiência Euro varia entre 86% a 95%.

A eficiência Euro é calculada normalmente apenas para a tensão nominal, enquanto que o intervalo de funcionamento dos painéis solares no ponto MPP cobre uma gama razoável de tensões. Na norma IEC 61683 são especificadas três tensões para o cálculo da eficiência: a tensão mínima de entrada, a tensão nominal e 90% da tensão máxima de entrada. No entanto, não há um método normalizado para o cálculo da média pesada da eficiência Euro para diferentes tensões, o que dificulta a obtenção de uma melhor estimativa da real eficiência de um sistema fotovoltaico e o estabelecimento de análises comparativas entre diferentes sistemas.

4.3 Métodos para aumentar a eficiência dos conversores

Com objectivo de aumentar a densidade de potência dos conversores electrónicos, eleva-se o valor da frequência de comutação para reduzir o volume dos elementos reactivos. No entanto, com o aumento da frequência, aumentam-se as perdas de potência nos semicondutores, principalmente na comutação, tornando necessário o aumento do volume dos dissipadores de calor. Este facto reduz a possibilidade de compactação dos conversores, pois reduz-se no volume dos elementos reactivos mas, em contrapartida, aumenta-se o volume dos dissipadores. Torna-se necessário, então, reduzir os esforços de tensão e/ou de corrente nos componentes dos

conversores para que se possam reduzir as perdas. Neste sentido, são apresentadas na literatura as técnicas da associação de interruptores ou de conversores.

Para reduzir estas perdas na comutação dos semicondutores, foram introduzidas diferentes técnicas ressonantes de ajuda à comutação, tornando as comutações dos interruptores não dissipativas. Estas técnicas são conhecidas como técnica de comutação sob tensão nula ZVS (*Zero-Voltage Switching*) e técnica de comutação sob corrente nula ZCS (*Zero-Current Switching*), [56].

As técnicas de comutação não dissipativas minimizam as perdas em comutação, possibilitando o aumento da frequência de operação dos semicondutores. No entanto, as perdas em condução permanecem. Neste sentido, apresenta-se como solução técnica a associação em paralelo, tanto de dispositivos semicondutores como de conversores estáticos. Com estas técnicas, consegue-se também gerar outras novas topologias conhecidas como inversores multiníveis em corrente. Para elevadas tensões apresentam-se técnicas de associação de interruptores em série ou associação de conversores em série. Com isto consegue-se obter novas topologias conhecidas na literatura como conversores estáticos multiníveis em tensão.

Estas topologias solucionam as limitações tecnológicas dos semicondutores em relação aos esforços de tensão ou de corrente, permitindo manter as perdas globais em níveis aceitáveis.

4.4 Performance Ratio

A Performance Ratio é uma das unidades de medida mais importantes para a avaliação da eficiência de um sistema fotovoltaico. Mais concretamente, a Performance Ratio designa a relação entre a possível produção de energia real e teórica. Esta relação é amplamente independente do alinhamento de um sistema fotovoltaico e da radiação solar no mesmo. Desta forma, pode-se com a ajuda da Performance Ratio comparar sistemas fotovoltaicos ligados em rede em locais diferentes do globo terrestre.

A Performance Ratio é uma medida, independente da localização, para a qualidade de um sistema fotovoltaico e é por isso frequentemente designada como factor de qualidade. A Performance Ratio (PR) é fornecida em percentagem e designa a relação entre o rendimento real e o rendimento esperado do sistema fotovoltaico. Assim, é-lhe fornecida qual a proporção de energia disponível após dedução das perdas de energia (p. ex. através de perdas térmicas, por conversão e perdas em linha) e do consumo interno para o funcionamento real incluindo fontes de alimentação.

Naturalmente, quanto mais próximo de 100% estiver o valor da PR estipulado para um sistema fotovoltaico, mais eficaz é este sistema fotovoltaico. Em geral, sistemas fotovoltaicos eficientes atingem, contudo, uma Performance Ratio de até 80%, [57].

A Performance Ratio informa acerca da eficácia energética e da fiabilidade de um sistema fotovoltaico comparando assim o rendimento de um sistema fotovoltaico com o rendimento de outros sistemas fotovoltaicos ou o estado do sistema fotovoltaico monitorizado durante um longo período de tempo.

A avaliação regular da Performance Ratio em intervalos de tempo fixos não se destina a uma comparação absoluta, mas ao controlo da progressão do rendimento fotovoltaico. Se, durante a colocação em serviço de um sistema fotovoltaico, e partindo do princípio de que este funciona correctamente nesse momento, a partir de um valor de saída de 100% para a Performance Ratio é possível detectar desvios através da determinação dos novos valores de PR e tomar contra-

medidas atempadamente. Os desvios do valor PR na forma de valores abaixo do intervalo normal indicam também antecipadamente uma possível falha do sistema fotovoltaico.

4.4.1 Cálculo da Performance Ratio

Para se poder calcular a Performance Ratio num sistema fotovoltaico são necessárias diferentes unidades de medida. Em primeiro lugar, estão os valores da irradiação solar para a localização do sistema fotovoltaico. Pode-se obter estes valores com um aparelho de medição, que mede a quantidade de energia irradiada para o sistema fotovoltaico. Adicionalmente, são necessárias as dimensões da superfície do painel do sistema fotovoltaico e do grau de rendimento do painel fotovoltaico. O grau de rendimento do painel é fornecido na folha de dados do painel fotovoltaico.

Ao utilizar, para o sistema fotovoltaico, um aparelho de medição que mede a irradiação solar directa, o painel fotovoltaico e o aparelho de medição têm de estar alinhados, para que se possa calcular o valor PR correcto. Tem de se ter o cuidado de que o painel fotovoltaico e o aparelho de medição estão expostos à mesma porção de irradiação solar e às mesmas temperaturas.

O período de análise ideal para o cálculo da Performance Ratio é de um ano; pode, contudo, seleccionar-se intervalos de tempo mais pequenos. No mínimo, deve utilizar-se um período de observação de um mês, para se garantir de que as condições ambientais como a baixa altura do sol, temperaturas baixas e existência de sombras sobre o painel fotovoltaico e/ou sobre o aparelho de medição não influenciam o cálculo, [57].

Quando se pretende calcular manualmente a Performance Ratio, pode utilizar-se a seguinte expressão simplificada:

$$PR = \frac{\eta_{\text{Real}}}{\eta_N} \quad (4.5)$$

sendo η_{Real} o rendimento/produção real do sistema indicado em kWh num ano e η_N o rendimento/produção nominal do sistema, calculado em kWh num ano.

O rendimento real do sistema, em kWh, é observado ao fim de um ano, por exemplo, a partir do contador de energia.

O rendimento nominal do sistema calculado num ano compõe-se da seguinte expressão:

$$\eta_N = I_{\text{Anual}} \cdot \eta_{PV} \quad (4.6)$$

sendo I_{Anual} a irradiação de um ano na superfície dos painéis do sistema fotovoltaico e η_{PV} o rendimento dos painéis do sistema fotovoltaico.

O valor de irradiação solar, medido pelo aparelho de medição, é obtido ao nível dos painéis e idealmente durante um ano completo. Para determinar correctamente este valor de irradiação, ele deve ser calculado a partir dos valores registados pelo aparelho de medição obtendo-se o valor médio da irradiação solar para o período em análise. Assim, determinado valor de irradiação solar por m^2 é, então, extrapolado para a totalidade da superfície dos painéis do sistema fotovoltaico. O valor de rendimento dos painéis encontra-se na folha de dados do painel fotovoltaico, [57].

Exemplo: Cálculo da Performance Ratio para um período de análise de um ano. É necessário o seguinte informações para o cálculo manual:

- Duração do período em análise
- Superfície do gerador do sistema fotovoltaico

- Grau de rendimento do painel fotovoltaico
- Rendimento real do sistema indicado (medido)
- Rendimento nominal do sistema (calculado)
- Radiação solar medida no período em análise

Para determinar o valor total para a irradiação solar no período em análise, tem de se calcular o valor médio diário para a radiação solar correspondente. Para tal, procede-se da seguinte forma. O aparelho de medida regista, dependendo das configurações definidas pelo utilizador, os valores médios diários para a irradiação solar no sistema fotovoltaico com intervalos de 5 minutos, 10 minutos, ou 15 minutos. São registados os valores médios diários de cada mês juntamente com outros valores médios do sistema fotovoltaico. Calcula-se, assim, o valor da irradiação na superfície dos painéis do sistema fotovoltaico. Assim, obtém-se o rendimento nominal do sistema para o período em análise, que se junta ao rendimento real para o cálculo da Performance Ratio.

Também se pode fazer o cálculo automático da Performance Ratio, transferindo os dados correspondentes do sistema fotovoltaico para equipamentos apropriados para o efeito, como exemplificado em [57].

4.4.2 Factores que influenciam a PR

A eficiência de um painel solar depende, entre outros factores, da temperatura. Em caso de temperatura reduzida, um painel fotovoltaico é particularmente potente. Por outro lado, de manhã, ao anoitecer e em especial no Inverno, quando o sol é fraco, o valor da irradiação solar é mais baixo aproximando-se, por vezes, a potência fornecida pelos painéis do valor das perdas no sistema.

A Performance Ratio é uma unidade de definição clara, que pode pressupor, através da influência de determinados factores, valores até mesmo superiores a 100%. A razão para isso é a utilização de características de potência para o cálculo da Performance Ratio do painel fotovoltaico que foram avaliadas sob condições de teste padrão (irradiância de 1000 W/m² e 25 °C de temperatura do painel).

Em operação real, condições divergentes influenciam, por isso, o valor da Performance Ratio. Os seguintes factores podem ter influência sobre o valor PR:

- Factores ambientais
 - Temperatura dos painéis fotovoltaicos
 - Radiação solar e perdas
 - Existência de sombra ou sujidade do aparelho de medição
 - Existência de sombra ou sujidade do painel fotovoltaico
- Outros factores
 - Intervalo de tempo determinado
 - Perdas em linha
 - Grau de rendimento do painel fotovoltaico
 - Grau de rendimento do inversor
 - Tecnologias das células solares do aparelho de medição e do painel fotovoltaico
 - Alinhamento do aparelho de medição

A existência de sombra parcial ou total no aparelho de medição pode provocar valores PR acima de 100 %. Esta existência de sombra leva, por isso, a que o painel fotovoltaico possa

absorver menos radiação solar. Assim, a eficácia do painel fotovoltaico é reduzida e, conseqüentemente, também o valor PR do sistema fotovoltaico.

Se o período de tempo para detecção for muito curto (i.e. inferior a um mês), há poucos dados para o cálculo da Performance Ratio. A baixa altura do sol, temperaturas altas ou baixas assim como a existência de sombras influenciam, neste caso fortemente, o resultado do cálculo.

Ao transferir energia do inversor para o contador de alimentação do operador de rede ocorrem, embora de forma limitada, perdas em linha devido ao tipo e material do cabo utilizado. Devido a estas perdas em linha o valor PR pode ser reduzido.

O grau de rendimento do painel fotovoltaico tem uma influência decisiva na Performance Ratio do sistema fotovoltaico. Quanto mais elevado o grau de rendimento do painel fotovoltaico, mais elevado o valor PR.

Se o inversor (e o conversor CC/CC, se existir) instalado no sistema fotovoltaico tiver um elevado grau de rendimento, este pode levar a valores PR elevados. Os inversores com um grau de rendimento superior a 90 % possibilitam valores PR superiores a 80%.

Há diversos tipos de células solares para painéis fotovoltaicos. São instalados com maior frequência os três tipos de células solares que se seguem: células de silício monocristalina, células de silício policristalinas e células de película fina. Se o aparelho de medição integrado no sistema fotovoltaico utilizar uma outra tecnologia de células solares que não a do painel fotovoltaico, podem ocorrer desvios ao calcular a Performance Ratio.

A degradação resultante da idade das células solares leva, ao longo dos anos, a um valor PR inferior. Neste contexto, células solares monocristalina e policristalinas degradam o seu rendimento até 20% em 20 anos.

Se um aparelho de medição é um componente do sistema fotovoltaico e o alinhamento não corresponde ao dos painéis fotovoltaicos associados, então isso pode levar a valores PR acima 100% devido a radiação solar diferente.

4.5 Simulação

A eficiência do sistema electrónico de potência é a mais forte condicionante da eficiência global do sistema fotovoltaico, logo após a eficiência do painel fotovoltaico, naturalmente. Assim, faz-se seguidamente um estudo da eficiência energética de diversas topologias, em particular das que vão ser objecto de análise mais detalhada, a apresentar no Capítulo 5. São caracterizados os modelos de condução e de comutação dos diversos semicondutores de potência e das respectivas perdas.

4.5.1 Perdas de condução

Para determinar as perdas nos semicondutores do conversor CC/CC, se existir, e no inversor são necessários os modelos de condução e de comutação dos semicondutores de potência e as condições de funcionamento dos mesmos: no caso do conversor CC/CC, tensão no barramento CC de entrada e de saída e corrente de entrada e, no caso do inversor, tensão no barramento CC e corrente de saída. A frequência de comutação é um outro parâmetro necessário nos dois casos.

A relação estática típica I/V num semiconductor de potência (diodo ou transistor) está representada na Figura 4.1.

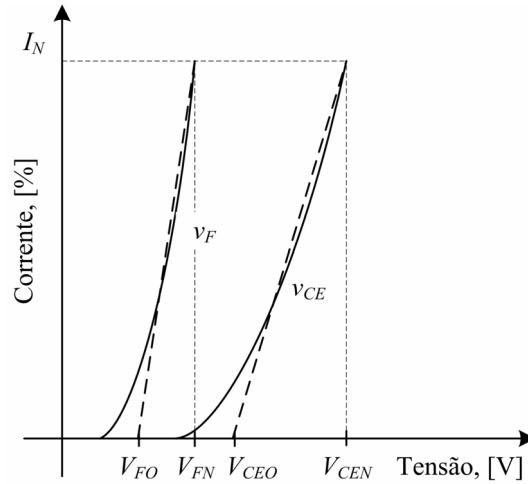


Figura 4.1. Modelo de condução de um semicondutor de potência, transistor ou díodo.

Para o transistor, este modelo é aproximado pela seguinte equação linear:

$$v_{CE} = \frac{V_{CEN} - V_{CEO}}{I_{CN}} i_C + V_{CEO} \quad (4.7)$$

onde I_{CN} e V_{CEN} são os valores nominais da corrente e da tensão directa em condução à corrente nominal e V_{CEO} a tensão limiar de condução. Estes dados deverão ser considerados em condições desfavoráveis, nomeadamente à temperatura de junção de 125 °C. Resultam, deste modo, menores erros do que se fossem considerados os valores a 25 °C.

O valor da tensão de limiar, V_{CEO} , depende do tipo de transistor e da tensão nominal. Naturalmente, estes dados são obtidos das curvas características fornecidas pelos fabricantes dos dispositivos.

A queda de tensão no díodo obedece, genericamente a uma lei exponencial. Dentro da gama de funcionamento em condução, a curva pode ser aproximada por uma evolução linear com origem em V_{FO} (Figura 4.1). Este limiar de condução é variável pois depende da tecnologia dos díodos empregues mas, tipicamente, pode ser considerado igual a 0.7 V. Na mesma figura V_{FN} é a queda de tensão no díodo à corrente nominal. Assim, a relação tensão-corrente no díodo é dada por:

$$v_F = \frac{V_{FN} - V_{FO}}{I_{CN}} i_C + V_{FO} \quad (4.8)$$

Se $F(\alpha)$ for a função de modulação ($-1 < F(\alpha) < 1$), θ o ângulo entre a corrente de saída do inversor (suposta sinusoidal) e a componente fundamental da tensão de saída do inversor e m o índice de modulação ($0 < m < 1$), então o *duty-cycle*, δ , dos impulsos de comando é dado por:

$$\delta = \frac{1}{2} [1 + m \cdot F(\alpha + \theta)] \quad (4.9)$$

No caso de modulação sinusoidal tem-se:

$$F(\alpha + \theta) = \sin(\alpha + \theta) \quad (4.10)$$

A necessidade de injectar na rede uma corrente com muito baixa taxa de distorção harmónica obriga à utilização de frequências de comutação elevadas e a uma bobina de filtragem adequada. Assim, para análise das perdas no inversor, pode considerar-se a corrente como sinusoidal:

$$i_C = I_{CM} \sin(\alpha) \quad (4.11)$$

Resolvendo a equação da energia dissipada nos semicondutores durante os intervalos de condução obtêm-se os seguintes resultados para as perdas num transistor e num diodo, [58]-[59]:

$$P_T = \left(\frac{1}{8} + \frac{m}{3\pi} \right) \frac{V_{CEN} - V_{CEO}}{I_{CN}} I_{CM}^2 + \left(\frac{1}{2\pi} + \frac{m}{8} \cos\theta \right) V_{CEO} I_{CM} \quad (4.12)$$

$$P_D = \left(\frac{1}{8} - \frac{m}{3\pi} \right) \frac{V_{FN} - V_{FO}}{I_{CN}} I_{CM}^2 + \left(\frac{1}{2\pi} - \frac{m}{8} \cos\theta \right) V_{FO} I_{CM} \quad (4.13)$$

As equações anteriores podem ser aplicadas a MOSFETs, dado o seu modelo em condução poder escrito na mesma forma, com $V_{CEO}=0$, $V_{CEN}=I_{CN}R_{DS}$.

4.5.2 Perdas de comutação on

A Figura 4.2 mostra as formas de onda típicas da comutação.

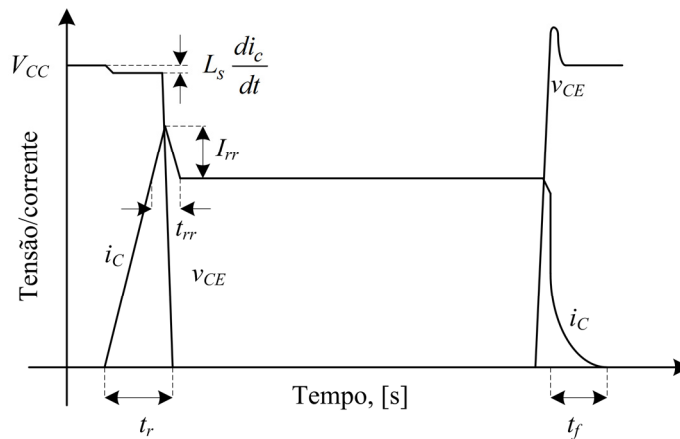


Figura 4.2. Formas de onda típicas de comutação num par transistor-diodo.

Verifica-se que o di/dt durante a entrada em condução é aproximadamente constante; significa que o tempo de subida é proporcional ao valor da corrente a comutar. Sendo F_s a frequência de comutação e se for t_{rN} o tempo de subida nominal com a corrente nominal, pode obter-se:

$$P_{on} = \frac{1}{8} V_{CC} t_{rN} \frac{I_{CM}^2}{I_{CN}} F_s \quad (4.14)$$

4.5.3 Perdas de comutação off

Quer dos catálogos dos fabricantes quer de ensaios experimentais pode concluir-se que o tempo de descida da corrente quase não depende do valor da corrente a comutar mas do tempo de anulamento da corrente de cauda (*tail current*) característico do transistor. Mais uma vez, deve

ser considerada a temperatura de 125 °C. Cálculos simples permitem concluir que as perdas devidas à comutação OFF são dadas por (4.15), [58]-[59]:

$$P_{off} = V_{CC} I_{CM} t_{fN} F_s \left(\frac{1}{3\pi} + \frac{1}{24} \frac{I_{CM}}{I_{CN}} \right) \quad (4.15)$$

4.5.4 Perdas de recuperação

A comutação num circuito indutivo, como é o caso dos inversores de tensão com ligação à rede eléctrica, contém, ainda, uma parcela adicional de perdas, devidas à recuperação das cargas armazenadas nos díodos de roda-livre (Figura 4.2). Num primeiro intervalo, o transistor está sujeito à tensão V_{CC} e suporta a corrente de recuperação do diodo até esta atingir o seu valor máximo. Num segundo intervalo, quando a corrente no diodo evolui até zero, o diodo já suporta a tensão V_{CC} aos seus terminais. Nestes dois intervalos há perdas no transistor e no diodo que podem ser combinadas numa única expressão. Considerando a corrente sinusoidal, $i_e = I_{CM} \sin \alpha$, resulta a seguinte expressão para as perdas num par transistor-diodo:

$$P_{rr} = F_s V_{CC} \left[\left(0,28 + \frac{0,38}{\pi} \frac{I_{CM}}{I_{CN}} + 0,015 \left(\frac{I_{CM}}{I_{CN}} \right)^2 \right) \times Q_{rrN} + \left(\frac{0,8}{\pi} + 0,05 \frac{I_{CM}}{I_{CN}} \right) I_{CM} t_{rrN} \right] \quad (4.16)$$

Naturalmente, a determinação das perdas totais no inversor dependerá sempre da topologia específica de cada caso bem como do modo de funcionamento em comutação.

Um procedimento muito semelhante poderá ser aplicado a outros conversores electrónicos de potência que existam na cadeia de conversão da energia solar, nomeadamente um conversor CC/CC ou rectificadores a díodos.

4.5.5 Resultados de simulação

Apresentam-se nesta subsecção alguns resultados de simulação relativos ao rendimento da cadeia de conversão. Esta é constituída pelos painéis fotovoltaicos, cabos CC, conversor elevador, inversor com modulação de largura de impulsos, cabos CA. Considerou-se a presença ou não do transformador, de acordo com as configurações que foram objecto de estudo de caso e que serão apresentadas no próximo capítulo. Nos resultados apresentados não foram considerados os cabos CC ou CA, para uma melhor comparação com os resultados experimentais a analisar.

Em termos de controlo da cadeia de conversão, considerou-se a presença de um algoritmo MPPT baseado na tensão de circuito aberto, o que permite estabelecer a tensão de funcionamento dos painéis em função da potência fornecida. Admitiu-se, por outro lado, uma tensão do barramento CC do inversor constante para a topologia com duplo andar de conversão. Nas restantes, a tensão do barramento CC é variável e depende da potência fotovoltaica disponível. Desta forma, é estabelecido o *duty-cycle* do ponto de funcionamento do conversor CC/CC, se existir, e também o do inversor (índice de modulação e fase da componente fundamental da tensão de saída).

A Tabela 4.1 mostra as principais características topológicas, de potência e de rendimento dos três sistemas analisados.

Tabela 4.1. Principais características dos sistemas fotovoltaicos analisados.

	Sistema electrónico		
	Fronius IG 40	Sunny Boy SB 3800/V	Kaco Powador 3600xi
Potência nominal CA	3500 W	3680 W	3600 W
Gama de tensão fotovoltaica	150 V - 400 V	200 V - 400 V	350 V - 600 V
Conversor CC/CC	Sim	Não	Não
Transformador de alta- frequência	Sim	Não	Não
Transformador de rede	Não	Sim	Não
Rendimento Euro	93,5%	94,7 %	95,8 %

Por seu lado, a Tabela 4.2 mostra o conjunto de parâmetros admitidos para o funcionamento do sistema.

Tabela 4.2. Parâmetros utilizados nos modelos dos sistemas analisados.

	Sistema fotovoltaico		
	Fronius IG 40	Sunny Boy SB 3800/V	Kaco Powador 3600xi
Tensão MPP	290 V – 340 V	270 V – 310 V	350 V – 600 V
Corrente contínua: I_{CN}	22,5 A	23,4 A	13,2 A
MOSFET: R_{DS}	0,1 Ω	-	-
Díodo: V_{FO} ; V_{FN}	0,7 V; 1,3 V	-	-
Frequência de comutação: F_s	20 kHz	-	-
Transformador CC/CC: R_{eq}	0,02 Ω	-	-
Tensão contínua: V_{CC}	400 V	260 V – 330 V	350 V – 540 V
Corrente alternada: I_{CN}	32 A	49 A	32 A
IGBT: V_{CEO} ; V_{CEN}	1,5 V; 2,5 V	2,9 V; 3,2 V	1,8 V; 4,5 V
Díodo: V_{FO} , V_{FN}	0,5 V; 1,0 V	0,7 V; 1,5 V	1,2 V; 2,5 V
Frequência de comutação: F_s	20 kHz	15 kHz	18 kHz
Tempos de comutação: t_{rN} , t_{fN}	300 ns; 300 ns	200 ns; 200 ns	400 ns; 400 ns
Recuperação: t_{rrN} ; Q_{rrN}	300 ns; 0,5 μ C	200 ns; 0,5 μ C	400 ns; 0,1 μ C
Indutância de ligação: L_s ; R_{eq}	20 mH; 0,1 Ω	10 mH; 0,1 Ω	25 mH; 0,1 Ω
Transformador de rede:		150/230;	
N_p/N_s ; R_{eq}	-	0,22 Ω	-

As Figuras 4.3, 4.4 e 4.5 mostram os resultados das simulações efectuadas às três configurações de potência referidas e caracterizadas atrás.

Devido à configuração dos circuitos electrónicos de potência e à circulação de alguma potência reactiva, todos os sistemas apresentam rendimentos mais baixos para potências muito pequenas. O rendimento cresce rapidamente e atinge o valor máximo ainda em potências de saída relativamente pequenas, de modo semelhante em todos os sistemas.

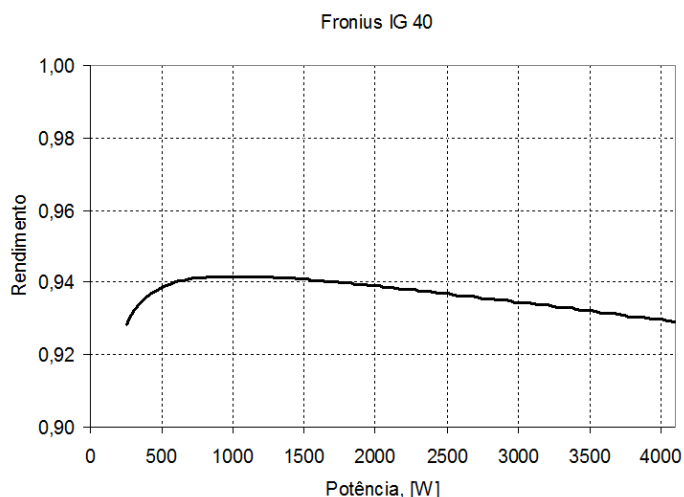


Figura 4.3. Rendimento do sistema Fronius IG 40, com conversor CC/CC e transformador.

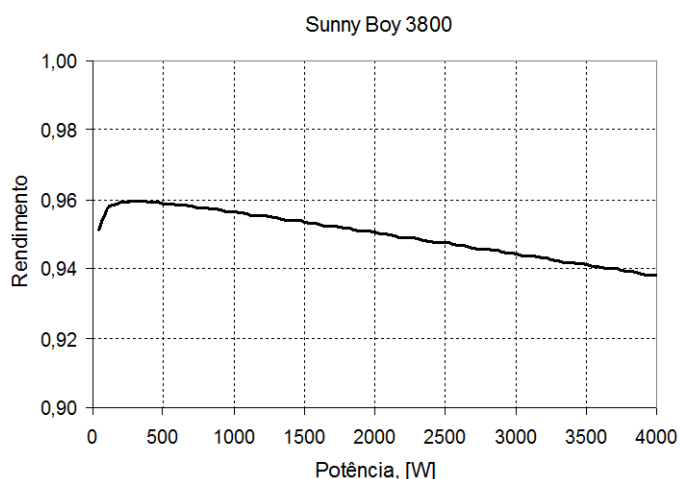


Figura 4.4. Rendimento do sistema Sunny Boy SB 3800/V, com transformador de rede.

Verifica-se, em todos os sistemas, um decréscimo do rendimento entre cerca de 1% e 2%, à medida que a potência cresce para o valor nominal.

Para uma análise comparativa global da eficiência dos três sistemas considerados apresenta-se na Figura 4.6, uma sobreposição dos resultados.

Dos resultados apresentados pode concluir-se que o sistema Fronius IG 40, essencialmente por apresentar dois andares de conversão e transformador de alta-frequência é o que evidencia o menor rendimento. A respectiva frequência de comutação no andar de saída também é a mais elevada.

Por outro lado, o sistema Sunny Boy SB3800/V, que contém transformador de ligação à rede, não é especialmente penalizado, em termos de eficiência, por esse facto. Acresce, ainda, que opera com uma menor tensão no barramento de tensão contínua do inversor, o que favorece a redução das perdas de comutação.

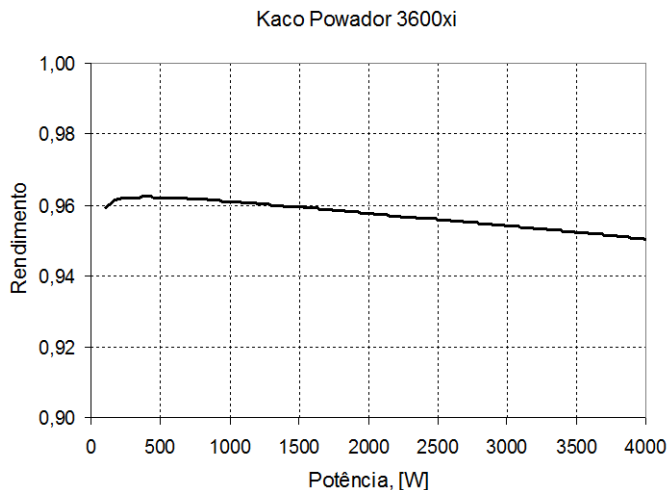


Figura 4.5. Rendimento do sistema Kaco Powador 3600xi, de um único andar de conversão e sem transformador.

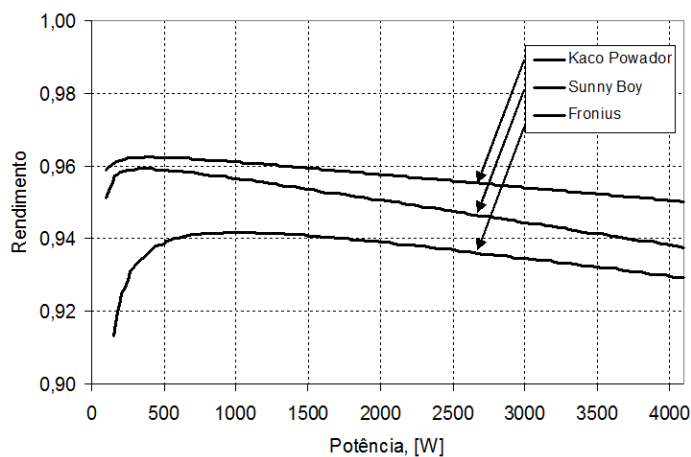


Figura 4.6. Rendimento dos três sistemas: Fronius IG 40, Sunny Boy SB 3800/V e Kaco Powador 3600xi.

Finalmente, o sistema mais simples, Kaco Powador 3600xi, é, de facto, o mais eficiente do ponto de vista energético. Isto faz com que este tipo de sistemas tenha vindo a ganhar importância no mercado, especialmente onde o isolamento não é obrigatório.

No entanto, a eficiência global do sistema não depende exclusivamente dos sistemas electrónicos, mas também das condições de instalação, especificamente da cablagem CC e de ligação à rede eléctrica.

4.6 Conclusão

Neste capítulo apresentaram-se os principais factores que determinam a eficiência global de um sistema fotovoltaico.

Abordou-se o factor de dimensionamento dos inversores como um parâmetro a considerar numa perspectiva de projecto do sistema e considerando a respectiva rentabilidade a médio prazo.

Consideraram-se os subsistemas que influenciam o rendimento global do sistema e apresentou-se o conceito de eficiência de conversão, η_{Con} , assim como a eficiência Euro, η_{Euro} , como característica que permite classificar e comparar sistemas fotovoltaicos em função da eficiência no aproveitamento da energia solar incidente.

Abordaram-se métodos para aumentar a eficiência dos conversores electrónicos, quer em termos topológicos quer em termos de operação, nomeadamente utilizando comutação suave.

Foi, também, analisado um factor de qualidade para sistemas fotovoltaicos, designado Performance Ratio, os respectivos métodos de cálculo e os factores que a influenciam.

Por fim, apresentaram-se modelos de condução e de comutação de semicondutores de potência e analisaram-se resultados de simulação para três topologias fotovoltaicas específicas, representativas do mercado.

Capítulo 5

Estudo de caso

5.1 Introdução

Este capítulo é resultado da análise do caso de estudo, constituído por três microgerações e que envolveu o projecto de instalação, colocação em serviço e comissionamento das mesmas. Com a ajuda da empresa Futursolution, [60], foi possível fazer estudos no terreno acompanhando a montagem das microgerações nas quais se fizeram diversas medições e estudos comparativos com os valores teóricos previstos.

No capítulo faz-se um estudo de caso sobre sistemas ligados à rede, verificam-se as características técnicas dos sistemas estudados nas microgerações, e são analisados três sistemas dos mais usados actualmente em microgerações fotovoltaicas de baixa potência, já parcialmente descritos no capítulo anterior. São apresentados vários registos gráficos, estudam-se as perdas nos condutores por transporte até à entrega à rede de distribuição e faz-se uma breve análise à eficiência total dos diversos sistemas, incluindo uma comparação global.

5.2 Sistemas ligados à rede

Está previsto um forte crescimento na Europa no que respeita aos sistemas fotovoltaicos com ligação à rede pública eléctrica, [2]. No caso concreto do Portugal, os sistemas fotovoltaicos com ligação à rede foram instalados com maior intensidade após a entrada em vigor de incentivos governamentais no âmbito do programa “*Renováveis Na Hora*” (com início em 2008) e uma potência anual atribuída inicialmente de 10 MW, potência esta que vai sendo aumentada anualmente em 20% até serem atingidos os 319,4 MW em 20 anos.

Um dos aspectos mais importantes dos sistemas fotovoltaicos ligados à rede tem sido a sua interligação à rede pública de distribuição. Os painéis fotovoltaicos fornecem uma tensão e corrente CC, não podendo estes sinais serem directamente injectados na rede eléctrica. Assim, é necessário que haja um sistema de conversão de energia que, a partir de variáveis eléctricas dos painéis fotovoltaicos, gere um sinal de corrente com as características eléctricas necessárias para injectar na rede.

Na Figura 5.1 apresenta-se o sistema típico de conversão CC/CA com ligação à rede eléctrica.

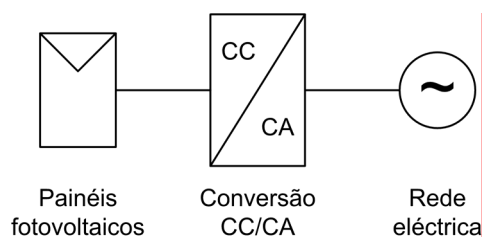


Figura 5.1. Sistema de conversão CC/CA de energia fotovoltaica ligado à rede eléctrica.

A Figura 5.2 mostra os principais componentes de um sistema fotovoltaico com ligação à rede de distribuição que é constituído por: painéis fotovoltaicos, onde se dá a transformação da energia solar em energia eléctrica, seguindo-se os condutores CC que fazem o transporte dessa mesma energia até ao sistema de conversão (incluindo conversor CC/CC e CC/CA). O inversor tem a função de transformar a corrente eléctrica CC vinda dos painéis fotovoltaicos em corrente CA para ser entregue à rede de distribuição pelos cabos CA. Por fim, tem-se o contador de venda da energia junto da rede de distribuição.

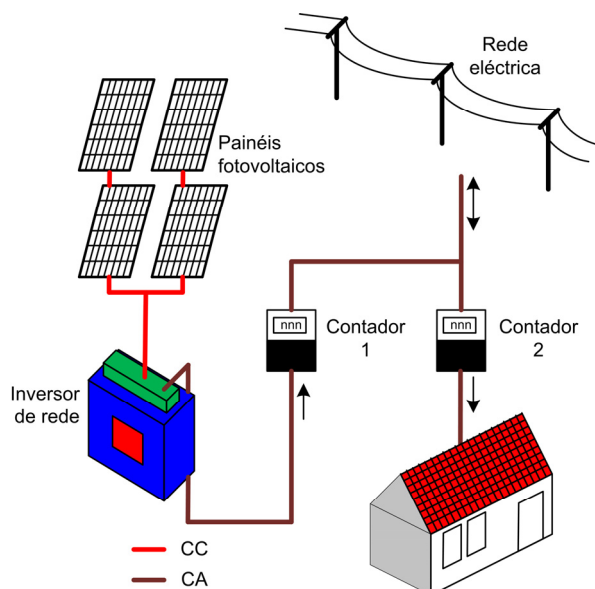


Figura 5.2. Estrutura principal de um sistema fotovoltaico com ligação à rede.

De início, o local preferencial para a instalação técnica fotovoltaica foi o topo dos telhados dos edifícios. Posteriormente, a integração dos sistemas fotovoltaicos em diferentes tipos de construções como apartamentos, moradias, escolas, centros comerciais, edifícios de escritórios, etc., tem vindo a ganhar um espaço cada vez maior. Paralelamente, a utilização da tecnologia fotovoltaica em diferentes formas de construção como, por exemplo, nos painéis anti-ruído das auto-estradas, está também a crescer de forma acentuada. É, pois, grande a variedade de opções actualmente disponíveis, quer em termos de possibilidades de instalação quer no que se refere a alternativas técnicas.

5.3 Características dos sistemas analisados

Foram acompanhados vários projectos, desde a sua implementação até à respectiva conclusão, projectos de baixa potência, normalmente entre 3,45 kW e 3,68 kW, potências permitidas para particulares, segundo o nº 1 do Art. 11º do D.L. nº 363/2007 de 2 de Novembro.

Dos vários projectos acompanhados salientam-se as três mais importantes devidas à diversidade dos sistemas de conversão e que foram consideradas para estudo detalhado nesta dissertação. As três instalações estão situadas nas seguintes localidades:

- Microgeração do Picoto – Espinho
- Microgeração de Nogueira da Regedoura – Santa Maria da Feira
- Microgeração de Santa Marta de Penaguião – Vila Real

Após uma análise teórica das perdas e componentes constituintes de todo o sistema fez-se o estudo aprofundado, incluindo medições no terreno, de três sistemas dos mais utilizados comercialmente na gama das baixas potências. De todos os inversores que se encontram na lista de comercialização (ver Anexo), três dos mais utilizados em microgerações de baixa potência estão ilustrados na Figura 5.3. As suas características fundamentais são:

- Fronius IG 40, sem transformador, potência nominal CA de 3500 W
- Sunny Boy SB 3800/V, com transformador, potência nominal CA de 3680 W
- Kaco Powador 3600xi, sem transformador, potência nominal CA de 3600 W



Figura 5.3. Sistemas analisados: Fronius IG 40, Sunny Boy 3800/V e Kaco Powador 3600xi.

Na Tabela 5.1 tem-se os principais dados fornecidos pelos fabricantes dos três sistemas estudados.

No quadro referido verifica-se que o Kaco Powador 3600xi apresenta um maior rendimento (dados do fabricante) e, portanto, menos perdas por conversão ou dos componentes electrónicos. Ao invés, o Fronius IG 40 é o que apresenta menor rendimento para uma das maiores potências de saída.

Tabela 5.1. Características técnicas dos sistemas analisados.

	Sistema		
	Fronius IG 40	Sunny Boy SB 3800/V	Kaco Powador 3600xi
Potência CC máx.	5500 W	4040 W	4400 W
Tensão CC máx.	500 V	500 V	800 V
Corrente de entrada máx.	29,4 A	20 A	12 A
Potência nominal CA	3500 W	3680 W	3600 W
Potência CA máx.	4100 W	3680 W	4000 W
Corrente de saída máx.	18 A	16 A	17,5 A
Rendimento	93,5%	94,7 %	95,8 %
Gama de tensão fotovoltaica	150 V – 400 V	200 V – 400 V	350 V – 600 V
Transformador de rede	Não	Sim	Não
Consumo stand-by / noite	9 W / 0 W	7 W / 0,1 W	11 W / 0 W

As secções seguintes apresentam uma descrição detalhada de cada uma destas instalações, incluindo os trabalhos de análise de dados.

5.4 Microgeração do Picoto – Espinho

Esta microgeração apresenta as seguintes características principais:

- Sistema de seguimento de um eixo (eixo diário)
- 18 painéis (três *strings*) Sanyo de 240 W
- Potência total de 4320 W
- 15 metros de cabo CC de 10 mm² de secção
- 25 metros de cabo CA de 16 mm² de secção
- Inversor Fronius IG 40.

Neste sistema foi colocado um conversor baseado no inversor Fronius IG 40, sem transformador de ligação à rede, com uma potência nominal de 3500 W e com um domínio de tensão fotovoltaica MPPT entre 150 V e 400 V. A Figura 5.4 mostra um aspecto da instalação dos painéis e do sistema electrónico de conversão de energia.



Figura 5.4. Montagem dos painéis fotovoltaicos e instalação do sistema Fronius IG 40.

5.4.1 Inversor Fronius IG 40

O sistema Fronius IG 40, sem transformador, é constituído pela seguinte topologia interna, esquematizada na Figura 5.5:

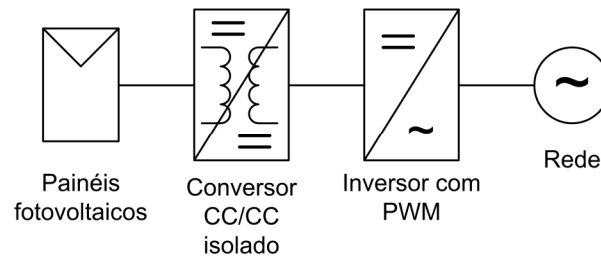


Figura 5.5. Topologia interna do sistema Fronius IG 40.

A topologia interna do sistema Fronius IG 40 contém múltiplos andares de conversão e é isolada, como mostra a Figura 5.6.

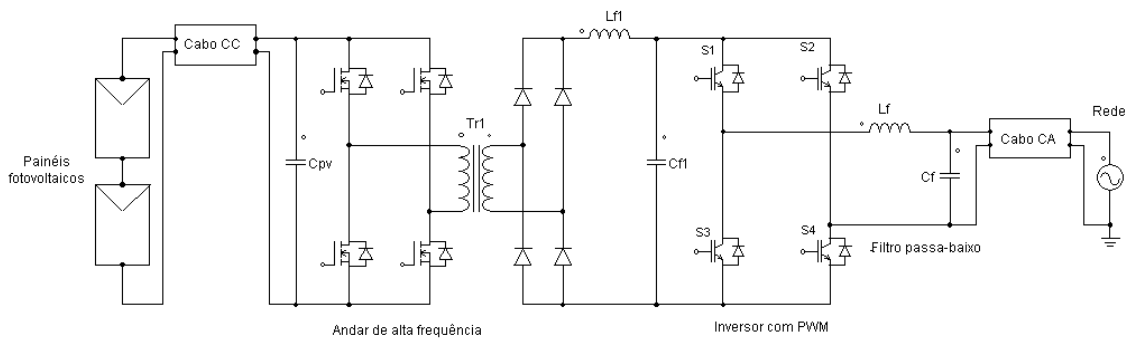


Figura 5.6. Topologia interna do sistema Fronius IG 40.

É composto por um conversor CC/CC elevador em cascata com um inversor a IGBT's, ambos comutados em alta-freqüência, sendo que o conversor CC/CC é responsável pelo funcionamento no ponto de máxima potência dos painéis fotovoltaicos e pela elevação da tensão. O inversor a

IGBT's tem a função de injectar uma corrente sinusoidal, com baixa distorção harmónica e com factor de potência unitário, na rede eléctrica.

Foram efectuados diversos conjuntos de medições ao sistema Fronius IG 40, em diferentes dias e horários, e em condições atmosféricas distintas. Para este efeito foi utilizado o aparelho de medida Fluke 43 Power Quality Analyzer.

O gráfico da Figura 5.7 mostra a curva do rendimento à saída do sistema em função da potência fornecida pelos painéis fotovoltaicos, não contemplando as perdas nos cabos CC e CA. Neste registo pode verificar-se que para potências altas o rendimento diminui ligeiramente.

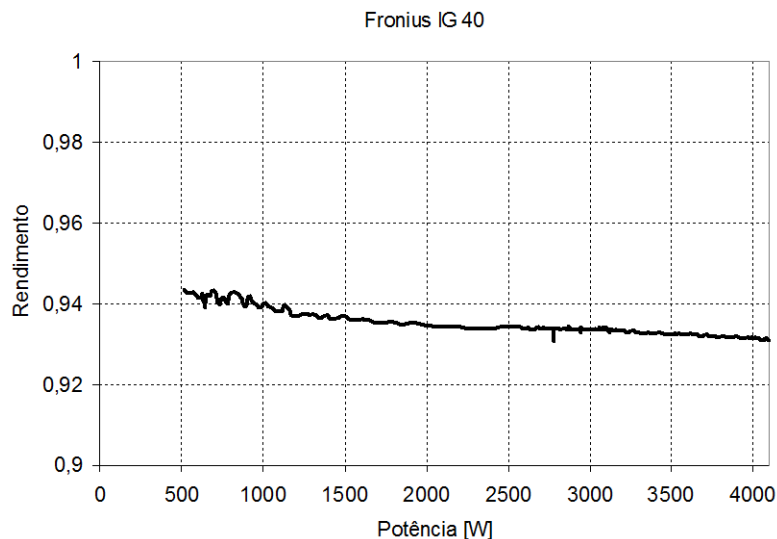


Figura 5.7. Gráfico do rendimento/potência do conversor Fronius IG 40.

Segundo as características do fabricante, este sistema apresenta uma eficiência máxima de 94,3% e um Euro rendimento de 93,5%. Para o conjunto de resultados obtidos e fazendo uma média dos rendimentos, P_s/P_i , obtém-se um valor de 93,72%, o que está dentro dos parâmetros do fabricante, e, portanto, apresenta 6,27% de perdas.

Verificou-se, relativamente aos dados obtidos, que o rendimento no sistema é mais alto quando a potência de saída é menor.

Relativamente ao domínio da frequência não apresenta quaisquer problemas, tendo-se registado valores entre 49,97 Hz e 50,02 Hz, uma amplitude de 0,05 Hz portanto, cumprindo, assim, a norma EN 50160. No que respeita ao perfil de tensão entregue da rede apresenta grandes oscilações, com 215 V de tensão mínima e 231 V de tensão máxima e uma amplitude de 16 V.

5.4.2 Registos de medições da microgeração

Nesta secção serão apresentados alguns registos das medidas efectuadas nesta microgeração, à saída do inversor, representativos do seu funcionamento geral. Foram registados: tensão, corrente, potência, flutuações da tensão, e perfil de tensão na rede.

Na Figura 5.8 (esq.) mostra-se um registo temporal do perfil da tensão à saída do inversor. Apesar de ser um sistema sem transformador de ligação à rede, a tensão no ponto de ligação não apresenta grandes variações; tal deve-se ao facto de ser um sistema com múltiplos andares de conversão. Como se pode verificar, a tensão no ponto de ligação apresentou um desvio máximo de 5,8 V em relação ao valor nominal, o que está dentro dos limites permitidos. Na figura 5.8 (dir.) regista-se a potência de saída do inversor numa determinada condição, juntamente com o

perfil da onda de tensão e corrente. O sistema fornece cerca de 30% da potência nominal, com factor de potência quase unitário.

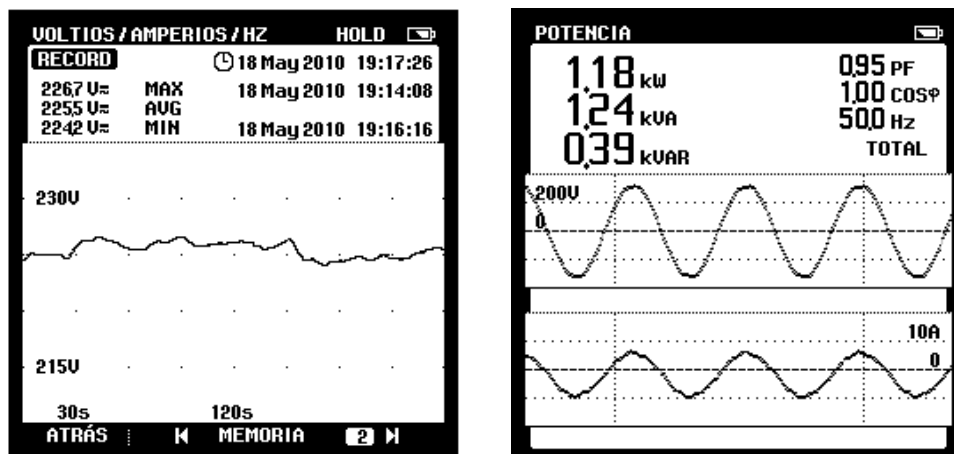


Figura 5.8. Registo temporal (30 s/div) da tensão à saída do inversor; registo da potência à saída do inversor.

A Figura 5.9 (esq.), mostra o registo de alguns minutos da variação da potência e frequência à saída do inversor e a Figura 5.9 (dir.) os transitórios de tensão à saída do inversor.

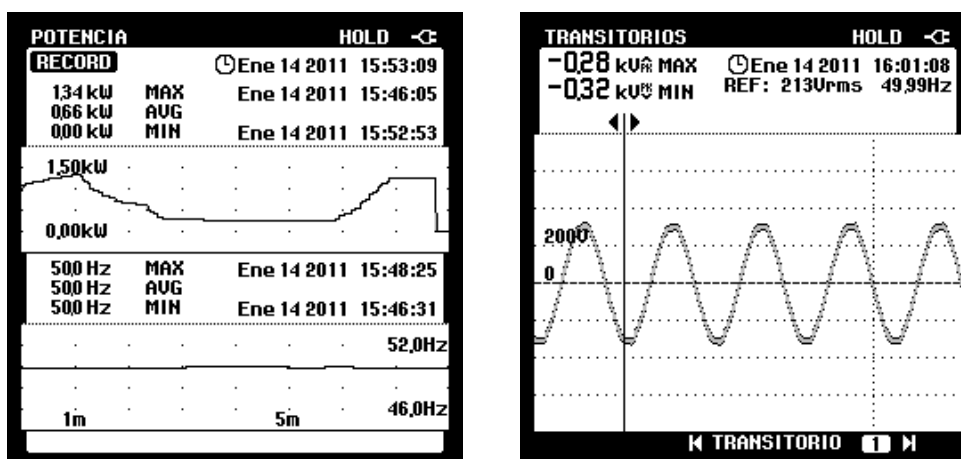


Figura 5.9. Registo temporal da potência à saída do inversor (1 min/div); registo dos transitórios à saída do inversor.

Observa-se uma variação significativa de potência de acordo com a irradiação solar. Por outro lado, no que respeita a transitórios de tensão eles não são significativos no registo mostrado.

A Figura 5.10 (esq.), regista os harmónicos de tensão na saída do inversor e a Figura 5.10 (dir.) os harmónicos da corrente injectada na rede eléctrica. A tensão apresenta-se com muito baixa distorção; já a corrente contém algum conteúdo harmónico, principalmente os de ordem 5, 7 e 9.

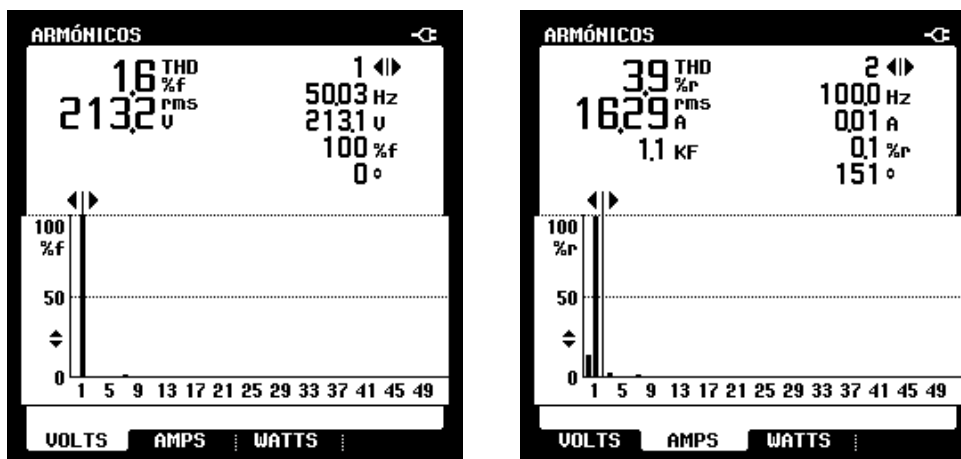


Figura 5.10. Harmônicos de tensão e de corrente à saída do inversor.

Na Figura 5.11 mostra-se o registo da tensão e da frequência, feito para um período de 8 h, na rede de distribuição próximo da microgeração em análise. Pode verificar-se no gráfico a ocorrência de bruscas variações do perfil de tensão: o limite máximo é de 239,3 V atingido pelas 12h51min e o mínimo é de 211,6 V atingido pelas 16h36min, ultrapassando bastante os limites impostos pela norma EN 50160. Nesta norma não são permitidas variações de tensão que ultrapassem 5% da tensão nominal e, neste caso prático tem-se uma amplitude de 27,7 V com variação de 12%, da tensão nominal. Este perfil de tensão é problemático e poderá causar danos em equipamentos ligados neste ponto.

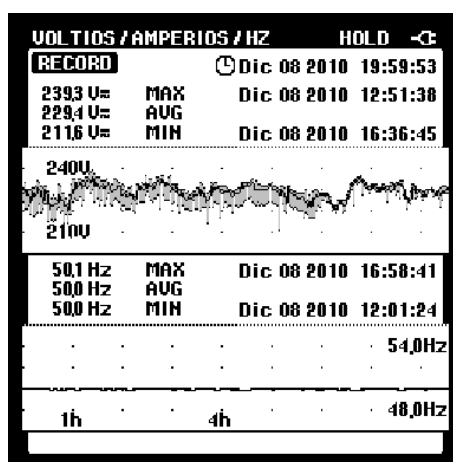


Figura 5.11. Perfil da tensão e frequência na microgeração do Picoto – Espinho.

Nesta instalação, o inversor Fronius IG 40, sem transformador de ligação à rede, avariou e foi substituído por outro com protecção galvânica devido à deficiência do perfil de tensão na rede de distribuição. O que poderá dar origem a esse perfil de tensão será o facto da proximidade de uma serralharía próximo da microgeração.

5.4.3 Perdas por transporte

Para a análise deste tipo de perdas usou-se o software Sunny Design V1.57, disponível no sítio da empresa SMA. As perdas nos condutores são proporcionais à respectiva resistência e, portanto, proporcionais ao seu comprimento e inversamente proporcionais à sua secção. Assim, quanto menor for a distância de entrega à rede menores serão estas perdas.

As microgerações apresentam condutores de dois tipos: condutores CC e condutores CA. Nesta microgeração foi utilizado cabo da parte CC de 10 mm², da parte CA foi de 16 mm².

O software “Sunny Design V1.57” permite dimensionar os sistemas referentes aos tipos e ao comprimento dos condutores e, desta forma, analisar as perdas totais por condução adicionando-as às perdas totais dos equipamentos electrónicos.

Na figura 5.12 pode verificar-se que devido às características dos condutores e comprimentos dos mesmos se obtém na parte contínua uma soma das secções transversais das linhas de 30 mm², correspondente ao arranjo dos painéis em três *strings*, para uma resistência do cabo de 0,02 Ω com uma potência dissipada de 2,79 W. Na parte CA tem-se uma queda de tensão de 0,86 V para uma resistência do cabo de 0.05 Ω com uma potência dissipada de 13,76 W e, portanto, com um total de perdas nos cabos CA de 0,37%.

The screenshot displays the Sunny Design V1.57 software interface. At the top, there are tabs for 'Sist.', 'Inversor', and 'Resultado'. The main window shows a diagram of the system with DC and AC sections. Below the diagram are two detailed tables for 'Lado CC (por inversor)' and 'Lado CA (por inversor)'. The CC table shows a total cross-section of 30.00 mm², resistance of 0.02 Ω, and power dissipation of 2.79 W. The CA table shows a voltage drop of 0.86 V, resistance of 0.05 Ω, and power dissipation of 13.76 W, which is 0.37% of the nominal CA power.

Lado CC (por inversor)	
<input checked="" type="checkbox"/> Considerar perdas de cabo no resultado final	
String A	
Material do condutor	Cu
Resistência espec.	0,0172 Ωmm ² /m
Comprimento simples do cabo (LDC)	15,0 m
Secção transversal da linha por string	10 mm ²
Soma das secções transversais das linhas	30,00 mm ²
Resistência do cabo	0,02 Ω ✓
Total da potência dissipada	2,79 W ✓
Potência dissipada rel. da potência máx. CC	0,07 % ✓

Lado CA (por inversor)	
<input checked="" type="checkbox"/> Considerar perdas de cabo no resultado final	
Material do condutor	Cu
Resistência espec.	0,0172 Ωmm ² /m
Comprimento simples do cabo (LAC)	25,0 m
Secção transversal do cabo por inversor	16 mm ²
Caída de tensão	0,86 V
Resistência do cabo	0,05 Ω ✓
Potência dissipada	13,76 W ✓
Potência dissipada rel. da potência nominal CA	0,37 % ✓

Resumo do sistema

Local de instalação: Portugal; Porto

Módulo FV: Sanyo; HIP-195DA3 (240W); Tensão MPP: 56,00 V; Corrente MPP: 4,3 A; Potência MPP: 240 W; Ângulo de inclinação: 35°; Azimute: 0°; Módulos x string: 6 x 3

Inversor: 1 x Sunny Boy SB 3800/V 0153; Potência CC máx.: 3,91 kW; Potência CA máx.: 3,68 kW; grau de rendimento europeu: 94,7 %; Eficiência máx.: 95,6 %

Figura 5.12. Cálculo das perdas nos cabos CC e CA com o software Sunny Design V1.57.

Apesar de pequenas, não se pode deixar de prestar atenção às perdas por condução da parte CC e da parte CA até à entrega à rede de distribuição, podendo ajustar o comprimento dos cabos do lado CC ou do lado CA e, com isso, diminuir algumas perdas por transporte.

5.4.4 Eficiência total do sistema

Para se conhecer a eficiência do sistema fotovoltaico completo, desde a saída CC dos painéis até à entrega à rede eléctrica, é necessário considerar todas as perdas que nele ocorrem.

Como em alguns subsistemas são conhecidas as perdas, e não o rendimento, pode obter-se o rendimento de modo aproximado, utilizando estes factores de perdas. Os parâmetros a utilizar na avaliação do rendimento total do sistema são, assim: K_{Inv} , percentagem de perdas devido ao

rendimento do sistema de conversão utilizado; K_{cb} , percentagem de perdas nos cabos; K_x , outras perdas não contempladas directamente nas duas últimas parcelas, como o consumo de circuitos auxiliares.

Usualmente, os fabricantes fornecem, através das folhas de características dos equipamentos, o rendimento do inversor/conversor, pelo que o factor de perdas de conversão é dado por:

$$K_{Inv} = 1 - \eta_{Inv} \quad (5.1)$$

Assim, um inversor com um rendimento de 93,7% terá 6,3% de perdas. De uma forma geral, os valores típicos para as perdas nos inversores estão abaixo de 12%.

As perdas nos cabos CC e CA são, em geral, bastante baixas mas, em qualquer caso, devem ser consideradas. Em condições de cabos mais longos e com menor secção as perdas por condução podem atingir valores até 3%.

No caso de sistemas bastante complexos, um factor de até 5% poderá ter de ser adicionado, devido sobretudo ao consumo em subsistemas de potência, ao elevado número de ligações, às interfaces gráficas e de comunicações e a outros subsistemas onde ocorrem perdas, ainda que pequenas, [61].

Recorrendo aos parâmetros referidos atrás obtém-se, então, a seguinte expressão aproximada:

$$\eta_{Total} \cong 1 - (K_{Inv} + K_{cb} + K_x) \quad (5.2)$$

Para a microgeração baseada no inversor Fronius IG 40 tem-se, pois, um conversor com rendimento de 93,7% (6,3% de perdas). Para as distâncias atrás mencionadas para o cabo CC e o cabo CA, resulta:

$$\eta_{Total} \cong [1 - (0,063 + 0,0044)] * 100 \quad (5.3)$$

$$\eta_{Total} \cong 93,3\% \quad (5.4)$$

Este será o rendimento máximo do sistema, ao qual haverá que deduzir a parcela K_x , função de condições específicas, para se obter a eficiência total do sistema.

5.5 Microgeração de Nogueira da Regedoura, Santa Maria da Feira

Esta microgeração, mostrada na Figura 5.13, apresenta as seguintes características principais, sendo a parte fotovoltaica semelhante à da microgeração do Picoto, mas com um sistema electrónico diferente:

- Sistema de seguimento de um eixo (eixo diário)
- Duas *strings* com 9 painéis cada, Sanyo de 230 W
- Potência total de 4140 W
- 12 metros de cabo CC de 10 mm² de secção
- 15 metros de cabo CA de 16 mm² de secção
- Inversor Sunny Boy SB 3800/V.

Embora este sistema só possa fornecer à rede uma potência nominal de 3,68 kW é usual colocar uma potência total do sistema um pouco acima da fornecida à rede, pois este nunca se encontra na sua potência máxima, como já referido na capítulo anterior.



Figura 5.13. Montagem dos painéis fotovoltaicos e instalação do sistema Sunny Boy 3800/V.

5.5.1 Inversor Sunny Boy SB 3800/V

Neste sistema foi colocado um inversor Sunny Boy SB 3800/V, com transformador, com uma potência nominal de 3680 W e com um domínio de tensão fotovoltaica, no ponto MPPT, entre 200 V e 400 V.

O inversor Sunny Boy SB 3800/V, com transformador, é constituído pela seguinte topologia interna esquematizada na Figura 5.14.

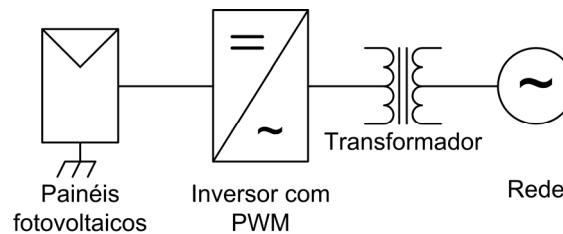


Figura 5.14. Topologia com único andar inversor (isolado).

A topologia interna do sistema Sunny Boy SB 3800/V, com único andar inversor e com transformador de isolamento, é constituída por uma ponte inversora e um transformador, e está representada na Figura 5.15.

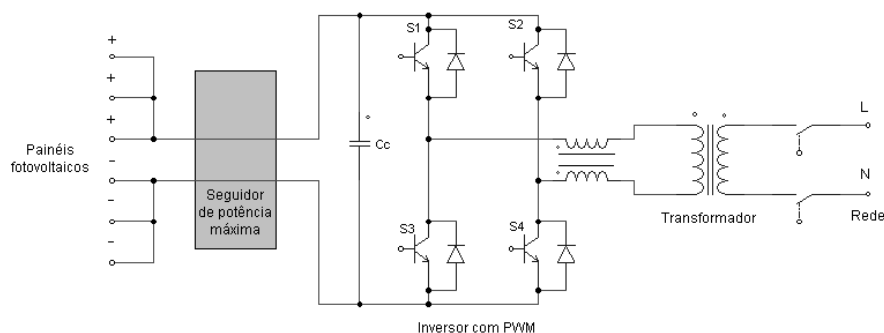


Figura 5.15. Topologia interna do inversor Sunny Boy SB 3800/V com transformador.

Este sistema é composto por uma ponte a transístores bipolares, um condensador, um transformador e um circuito de seguidor de MPP, responsável por manter os níveis de tensão no seu ponto máximo de funcionamento.

Esta topologia realiza o isolamento entre a rede eléctrica e os painéis fotovoltaicos, utilizando um transformador de baixa frequência, com núcleo de ferro-silício, na saída do inversor. Neste caso, a indutância de fugas do transformador ajuda na filtragem da corrente injectada na rede.

Foram efectuados diversos conjuntos de medições ao sistema baseado no inversor Sunny Boy 3800 /V, em diferentes dias e horários, e em condições atmosféricas distintas.

O gráfico da Figura 5.16 mostra a curva do rendimento à saída do sistema em função da potência fornecida pelos painéis fotovoltaicos, não contemplando as perdas nos cabos CC e CA. Neste registo verifica-se uma ligeira diminuição do rendimento para maiores potências.

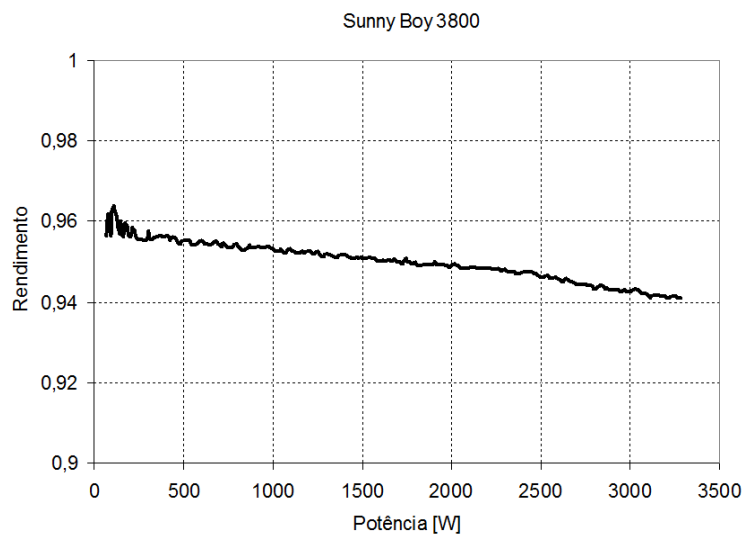


Figura 5.16. Gráfico do rendimento/potência do conversor Sunny Boy 3800/V.

Segundo as características do fabricante, este inversor apresenta uma eficiência máxima de 95,6% e um Euro rendimento de 94,7%.

Para os resultados obtidos dos rendimentos e fazendo uma média ao total das medições obtêm-se P_s/P_i , 95,27%, o que está dentro dos parâmetros do fabricante, apresentando 4,73% de perdas, menos que o inversor Fronius IG 40. O rendimento é mais elevado apesar de ter incorporado um transformador na sua parte constituinte, o que dá origem a um melhor isolamento galvânico entre o sistema fotovoltaico e a rede; no entanto, tem a desvantagem de ser mais dispendioso.

Uma particularidade interessante em relação à instalação anterior é que a que contém o sistema Sunny Boy apresenta o valor da frequência mais uniforme, apresentando também um perfil de tensão à saída do inversor muito adequado, com 236,7 V de tensão máxima e 225,0 V de tensão mínima, com uma amplitude de 11,7 V.

5.5.2 Registos de medições da microgeração

Nesta secção são apresentados alguns registos das medidas efectuadas nesta microgeração, à saída do inversor, representativos do seu funcionamento geral. Foram registados: tensão, corrente potência, flutuações da tensão, transitórios e perfil de tensão na rede.

Na Figura 5.17 (esq.) mostra-se um registo temporal do perfil da tensão à saída do inversor. A tensão no ponto de ligação não apresenta grandes variações apesar de conter alguns transitórios. Durante este intervalo de tempo teve uma variação na amplitude da tensão de 6,7 V, o que está muito abaixo dos limites impostos por lei. Na Figura 5.17 (dir.) regista-se a potência de saída do inversor numa determinada condição, juntamente com o perfil da onda de tensão e corrente. O sistema fornece cerca de 60% da potência nominal, com factor de potência quase unitário.

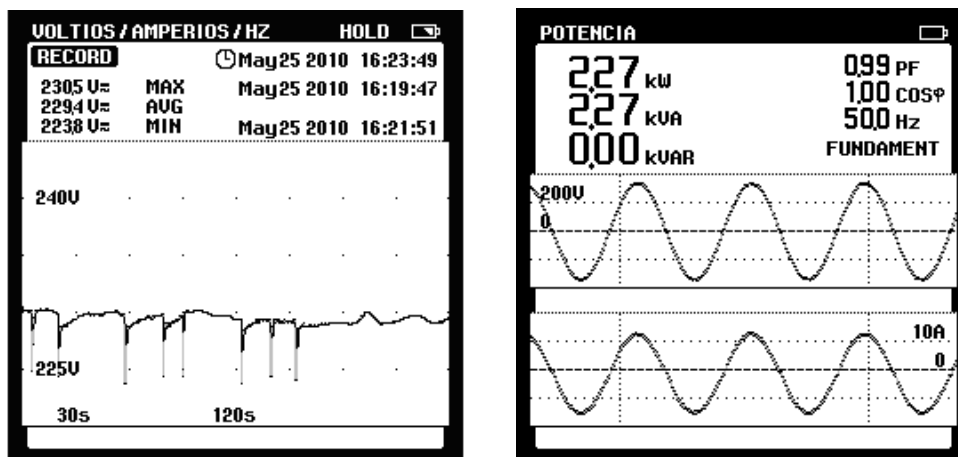


Figura 5.17. Registo temporal (30 s/div) da tensão à saída do inversor; registo da potência à saída do inversor.

A Figura 5.18 (esq.), mostra o registo de alguns minutos da variação da potência e frequência à saída do inversor e a Figura 5.18 (dir.) os transitórios de tensão à saída do inversor.

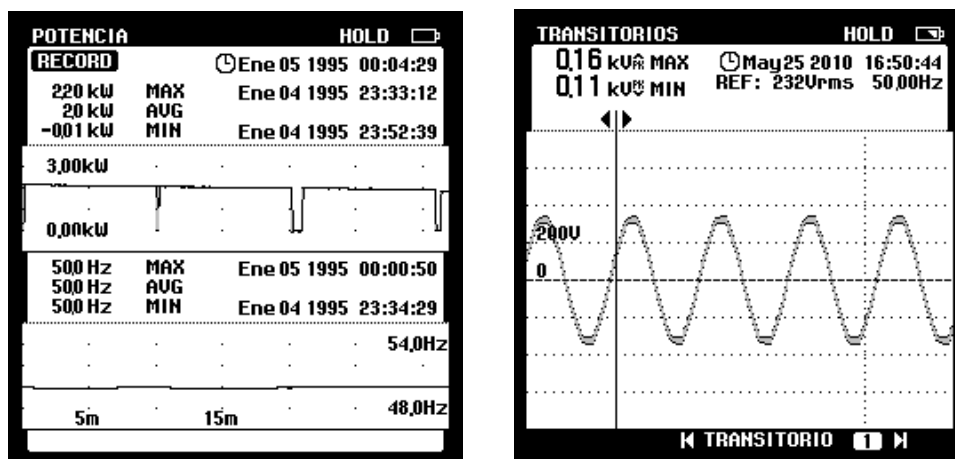


Figura 5.18. Registo temporal da potência à saída do inversor (5 min/div); registo dos transitórios à saída do inversor.

Não se observa uma variação significativa de potência de acordo com a irradiação solar. Registam-se, no entanto, algumas interrupções no fornecimento de energia devido aos transitórios que ocorrem na tensão da rede, já identificados anteriormente. Por outro lado, no que respeita a transitórios de tensão eles não são significativos no registo mostrado.

A Figura 5.19 (esq.), regista os harmónicos de tensão na saída do inversor e a Figura 5.19 (dir.) os harmónicos da corrente injectada na rede eléctrica. A tensão apresenta-se com muito baixa distorção; já a corrente contém algum conteúdo harmónico, principalmente devido aos harmónicos de ordem 3 e 5.

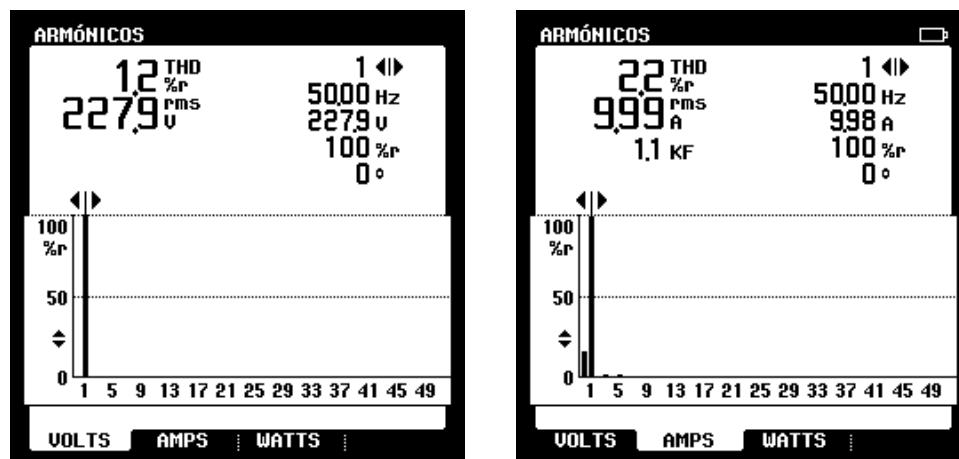


Figura 5.19. Registo dos harmónicos de tensão e de corrente à saída do inversor.

Na Figura 5.20 mostra-se o registo da tensão e da frequência, feito para um período de 1 h, na rede de distribuição próximo da microgeração cujo inversor é o Sunny Boy SB 3800/V, com transformador. Pode verificar-se no gráfico uma tensão mínima de 227,3 V e tensão máxima de 233,2 V com amplitude igual a 5,9 V.

Relativamente à microgeração anterior, onde o inversor não contém protecção galvânica, este sistema, por possuir um transformador, está melhor preparado para suportar variações bruscas na amplitude da tensão já que o transformador melhora esta capacidade de suportar transitórios devido à indutância de fugas associada.

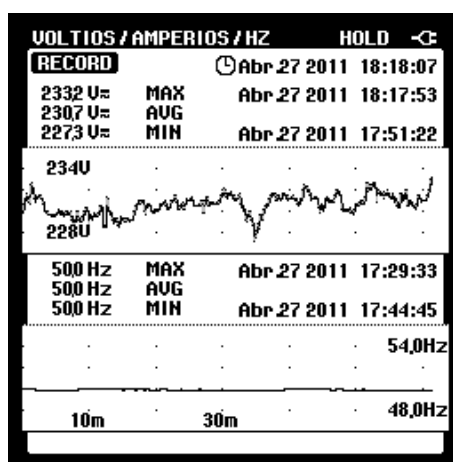


Figura 5.20. Perfil da tensão e da frequência na microgeração de Nogueira da Regedoura.

5.5.3 Perdas por transporte

O software Sunny Design V1.52 foi utilizado, de novo, para efectuar o cálculo das perdas por transporte no ramo CC e no ramo CA.

Na Figura 5.21 pode-se verificar que, devido às características do arranjo fotovoltaico (duas *strings*), às características dos cabos e comprimentos dos mesmos, se obtém na parte CC uma soma das secções transversais dos cabos de 20 mm², uma resistência do cabo de 0,03 Ω com uma potência dissipada de 4,65 W. No lado CA tem-se uma queda de tensão de 0,86 V para uma resistência do cabo de 0,05 Ω e uma potência dissipada de 13,76 W e, portanto, uma perda total nos cabos de 0,37%.

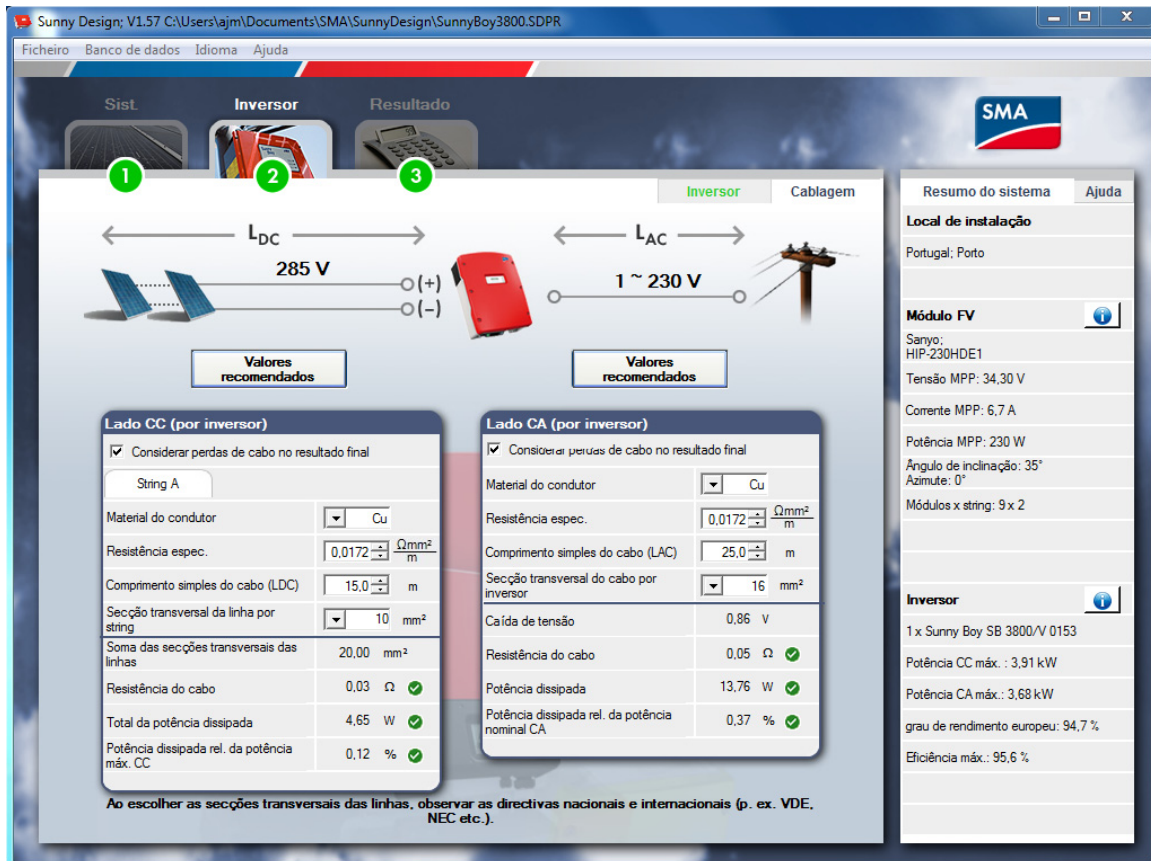


Figura 5.21. Cálculo das perdas nos cabos com o software Sunny Design V1.57.

5.5.4 Eficiência total do sistema

Os parâmetros a utilizar são os mesmos da microgeração anterior e são os seguintes: K_{Inv} , perdas devido ao rendimento do inversor utilizado; K_{cb} , perdas nos cabos e K_x , outras perdas não contempladas directamente nos dois últimos termos.

Conforme referido anteriormente, o factor de perdas de conversão é: $K_{Inv} = 1 - \eta_{Inv}$. Assim, este inversor apresenta um rendimento de catálogo de 94,7% tendo 5,3% de perdas. Ainda, e tal como na avaliação da microgeração do Picoto, as perdas nos cabos CC e CA são bastante baixas mas, em qualquer caso, devem ser consideradas. Noutras condições, com cabos mais longos e/ou com menor secção, as perdas por condução podem atingir valores até 3%.

Como já referido anteriormente, e no caso de sistemas mais complexos, um factor de até 5% poderá ter de ser introduzido no cálculo da eficiência total, para contemplar outras perdas em subsistemas adicionais.

Para este caso específico, baseado no inversor Sunny Boy 3800/V, a eficiência total terá um máximo dado, aproximadamente, por:

$$\eta_{Total} \cong [1 - (0,053 + 0,0049)] * 100 \quad (5.5)$$

$$\eta_{Total} \cong 94,2\% \quad (5.6)$$

Em conclusão, e perante os valores das perdas obtidos nas medições nesta microgeração, tem-se, portanto, uma média de 4,73% de perdas no inversor e 0,49% no transporte, com um total de 5,22 % de perdas, ou 94,78% de eficiência.

Este sistema, em relação ao anteriormente analisado, apresenta rendimento ligeiramente melhor, além de melhor isolamento galvânico entre o sistema fotovoltaico e a rede de distribuição.

5.6 Microgeração de Santa Marta de Penaguião - Vila Real

Esta microgeração, representada na Figura 5.22, apresenta as seguintes características principais:

- Sistema de seguimento de um eixo (eixo diário)
- Duas *strings* com 9 painéis cada, Sanyo, de 230 W
- Potência total de 4140 W, entrega à rede de 3,68 kW
- 4 metros de cabo CC de 10 mm² de secção
- 120 metros de cabo CA 16 mm² de secção
- Inversor Kaco Powador 3600xi.



Figura 5.22. Instalação dos painéis fotovoltaicos e do inversor Kaco Powador 3600xi.

5.6.1 Inversor Kaco Powador 3600xi

Neste sistema foi colocado um inversor Kaco Powador 3600xi, sem transformador de ligação à rede, com uma potência nominal de 3600 W e com um domínio de tensão fotovoltaica, MPPT entre 350 V e 600 V. O diagrama fundamental deste sistema está esquematizado na Figura 5.23.

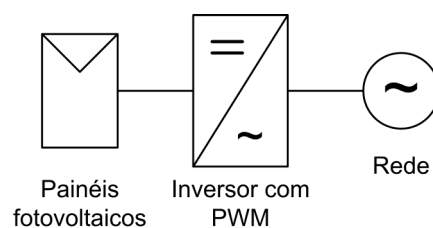


Figura 5.23. Topologia do sistema baseado no inversor Kaco Powador 3600xi.

5.6.2 Característica interna do inversor

A topologia interna do inversor Kaco Powador 3600xi, sem isolamento, e com um único andar de conversão, está esquematizada na Figura 5.24. Além de diversos filtros EMC e

protecções, o sistema é constituído, fundamentalmente, por uma ponte inversora a IGBTs, a funcionar a uma frequência de 18 kHz.

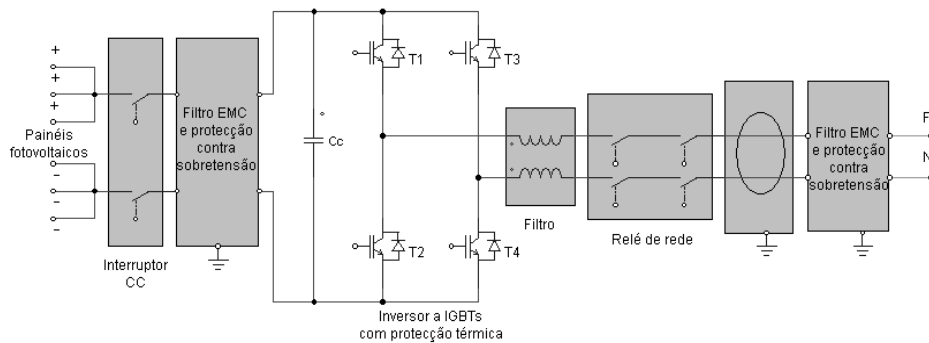


Figura 5.24. Topologia do inversor Kaco Powador com único andar inversor (não isolado).

Foram efectuadas diversas séries de medições no sistema baseado no inversor Kaco Powador 3600xi, em diferentes dias e horários, e em condições atmosféricas distintas.

O gráfico da Figura 5.25 mostra a curva do rendimento à saída do sistema em função da potência fornecida pelos painéis fotovoltaicos, não incluindo as perdas nos cabos CC e nos cabos CA.

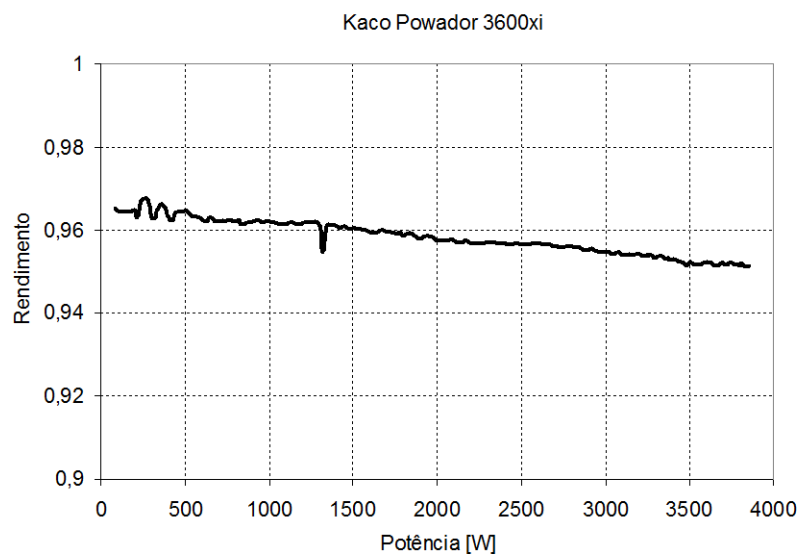


Figura 5.25. Gráfico do rendimento/potência do inversor.

Tal como nos casos anteriores, pode constatar-se uma redução do rendimento com o aumento da potência fornecida à rede eléctrica. No entanto, os valores absolutos são mais elevados.

Segundo as características fornecidas pelo fabricante, este inversor apresenta uma eficiência máxima de 96,4% e um Euro rendimento de 95,8%.

Para os resultados deste inversor, e feita a média dos rendimentos, obtém-se $P_s/P_i=95,82\%$, o que está dentro dos parâmetros do fabricante. Apresenta, pois, 4,18% de perdas, menos que os inversores anteriores, ou seja, um rendimento mais elevado. Não tem incorporado um transformador na sua parte constituinte, o que dá origem a um menor isolamento galvânico entre

o sistema fotovoltaico e a rede; no entanto, tem a vantagem de ser menos dispendioso e ter maior rendimento.

De todos os sistemas de conversão estudados e analisados, este é o que apresenta maior rendimento por ser de topologia simples, com único andar inversor, e não apresentar transformador.

No que respeita ao perfil da tensão da rede no ponto de ligação, registou-se uma tensão mínima de 221,0 V e uma tensão máxima de 234,6 V, com uma amplitude de variação de 15,6 V.

5.6.3 Registos de medições da microgeração

Esta secção apresenta alguns registos das medidas efectuadas nesta microgeração, à saída do inversor, representativos do seu funcionamento geral. Tal como para as restantes microgerações em análise foram registados: tensão, corrente, potência, flutuações da tensão, e perfil de tensão na rede.

Na Figura 5.26 (esq.) mostra-se um registo temporal do perfil da tensão à saída do inversor. A tensão no ponto de ligação não apresenta variações significativas, sinónimo de uma rede de boa qualidade. Como se pode verificar, a tensão no ponto de ligação apresentou um desvio máximo de 8,6 V em relação ao valor nominal, o que está dentro dos limites permitidos. Na figura 5.26 (dir.) regista-se a potência de saída do inversor numa determinada condição, juntamente com o registo da onda de tensão e corrente. O sistema fornece cerca de 85% da potência nominal, com factor de potência quase unitário.

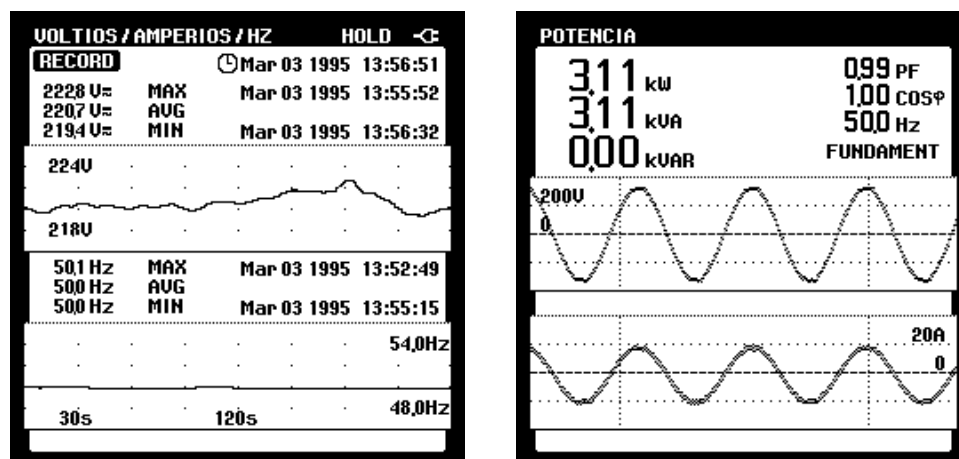


Figura 5.26. Registo temporal (30 s/div) da tensão à saída do inversor; registo da potência à saída do inversor.

No gráfico da Figura 5.27 (esq.) tem-se um registo temporal da potência à saída do inversor, notando-se um declive na curva à medida que o ângulo de incidência dos raios solares com a perpendicular dos painéis aumenta. No gráfico da Figura 5.27 (dir.) mostra-se um registo temporal da flutuação de tensão à saída do inversor, não existindo variações significativas no registo mostrado.

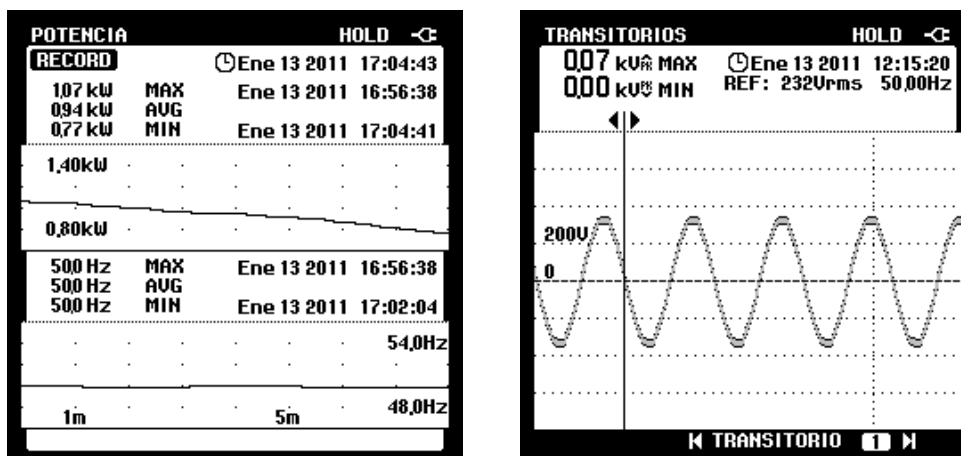


Figura 5.27. Registo temporal da potência à saída do inversor (1 min/div); registo dos transitórios à saída do inversor.

A Figura 5.28 (esq.), regista os harmónicos de tensão na saída do inversor e a Figura 5.28 (dir.) os harmónicos da corrente injectada na rede eléctrica. A tensão apresenta-se com muito baixa distorção; já a corrente contém algum conteúdo harmónico, principalmente devido ao harmónico de ordem 7.

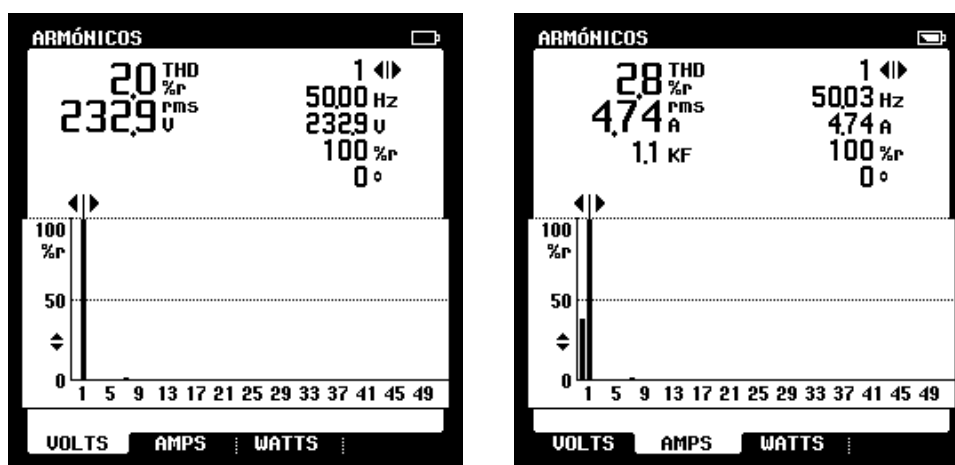


Figura 5.28. Harmónicos de tensão e de corrente à saída do inversor.

O gráfico da Figura 5.29 mostra o registo do perfil de tensão e de frequência na saída do inversor durante 1 h, apresentando-se as flutuações com valores baixos e dentro dos requeridos pelas normas.

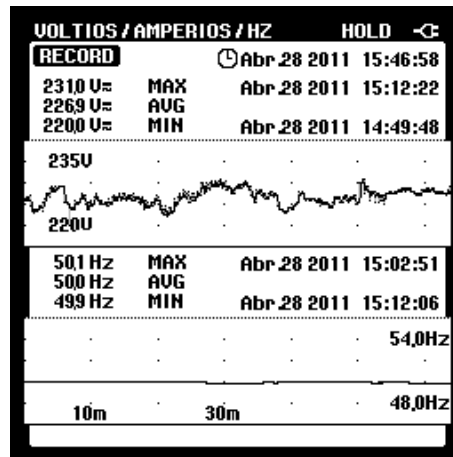


Figura 5.29. Perfil da tensão e frequência na microgeração de Santa Marta de Penaguião.

5.6.4 Perdas nos condutores

Esta microgeração tem 4 metros de condutor CC de 10 mm² de secção até ao inversor e 120 metros de condutor CA de 16 mm² de secção até à entrega à rede eléctrica, sendo que este comprimento da parte CA se deve ao facto da microgeração estar afastada do contador da rede.

A seguir são mostrados os cálculos das perdas por condução com o software KacoCalc Pro 2.9.2, como mostra a Figura 5.30.

Obtém-se, assim, na parte CC uma resistência do cabo praticamente nula, com uma potência dissipada de 0,85 W, e no lado CA tem-se uma queda de tensão de 4,6 V para uma resistência do cabo de 0,267 Ω e potência dissipada de 79,39 W e, portanto, uma perda total nos cabos de 2,0%. Como se observa na Figura 5.30, o valor das perdas nos cabos CA é considerado insatisfatório; este fabricante sugere que estas perdas não devem ultrapassar 1%. Como já referido, este problema acontece devido à distância entre o inversor e o ponto de ligação à rede. Apenas um cabo de maior secção e, portanto, mais caro, ou uma maior proximidade da rede poderiam melhorar este aspecto.

5.6.5 Eficiência total do sistema

Os parâmetros a utilizar são os mesmos das anteriores microgerações: K_{Inv} , perdas devido ao rendimento do inversor utilizado; K_{cb} , perdas nos cabos CC e CA e K_x , outras perdas não contempladas.

Assim, o inversor Kaco Powador tem um rendimento nominal de 95,8% e 4,2% de perdas. As perdas nos trajectos painéis-inversor e inversor-contador de entrega à rede são, nesta instalação, de 2,0%. Resulta, desta forma:

$$\eta_{Total} \cong [1 - (0,042 + 0,02)] * 100 \quad (5.7)$$

$$\eta_{Total} \cong 93,8\% \quad (5.8)$$

KacoCalc Pro 2.9.2

KACO

CABLE LOSSES

Welcome
 PV-System Components
 Yield
 Inverter Layout
 Number of Modules
Wire Losses
 Wire Losses (AC)
 Wire Losses AC (3 Phase)
 PV-Modules

PV system lay out
 Power 4.14 kW Inverter Powador 4400 (3600x) Will a PV generator connection box be used?

Wire losses DC between PV-generator and connection box		Wire losses DC between connection box and inverter	
Cable material	Copper	Cable material	Copper
Number of strings	2	Number of strings	1
Individual cable length	4.00 m	Individual cable length	0.00 m
Total length	16.00 m	Total length	0.00 m
Wire thickness	10.0 mm ²	Wire thickness	10.0 mm ²
Wire resistance	0.014 Ohm	Wire resistance	0.014 Ohm
MPP-current for each string	5.45 A	MPP-current for each string	10.90 A
Total energy losses	0.85 W	Total energy losses	0.00 W
Energy losses in %	0.020 %	Energy losses in %	0.000 %

Cable Losses DC 0.85 W
 Cable Losses DC 0.00 W
 PV-generator
 PV generator connection box
 Inverter

Total losses
 Total losses DC 0.85 W 0.020 %

Attention: The calculated losses refer to the maximum current. The losses should be less than 1%

Settings Project Report Help Quit Cancel

KacoCalc Pro 2.9.2

KACO

CABLE LOSSES (AC)

Welcome
 PV-System Components
 Yield
 Inverter Layout
 Number of Modules
Wire Losses
 Wire Losses (AC)
 Wire Losses AC (3 Phase)
 PV-Modules

PV system lay out
 Power 3.97 kW Inverter Powador 4400 (3600x)

Wire losses DC between inverter and meter	
Cable material	Copper
Number of cables	1
Individual cable length	120.00 m
Total length	240.00 m
Wire thickness	16.0 mm ²
Wire resistance	0.267 Ohm
Current (230 V)	17.24 A
Total energy losses	79.39 W
Energy losses in %	2.002 %

Inverter
 79.39 W
 Power meter

Attention: The calculated losses refer to the maximum current. The losses should be less than 1%

Settings Project Report Help Quit Cancel

Figura 5.30. Cálculo das perdas nos condutores CC e CA com o software KacoCalc Pro 2.9.2.

Das três microgerações analisadas, esta é a que apresenta um inversor com melhor rendimento. No entanto, as maiores perdas por condução, devido ao comprimento dos cabos, fazem com que não seja o que apresente o maior rendimento global.

5.7 Análise comparativa

A análise comparativa entre os diferentes sistemas é feita em duas vertentes: 1- rendimento médio do sistema de conversão e do sistema completo até à injeção de potência na rede eléctrica e, 2- rendimento do sistema em função do nível de potência fornecida à rede. Adicionalmente, apresenta-se um resumo comparativo da taxa de distorção harmónica da corrente na rede nas condições nominais.

5.7.1 Taxa de distorção harmónica da corrente

Nas condições nominais, e para as três microgerações, foram registadas as seguintes taxas de distorção harmónica da corrente injectada na rede, mostradas na Tabela 5.2.

Tabela 5.2. Análise comparativa da THD da corrente dos três sistemas.

	Inversor		
	Fronius IG 40	Sunny Boy SB 3800/V	Kaco Powador 3600xi
THD (%)	3,9	2,2	2,8

Da tabela conclui-se que o sistema baseado no inversor Fronius IG 40 é o que apresenta a maior THD. Pode, ainda, observar-se que este elevado valor é devido, principalmente, à presença dos harmónicos de ordem 3, 7 e 9. Estes harmónicos dificilmente são gerados pelo inversor, que comuta a frequência elevada. Serão, em princípio, devidos à distorção da tensão da rede e a uma mais reduzida indutância de ligação.

Em qualquer caso, no entanto, qualquer das microgerações apresenta valores de THD da corrente inferiores aos valores máximos impostos nas normas relativas à ligação deste tipo de sistemas à rede eléctrica.

5.7.2 Eficiência global

Na Tabela 5.3 apresentam-se os dados de catálogo dos fabricantes, os resultantes das medições efectuadas nas diferentes microgerações e dados estimados.

Como mais eficiente do ponto de vista do rendimento do sistema de conversão destaca-se o inversor Kaco Powador 3600xi com um rendimento médio de 95,8%. No entanto, a instalação específica em que está inserido faz com que deixe ser o sistema globalmente mais eficiente, deixando essa posição para o sistema que incorpora o inversor SunnyBoy SB 3800/V.

Tabela 5.3. Análise comparativa das diferentes eficiências dos sistemas analisados.

	Inversor		
	Fronius IG 40	Sunny Boy SB 3800/V	Kaco Powador 3600xi
Rendimento máximo, % (catálogo)	94,3	95,6	96,4
Rendimento Euro, % (catálogo)	93,5	94,7	95,8
Rendimento médio da conversão, % (medido)	93,7	95,3	95,8
Eficiência média da instalação, % (estimado)	93,3	94,8	93,8

5.7.3 Eficiência dos sistemas de conversão

A Tabela 5.4 mostra uma análise comparativa dos diferentes subsistemas que constituem as microgerações. Para uma análise mais detalhada são feitos comparativos do rendimento estando o sistema na sua potência nominal, P_n , a 0,75 de P_n , a 0,50 de P_n , e a 0,25 de P_n . São também apresentados resultados comparativos das perdas nos condutores CC e CA, o rendimento médio do inversor (calculado a partir das medições) e, por fim, o comparativo do rendimento global de todo o sistema.

Tabela 5.4. Análise comparativa da eficiência dos diferentes subsistemas.

	Microgeração		
	Picoto (Fronius IG 40)	Nogueira da Regedoura (Sunny Boy)	S.ta Marta de Penaguião (Kaco Powador)
Rendimento a P_n	93,4	94,0	95,2
Rendimento a 0,75 P_n	93,5	94,4	95,6
Rendimento a 0,50 P_n	93,6	95,0	95,9
Rendimento a 0,25 P_n	94,0	95,4	96,2
Perdas nos cabos CC	0,07	0,12	0,01
Perdas nos cabos CA	0,37	0,37	2,00
Rendimento do inversor	93,7	95,3	95,8
Eficiência global do sistema	93,3	94,8	93,8

Na eficiência global do sistema, como se pode verificar na Tabela 5.3, destaca-se a microgeração de Nogueira da Regedoura, que incorpora o sistema Sunny Boy, que apresenta uma eficiência global de 94,8%. Por outro lado, sendo das que mais distantes está da entrega da potência à rede e, por isso, a que apresenta as maiores perdas por transporte, é de salientar que a microgeração que incorpora um inversor Kaco Powador consegue, mesmo assim, uma muito elevada eficiência, o que vem comprovar que as perdas no sistema de conversão são as mais importantes num sistema fotovoltaico.

De notar, ainda, uma muito boa semelhança entre os resultados esperados a partir da análise efectuada por simulação, no Capítulo 4, e os resultados experimentais verificados ao nível do sistema electrónico de potência.

5.8 Conclusão

Com a ajuda da empresa Futursolution, foi possível fazer estudos de projecto e instalação no terreno de algumas microgerações nas quais se fizeram diversos conjuntos de medições.

Este capítulo apresentou as características gerais de três microgerações, baseadas em diferentes sistemas electrónicos de conversão de energia e de ligação à rede eléctrica. Foram apresentados vários registos gráficos da evolução do rendimento com o valor da potência entregue à rede bem como das principais características da corrente no ponto de ligação: harmónicos e factor de potência. Estudaram-se as perdas nos condutores CC e por transporte até entrega à rede de distribuição e foi uma breve análise à eficiência global dos diferentes sistemas e subsistemas constituintes das microgerações.

Concluiu-se que o sistema Fronius IG 40 apresenta mais perdas devido aos múltiplos andares de conversão. Assim, o sistema baseado no inversor Sunny Boy SB 3800/V, apesar de incorporar um transformador, tem menos perdas que o Fronius IG 40 pois possui somente um único andar de conversão, além de ter a vantagem do isolamento galvânico.

Relativamente às três instalações analisadas, e porque são vários os subsistemas que apresentam perdas, a que melhor rendimento global apresenta é a que contém o inversor Sunny Boy. Do ponto de vista da eficiência energética, o sistema baseado no inversor Kaco Powador 3600xi é o que tem o melhor inversor mas, devido à distância da instalação até ao ponto de entrega da potência à rede de distribuição, é o que apresenta mais perdas por condução. Não é, pois, o melhor do ponto de vista global. Isto permite concluir que o factor “rendimento do inversor” é dos mais importantes numa microgeração fotovoltaica.

Capítulo 6

Conclusão e trabalhos futuros

6.1 Conclusão

Este trabalho teve por base o estudo e análise comparativa de diversas microgerações fotovoltaicas, tomando como referência principal a eficiência energética global do sistema.

No capítulo 2 reviram-se as propriedades eléctricas das células fotovoltaicas bem como se abordou o seu circuito equivalente eléctrico, necessário para efectuar estudos de simulação. Salientou-se que a característica I-V do painel fotovoltaico apresenta um ponto de potência máxima, MPP, que deve ser explorado pelo sistema de conversão de energia de modo a extrair do painel essa mesma potência máxima para as diferentes condições de irradiância e de temperatura a que o painel está sujeito durante a respectiva operação. Assim, reviu-se o funcionamento de diversos algoritmos MPPT, capazes de extrair essa mesma potência máxima.

No capítulo 3 foi abordado com detalhe o condicionamento da energia eléctrica produzida pelo painel até ser entregue à rede eléctrica. Foi feita uma análise das topologias de conversão para sistemas fotovoltaicos de baixa potência; topologias com único andar inversor (não isoladas); topologias com único andar inversor (isoladas); topologias com múltiplos andares de conversão (isoladas) e topologias com múltiplos andares de conversão (não isoladas). As principais características eléctricas, vantagens e desvantagens de cada topologia foram abordadas.

Foi dada especial atenção a algumas topologias específicas, que operando sem transformador de ligação à rede eléctrica, estão vocacionadas quer para uma muito elevada eficiência energética quer para garantir as melhores condições de segurança e de minimização de ruído electromagnético: HERIC, H5 e Karschny.

No capítulo 4 estudou-se o rendimento dos inversores e o seu dimensionamento, fazendo-se uma referência ao Factor de Dimensionamento dos Inversores – FDI, e à sua influência na eficiência energética. Apresentou-se, também, a eficiência Euro, para harmonizar a classificação energética. Abordaram-se alguns métodos para aumentar a eficiência dos inversores e discutiu-se a questão do factor de qualidade para um sistema fotovoltaico, a sua Performance Ratio, pré-requisitos e métodos de cálculo.

Foi feita, também, uma análise detalhada dos modelos de perdas dos diferentes subsistemas que compõem, ou podem compor, o sistema fotovoltaico: cabos CC e CA, conversor CC/CC, conversor CC/CA e transformador. Apresentaram-se resultados de simulação para três configurações distintas, perspectivando os resultados de campo a apresentar no Capítulo 5.

Ao longo do Capítulo 5, e com a ajuda da empresa Futursolution, foi possível fazer projectos, estudos e implementações no terreno acompanhando a montagem de algumas microgerações onde se fizeram diversos conjuntos de medições.

Foram analisados três sistemas fotovoltaicos dos mais usados actualmente nas microgerações de baixa potência e registados e comparados os respectivos resultados de operação, em particular os relacionados com a eficiência energética, quer do sistema electrónico de potência quer da instalação como um todo. Para uma caracterização geral das microgerações apresentaram-se, também, as características harmónicas da corrente eléctrica e do factor de potência no ponto de ligação à rede eléctrica. Ainda, foram estimadas as perdas nos condutores CC, dos painéis até ao sistema de conversão e nos condutores CA, por transporte até à entrega à rede de distribuição.

Concluiu-se que o sistema Fronius IG 40 apresenta mais perdas devido aos múltiplos andares de conversão. Este sistema tem a vantagem do isolamento galvânico na cadeia de conversão. Por outro lado, a instalação baseada no sistema Kaco Powador 3600xi, apesar de não incorporar um transformador de ligação à rede e apresentar um rendimento muito elevado ao nível do sistema electrónico, tem perdas de transporte muito elevadas, o que a impede de apresentar a melhor eficiência global.

Relativamente às três instalações analisadas e apresentadas, e porque são vários os subsistemas que apresentam perdas, a que melhor eficiência global demonstra é a que contém o sistema Sunny Boy SB 3800/V. Não tem o melhor sistema de conversão mas apresenta menores perdas por condução, função da cablagem e da distância da instalação até ao ponto de entrega de potência à rede de distribuição.

Assim, apenas uma instalação cuidada, conjugada com um sistema de conversão de elevado rendimento, permite obter a maior eficiência global.

6.2 Desenvolvimentos futuros

Nos últimos anos, com a manutenção dos incentivos governamentais à instalação e utilização de energias renováveis tem aumentado a procura de sistemas fotovoltaicos. Acompanhando esta evolução, a investigação e o desenvolvimento destas tecnologias tem crescido exponencialmente.

Seria conveniente e vantajoso que, para facilitar o cálculo do factor da qualidade da instalação fotovoltaica, futuramente fossem desenvolvidos subsistemas, a incorporar nas microgerações, que já dispusessem desses módulos tornando, assim, mais fácil e imediata a leitura do factor da qualidade.

Também o desenvolvimento de software adequado para o projecto das instalações fotovoltaicas que facilitasse e desse uma visão geral do grau de rendimento de cada instalação, a curto e médio prazo, previamente à sua instalação e início de operação é uma necessidade importante. Esta facilidade já está disponível em alguns fabricantes, mas uma aplicação mais universal traria algumas vantagens.

Finalmente, do ponto de vista da eficiência energética, a inclusão, a nível do projecto da instalação, de avaliar as vantagens da inclusão de um ou dois graus de liberdade na orientação dos painéis solares daria uma melhor visão do investimento a fazer.

Anexo A

Lista de inversores certificados

A seguir encontra-se uma lista de todos os inversores utilizados actualmente em Portugal para as microgerações, à data de 2010-12-31.

Listagem de Inversores				
Marca/Fabricante	Modelo	Certificado		Observações
		Número	Validade	
Carlo Gavazzi Logistics SpA	ISMG 1 45 DE	U09-083	2010-12-31	
Carlo Gavazzi Logistics SpA	ISMG 1 50 DE	U09-083	2010-12-31	Para o Regime Geral
Carlo Gavazzi Logistics SpA	ISMG 1 60 DE	U09-083	2010-12-31	Para o Regime Geral
Conergy AG	IPG 2000	07-031	2010-03-13	
Conergy AG	IPG 2000 vision	07-031	2010-03-13	
Conergy AG	IPG 3000	07-031	2010-03-13	
Conergy AG	IPG 3000 vision	07-031	2010-03-13	
Conergy AG	IPG 4000	07-031	2010-03-13	
Conergy AG	IPG 4000 vision	07-031	2010-03-13	
Conergy AG	IPG 5000	07-031	2010-03-13	
Conergy AG	IPG 5000 vision	07-031	2010-03-13	
Conergy AG	WR 4600	2.04.00391.1.0	2011-12-31	
Danfoss Solar Inverters	ULX 1800i	LB.010.00/3-2388	2010-12-31	
Danfoss Solar Inverters	ULX 1800o	LB.010.00/3-2388	2010-12-31	
Danfoss Solar Inverters	ULX 3600i	LB.010.00/3-2388	2010-12-31	
Danfoss Solar Inverters	ULX 3600o	LB.010.00/3-2388	2010-12-31	
Danfoss Solar Inverters	ULX 5400i	LB.010.00/3-2388	2010-12-31	Para o Regime Geral
Danfoss Solar Inverters	ULX 5400o	LB.010.00/3-2388	2010-12-31	Para o Regime Geral
Delta Energy Systems	SI 2500	U08-173	2011-10-10	
Delta Energy Systems	SI 3300	U08-163	2011-10-07	
Delta Energy Systems	SI 5000	U08-211	2011-11-18	Para o Regime Geral
DonQi	UWT-Inverter	212791100	2013-12-31	
Fagor Automation	FSI 2.5	09007	2014-12-31	
FRONIUS	FRONIUS IG 15	2.04.00391.1.0	2011-12-31	
FRONIUS	FRONIUS IG 20	2.04.00391.1.0	2011-12-31	
FRONIUS	FRONIUS IG 30	2.04.00391.1.0	2011-12-31	
FRONIUS	FRONIUS IG 40	2.04.00391.1.0	2011-12-31	
FRONIUS	FRONIUS IG 60	2.04.00391.1.0	2011-12-31	Para o Regime Geral
FRONIUS	FRONIUS IG 60HV	2.04.00391.1.0	2011-12-31	Para o Regime Geral
FRONIUS	FRONIUS IG PLUS 35	2.04.00403.1.0	2012-12-31	
FRONIUS	FRONIUS IG PLUS 50	2.04.00391.1.0	2012-12-31	Para o Regime Geral
INGETEA S.A.	INGECOM SUN 3.8 TL	10004	2014-12-31	

KACO GmbH	POWADOR 1501xi	U07-132	2013-03-26	Com transformador de isolamento
KACO GmbH	POWADOR 2002	U09-111	2012-05-25	
KACO GmbH	POWADOR 2500xi	U09-191	2012-09-04	
KACO GmbH	POWADOR 3002	U09-111	2012-05-25	
KACO GmbH	POWADOR 3500xi	U07-133	2013-03-26	
KACO GmbH	POWADOR 3501xi	U07-132	2013-03-26	Com transformador de isolamento
KACO GmbH	Powador 3600xi	U09-191	2012-09-04	
KOSTAL Solar Electric GmbH	PIKO 3.0	U09-052	2012-03-31	
KOSTAL Solar Electric GmbH	PIKO 3.6	U09-052	2012-03-31	
Mastervolt International B.V.	XL3300	U08-058	2010-06-22	
Mastervolt International B.V.	XL3301	U08-058	2010-06-22	
Mastervolt International B.V.	XL5000	U08-058	2010-06-22	Para o Regime Geral
Mastervolt International B.V.	XS2000	U08-067	2011-03-07	
Mastervolt International B.V.	XS3200	U08-067	2011-03-07	
Mastervolt International B.V.	XS4300	U08-067	2011-03-07	
Mastervolt International B.V.	XS4500	U07-080	2010-07-20	Para o Regime Geral
Mitsubishi Electric Corporation	PV-PNSXXATL-GER	DIN V VDE V 0126-1-1	2010-12-31	
Pairan Elektronik GmbH	PVI 2300	U09-003	2012-01-16	
Pairan Elektronik GmbH	PVI 3500	U09-003	2012-01-16	
Pairan Elektronik GmbH	PVI 5000	U09-003	2012-01-16	Para o Regime Geral
POWER-ONE ITALY SPA	PVI-3.0-OUTD-DE/S-DE/DS-DE/DE-W	2.04.00536.1.0	2011-05-07	
POWER-ONE ITALY SPA	PVI-3.6-OUTD-DE/S-DE/DS-DE/DE-W	2.04.00536.1.0	2011-05-07	
POWER-ONE ITALY SPA	PVI-4.2-OUTD-DE/S-DE/DS-DE/DE-W	2.04.00536.1.0	2011-05-07	Para o Regime Geral
POWER-ONE ITALY SPA	PVI-5000 OUT-DE/DE-S/DE-DS	AZ 2.04.00389.1.0	2009-06-12	Para o Regime Geral
Schneider Electric Portugal	PVS NV1 2000	40019087	2010-09-30	
Schneider Electric Portugal	PVS NV1 2800	40019087	2010-09-30	
Schneider Electric Portugal	PVS NV1 4000	40019087	2010-09-30	
Schneider Electric Portugal	PVS NV1 400E	40019087	2010-09-30	
Schneider Electric Portugal	PVS NV1 600E	40019087	2010-09-30	
Schüco International KG	SGI 1500Tplus	U08-135	2011-06-27	
Schüco International KG	SGI 3500Tplus	U08-135	2011-06-27	
Siemens AG	SITOP SX25FI-PR2	06-019	2009-05-04	
Skystreamenergy	Skystream 3.7	73129-13		
SMA Solar Technology AG	SB 1100	07006	2012-12-31	Com Transformador de Isolamento
SMA Solar Technology AG	SB 1100 LV	07006	2012-12-31	
SMA Solar Technology AG	SB 1700	07006	2012-12-31	Com Transformador de Isolamento
SMA Solar Technology AG	SB 2100 TL	07006	2012-12-31	
SMA Solar Technology AG	SB 2500	07006	2012-12-31	Com Transformador de Isolamento
SMA Solar Technology AG	SB 2800	07006	2012-12-31	
SMA Solar Technology AG	SB 3000	07006	2012-12-31	Com Transformador de Isolamento
SMA Solar Technology AG	SB 3000TL-20	09003	2011-12-31	
SMA Solar Technology AG	SB 3300	07006	2012-12-31	Com Transformador de Isolamento
SMA Solar Technology AG	SB 3800V	07006	2012-12-31	Com Transformador de Isolamento
SMA Solar Technology AG	SB 4000TL-20	09003	2011-12-31	Para o Regime Geral
SMA Solar Technology AG	SB 5000TL-20	09003	2011-12-31	Para o Regime Geral
SMA Solar Technoloav AG	SB 700	07006	2012-12-31	

#

SMA Solar Technology AG	SMC 10000TL-10	07006	2012-12-31	Para o Regime Geral
SMA Solar Technology AG	SMC 11000TL-10	07006	2012-12-31	Para o Regime Geral
SMA Solar Technology AG	SMC 4600A	07006	2012-12-31	C Transf Isolam/Para o Regime Geral
SMA Solar Technology AG	SMC 5000A	07006	2012-12-31	Com Transformador de Isolamento
SMA Solar Technology AG	SMC 6000A	07006	2012-12-31	C Transf Isolam/Para o Regime Geral
SMA Solar Technology AG	SMC 6000TL	07006	2012-12-31	Para o Regime Geral
SMA Solar Technology AG	SMC 7000TL	07006	2012-12-31	Para o Regime Geral
SMA Solar Technology AG	SMC 8000TL	07006	2012-12-31	Para o Regime Geral
SMA Solar Technology AG	SMC 9000TL-10	07006	2012-12-31	Para o Regime Geral
SMA Solar Technology AG	WB (SB) 1100	07006	2012-12-31	Com transformador de isolamento
SMA Solar Technology AG	WB (SB) 1100 LV	07006	2012-12-31	Com transformador de isolamento
SMA Solar Technology AG	WB (SB) 1700	07006	2012-12-31	Com transformador de isolamento
SMA Solar Technology AG	WB (SB) 2500	07006	2012-12-31	Com transformador de isolamento
SMA Solar Technology AG	WB (SB) 3000	07006	2012-12-31	Com transformador de isolamento
SMA Solar Technology AG	WB (SB) 3300	07006	2012-12-31	Com transformador de isolamento
SMA Solar Technology AG	WB (SB) 3800	07006	2012-12-31	C Transf Isolam/Para o Regime Geral
SMA Solar Technology Ag	WB (SB) 3800V	07006	2012-12-31	Com Transformador de Isolamento
SMA Solar Technology AG	WB (SB) 700	07006	2012-12-31	Com transformador de isolamento
SMA Solar Technology AG	WB (SMC) 5000A	07006	2012-12-31	C Transf Isolam/Para o Regime Geral
SMA Solar Technology AG	WB (SMC) 6000A	07006	2012-12-31	C Transf Isolam/Para o Regime Geral
Solar Max	SI 2000S	DIN V VDE V 0126-1-1	2013-12-31	
Solar Max	SI 3000S	DIN V VDE V 0126-1-1	2013-12-31	
Solar Max	SI 4200S	DIN V VDE V 0126-1-1	2013-12-31	
Solar Max	SI 6000S	DIN V VDE V 0126-1-1	2013-12-31	Para o Regime Geral
Steca	Steca Grid 1900D Master	07002	2011-12-31	
Steca	StecaGrid 2000+	07002	2011-12-31	
Steca	StecaGrid Control D1	08001	2009-12-31	Associado c/ Inversor Série MiniString
SUNSET Energietechnik GmbH	SUN3Grid 4000	U08-102	2011-06-27	Para o Regime Geral
SUNSET Energietechnik GmbH	SUNstring 4000	U08-101	2011-06-27	
Sunways AG	AT 2700	U08-120	2011-07-25	
Sunways AG	AT 3600	U08-120	2011-07-25	
Sunways AG	AT 4500	U08-120	2011-07-25	Para o Regime Geral
Sunways AG	AT 5000	U08-120	2011-07-25	Para o Regime Geral
Sunways AG	NT 2500	U09-173	2012-08-24	
Sunways AG	NT 3700	U09-173	2012-08-24	
Sunways AG	NT 4200	U09-173	2012-08-24	Para o Regime Geral
Sunways AG	NT 5000	U09-173	2012-08-24	Para o Regime Geral
Xantrex Technology S.L.	GT 2.8-SP-QC-230	08010	2011-12-31	
Xantrex Technology S.L.	GT 3.8-SP-QC-230	08010	2011-12-31	
Xantrex Technology S.L.	GT2.5-DE-QC-230	08010	2011-12-31	
Xantrex Technology S.L.	GT3.8-DE-QC-230	08010	2011-12-31	
ZIGOR Corporation, SA	ES 4200	O8TWS1294-01	2013-04-29	

Referências

- [1] Altener. “Energia fotovoltaica. Manual sobre tecnologias, projecto e instalação”, Programa Altener, 2004.
- [2] Renewables. “Global status report”, September, 2010.
- [3] EN 50438. “Requirements for the connection of micro-generators in parallel with public low-voltage distribution networks”, 2007.
- [4] IEEE Standard 1547. “Standard for interconnecting distributed resources with electric power systems”, 2003.
- [5] IEEE Standard 519. “IEEE Recommended practices and requirements for harmonic control in electric power systems”, 1992.
- [6] IEC 61000-3-2. “Electromagnetic Compatibility (EMC). Limits for harmonic current emissions (equipment input current <16 A per phase)”, 1995.
- [7] EN 50160. “Características da tensão fornecida pelas redes de distribuição pública de energia eléctrica”, 2001.
- [8] A.H. Fannee, M.W. Davis, B.P. Dougherty. “Comparison of photovoltaic module performance measurements”, *Journal of Solar Energy Engineering*, vol. 128, no. 2, 152-159, 2006.
- [9] M.A. Green, K. Emery, Y. Hishikawa, W. Warta. “Solar cell efficiency tables (version 36)”. *Progress in Photovoltaics Research and Applications*, vol. 18, pp. 346-352, 2010.
- [10] A. Jäger-Waldau. “Status and perspectives of thin-film solar cell production”, in *Proceedings of the 3rd International Workshop Thin Films in the Photovoltaic Industry*, Ispra, Italy, pp. 24-33, 2007.
- [11] A. Khaligh, O.G. Onar. “Energy harvesting. Solar, wind, and ocean energy conversion systems”, CRC Press, Boca Raton, USA, 2010.
- [12] E.D. Aranda, J.A.G. Galan, M.S. Cardona, J.M.A. Marquez. “Measuring the I-V curve of PV generators”, *IEEE Industrial Electronics Magazine*, vol. 3 no. 3, pp. 4-14, 2009.

- [13] S.B. Kjaer, J.K. Pedersen, F. Blaabjerg. “A review of single-phase grid-connected inverters for photovoltaic modules”, *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 41, no. 5, pp. 1292–1306, 2005.
- [14] A. Wagner. “Peak power and internal series resistance measurement under natural ambient conditions”, in *Proceedings of the EuroSun Conference 2000*, Copenhagen, Denmark, 2000.
- [15] M. Andersen, B. Alvsten. “200 W low-cost module integrated utility interface for modular photovoltaic energy systems”, in *Proceedings of the 1995 IEEE Industrial Electronics Conference (IECON 95)*, pp. 572-577, 1995.
- [16] J.H.R. Enslin, M.S. Wolf, D.B. Snyman, W. Swiegers. “Integrated photovoltaic maximum power point tracking converter”, *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 44, nº 6, pp. 779-793, 1997.
- [17] G.M.S. Azevedo, M.C. Cavalcanti, K.C. Oliveira, F.A.S. Neves, Z.D. Lins. “Comparative evaluation of maximum power point tracking methods for photovoltaic systems”, *Journal of Solar Energy Engineering*, vol. 131, 2009.
- [18] J.M. Enrique, E. Durán, M. Sidrach-de-Cardona, J.M. Andújar. “Theoretical assessment of the maximum power point tracking efficiency of photovoltaic facilities with different converter topologies”, *Solar Energy*, vol. 81, no.1, pp. 31-38, 2007.
- [19] T. Esram, P.L. Chapman. “Comparison of photovoltaic array maximum power point tracking techniques,” *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 22, no. 2, pp. 439-449, 2007.
- [20] D.P. Hohm, M.E. Ropp. “Comparative study of maximum power point tracking algorithms”, *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, vol. 11, pp. 47-62, 2003.
- [21] V. Salas, E. Olias, A. Barrado, A. Lázaro. “Review of the maximum power point tracking algorithms for stand-alone photovoltaic systems”, *Solar Energy Materials & Solar Cells*, vol. 90, pp. 1555-1578, 2006.
- [22] G. Petrone, G. Spagnuolo, M. Vitelli. “A multivariable perturb-and-observe maximum power point tracking technique applied to a single-stage photovoltaic inverter”, *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 58, no. 1, pp. 76-84, 2011.
- [23] A. Brambilla, M. Gambarara, A. Garutti, F. Ronchi. “New approach to photovoltaic arrays maximum power point tracking”, in *Proceedings of the 30th IEEE Power Electronics Conference*, Charleston USA, pp. 632-637, 1998.
- [24] M.C.B. Rodrigues, E.C. Teixeira, H.A.C. Braga. “Uma visão topológica sobre sistemas fotovoltaicos monofásicos conectados à rede de energia elétrica”, em *Actas do V Congresso Latino-Americano: Geração e Transmissão de Energia Elétrica (V CLAGTEE)*, São Pedro, Brasil, 2003.
- [25] Y. Xue, L. Chang, S.B. Kjaer, J. Bordonau, T. Shimizu. “Topologies of single-phase inverters for small distributed power generators: an overview,” *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 19, pp. 1305-1314, 2004.

- [26] R. Teodorescu, M. Liserre, P. Rodríguez. “Grid converters for photovoltaic and wind power systems”, John-Wiley and Sons, Chichester, United Kingdom 2011.
- [27] IEEE Standard 929. “Recommended practice for utility interface of photovoltaic systems”, 2000.
- [28] J.M. Carrasco, L.G. Franquelo, J.T. Bialasiewicz, E. Galvan, R.C.P. Guisado, M.A.M. Prats, J.I. Leon, N. Moreno-Alfonso. “Power electronic systems for the grid integration of renewable energy sources: A survey”, IEEE Transactions on Power Electronics, vol. 53, pp. 1002-1016, 2006.
- [29] E. Gubía, P. Sanchis, A. Ursua, J. López, L. Marroyo. “Ground currents in single-phase transformerless photovoltaic systems”, Progress in Photovoltaics: Research and Applications, vol. 15, pp. 629-650, 2007.
- [30] T. Kerekes, R. Teodorescu, P. Rodriguez, G. Vazquez, E. Aldabas. “A new high-efficiency single-phase transformerless PV inverter topology”, IEEE Transactions on Industrial Electronics, vol. 58, no. 1, pp. 184-191, 2011.
- [31] Earthscan. “Planning and installing photovoltaic systems. A guide for installers, architects and engineers”. Earthscan, London, 2008.
- [32] M. Calais, J. Myrzik, T. Spooner, V.G. Agelidis. “Inverters for single-phase grid connected photovoltaic systems – an overview”, in Proceedings of the IEEE 33rd Power Electronics Specialists Conference (PESC’2002), vol. 4, pp. 1995-2000, 2002.
- [33] G.M. Martins, J.A. Pomilio, S. Buso. “A single-phase low-frequency commutation inverter for renewables”, em Anais do VI Congresso Brasileiro de Eletrônica de Potência (COBEP 2001), Florianópolis, Brasil, pp. 735-739, 2001.
- [34] H. Oishi, H. Okada, K. Ishizaka, R. Itoh. “Single-phase soft-switched current-source inverter for utility interactive photovoltaic power generation system”, in Proceedings of the 2002 IEEE Power Conversion Conference (PCC 2002), Osaka, Japan, 2002.
- [35] V.G. Agelides, D.M. Baker, W.B. Lawrance, C.V. Nayar. “A multilevel PWM inverter topology for photovoltaic applications”, in Proceedings of the IEEE International Symposium on Industrial Electronics, (ISIE’97), 1997.
- [36] M. Calais, V.G. Agelides. “A transformerless five level cascaded inverter based single phase photovoltaic system”, in Proceedings of the IEEE 31st Power Electronics Specialists Conference (PESC’2000), pp.1173-1178, 2000.
- [37] K. Souza, S. Daher, F. Antunes. “A single-phase inverter for PV systems”, em Anais do VI Congresso Brasileiro de Eletrônica de Potência (COBEP 2001), Florianópolis, Brasil, pp. 215-219, 2001.
- [38] G.H. Thomas. “Power inverter for generating voltage regulated sine wave replica”, US Patent n° 5373433, 1994.
- [39] J.A. Gow, J.A.M. Bleijs. “A modular DC-DC converter and maximum power tracking controller for medium to large scale photovoltaic generating plant”, in Proceedings of the 8th European Conference on Power Electronics and Applications (EPE’99), Lausanne, Switzerland, 1999.

- [40] G. Merwe, L. Merwe. “150 W inverter – an optimal design for use in solar home systems”, in Proceedings of the IEEE International Symposium on Industrial Electronics (ISIE’98), vol. 1, pp. 57-62, 1998.
- [41] J.A. Gow, C.D. Manning. “Photovoltaic converter system suitable for use in small scale stand-alone or grid connected applications”, IEE Proceedings Electric Power Applications, vol. 147, n° 6, pp. 535-543, 2000.
- [42] Y.B. Blauth, J.O. Wisbeck, A. Krenzinger. “Condicionador de energia para painéis solares com melhoria do conteúdo harmônico e do fator de potência da instalação”, em Anais do XIV Congresso Brasileiro de Automática (CBA 2002), Natal, Brasil, pp. 251-256, 2002.
- [43] K. Chomsuwan, P. Prisuwana, V. Monyakul. “Photovoltaic grid-connected inverter using two-switch buck-boost converter”, in Proceedings of the 29th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, pp. 1527-1530, 2002.
- [44] F.S. Kang, C.U. Kim, S.J. Park, H.W. Park. “Interface circuit for photovoltaic system based on buck-boost current-source PWM inverter”, in Proceedings of the 28th IEEE Industrial Electronics Society Conference (IES’2002), pp. 3257-3261, 2002.
- [45] M.C.B. Rodrigues, E.C. Teixeira, H.A.C. Braga. “A current five-level boost inverter applied to a grid-connected photovoltaic system”, em Anais do VII Congresso Brasileiro de Eletrônica de Potência (COBEP’2003), Fortaleza, Brasil, 2003.
- [46] S.V. Araújo, P. Zacharias, R. Mallwitz. “Highly efficient single-phase transformerless inverters for grid-connected photovoltaic systems”, IEEE Transactions on Industrial Electronics, vol. 57, no. 9, pp. 3118-3128, 2010.
- [47] R. González, E. Gubía, J. López, L. Marroyo. “Transformerless single-phase multilevel-based photovoltaic inverter”, IEEE Transactions on Industrial Electronics, vol. 55, no. 7, pp. 2694-2702, 2008.
- [48] F. Greizer, S. Bremicker, U. Hübler. “Europäische Patentanmeldung”, EP 1 626 494 A2, 2005.
- [49] H. Schmidt, C. Siedle, J. Ketterer. “Europäische Patentanmeldung”, EP 1 369 985 A2, 2003.
- [50] D. Karschny. “Wechselrichter”, German Patent DE 19 642 522 C1, 1998.
- [51] D. Kranzer, B. Burger, N. Navarro, O. Staltter. “Applications of SiC-transistors in photovoltaic inverter”, Materials Science Forum, vol. 615-617, pp. 895-898, 2009.
- [52] B. Sahan, S.V. Araújo, T. Kirstein, L. Menezes, P. Zacharias. “Photovoltaic converter topologies suitable for SiC-JFETs”, in Proceedings of PCIM Europe Conference (PCIM’2009), 12-14 May 2009, pp. 431-437, 2009.
- [53] B. Burger, D. Kranzer. “Extreme high efficiency PV-power converters”, in Proceedings of the 13th European Conference on Power Electronics and Applications (EPE 2009), 8-10 Sept. 2009, Barcelona, Spain, 2009.
- [54] C. Wilhelm, D. Kranzer, B. Burger. “Highly compact and high efficient solar inverter with silicon carbide transistors”, in Proceedings of the 25th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition / 5th World Conference on Photovoltaic Energy Conversion, 6-10 September 2010, Valencia, Spain, pp. 4442-4447, 2010.

- [55] W.N. Macêdo. “Análise do fator de dimensionamento do inversor (FDI) aplicado a sistemas fotovoltaicos conectados à rede (SFCR)”, Tese de doutorado, Universidade de S. Paulo, Brasil, 2006.
- [56] N. Mohan, T. Undeland, W. Robbins. “Power electronics. Converters, applications and design”, 2nd Ed., John Wiley and Sons, New York, USA, 1996.
- [57] SMA. “Performance Ratio. Quality factor for the PV plant”, Technical Information, SMA Solar Technology AG, 2010.
- [58] F. Casanellas. “Losses in PWM inverters using IGBTs”, IEE Proceedings, Electric Power Applications, vol. 144, no. 5, pp. 235-239, 1994.
- [59] L.K. Mestha, P.D. Evans. “Analysis of on-state losses in PWM inverters”, IEE Proceedings Electric Power Applications, vol. 136, no. 4, pp. 189-194, 1989.
- [60] www.futursolution.pt.
- [61] C.W.A. Baltus, J.A. Eikelboom, R.J.C. van Zolingen. “Analytical monitoring of losses in PV systems”, in Proceedings of the 14th European Photovoltaic Solar Energy Conference, Barcelona, 1997.