



**Carlos Manuel Pereira da Silva Rodrigues  
Rosa**

Licenciatura em Ciências da Engenharia Electrotécnica e de  
Computadores

## **Inversor Fotovoltaico para utilização em Ambiente Doméstico**

Dissertação para obtenção do Grau de Mestre em  
Engenharia Electrotécnica e de Computadores

Orientador: Prof. Doutor João Martins, Professor Auxiliar,  
FCT - UNL

Co-orientador: Prof. Doutor João Pina, Professor Auxiliar,  
FCT - UNL

Júri:

Presidente: Doutora Anabela Monteiro Gonçalves Pronto  
Arguente(s): Doutor Vitor Manuel de Carvalho Fernão Pires  
Vogal(ais): Doutor João Francisco Alves Martins  
Doutor João Miguel Murta Pina



FACULDADE DE  
CIÊNCIAS E TECNOLOGIA  
UNIVERSIDADE NOVA DE LISBOA

**Setembro de 2012**

# **Inversor Fotovoltaico para utilização em Ambiente Doméstico**

Carlos Manuel Pereira da Silva Rodrigues Rosa

Monte de Caparica, 2012

# Direitos de Cópia

---

A Faculdade de Ciências e Tecnologia e a Universidade Nova de Lisboa têm o direito, perpétuo e sem limites geográficos, de arquivar e publicar esta dissertação através de exemplares impressos reproduzidos em papel ou de forma digital, ou por qualquer outro meio conhecido ou que venha a ser inventado, e de a divulgar através de repositórios científicos e de admitir a sua cópia e distribuição com objectivos educacionais ou de investigação, não comerciais, desde que seja dado crédito ao autor e editor.



# Agradecimentos

---

Aos Pais, Irmão, restante Família e amigos por todo o apoio incondicional durante o meu período de formação.

À Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade Nova de Lisboa pela qualidade do ensino e formação que me proporcionou.

Ao Professor Doutor João Martins pela sua orientação, colaboração e conhecimentos que me transmitiu, bem como ao Professor Doutor João Murta Pina por todo o apoio prestado.



# Abstract

---

As a result of the crisis we are experiencing now, there has been a general increase in prices of all goods and services. In the particular case of electricity, households and small business owners are noticing a continuous increase in their electric bill even without a consumption growth.

In order to offer a solution that allows the consumers to save some money on the electric bill, this thesis proposes a photovoltaic system (PV) applied to households/small offices complemented by a basic study on its economic viability.

This PV system consists of four blocks: a very low power photovoltaic panel (less than 500 W), a Boost DC-DC converter with Maximum Power Point Tracking (MPPT) and Power Control, a single-phase Full-Bridge inverter and a low frequency transformer which provides the output voltage of 230 V<sub>AC</sub>. Also, this system is capable to communicate with a smartmeter.

Therefore, and because it's not allowed by law to inject power into the electric grid, this system ensures that the energy produced by the PV panel is never higher than the energy consumed by the house.

**Keywords:** Inverter, Photovoltaic Energy, MPPT, Renewable Energy, Smartmeter.



# Resumo

---

Em consequência da crise que se vive actualmente, tem-se verificado um aumento generalizado dos preços de todos os bens e serviços. Em particular, no caso da electricidade, os consumidores domésticos e as empresas têm visto a sua factura aumentar cada vez mais, mesmo sem acréscimo de consumo.

No sentido de poder oferecer aos consumidores uma solução que lhes permita poupar na factura de electricidade, esta dissertação propõe um sistema de aproveitamento de energia solar (fotovoltaico), aplicado a habitações/pequenos escritórios, complementado por um estudo básico sobre a sua viabilidade económica.

O sistema fotovoltaico é constituído por quatro blocos: um painel fotovoltaico de muito baixa potência (inferior a 500 W); um conversor DC-DC *Boost* com MPPT e Controlo em Potência; um inversor monofásico *Full-Bridge* onde é feita a conversão DC-AC; e um transformador de baixa frequência que garante a tensão de 230 V<sub>AC</sub> na saída. Além disso, o sistema também consegue comunicar com um *smartmeter*.

Assim e dado que não é permitido, por Lei, injectar potência na rede de distribuição, este sistema garante que a energia produzida pelo painel fotovoltaico, nunca é superior à energia consumida pela casa.

**Palavras-chave:** Inversor, Energia Fotovoltaica, MPPT, Energias Renováveis, *Smartmeter*.



## Índice de Matérias

Direitos de Cópia.....	iii
Agradecimentos .....	v
Abstract.....	vii
Resumo.....	ix
Lista de Abreviaturas .....	xvii
Capítulo 1 - Introdução.....	1
1.1. Contextualização e Motivação.....	1
1.2. Objectivos .....	3
1.3. Organização da Dissertação .....	4
Capítulo 2 - Topologias.....	5
2.1. Conversores DC-DC.....	5
2.1.1. Boost .....	5
2.1.2. Buck – Boost .....	6
2.1.3. Flyback .....	7
2.2. Conversores DC-AC.....	9
2.2.1. NPC Half-Bridge.....	9
2.2.2. H-bridge.....	10
2.3. Comparativo entre topologias.....	13
Capítulo 3 - Implementação.....	15
3.1. Modelo do sistema.....	15
3.2. Topologia utilizada.....	18
3.3. Bloco de Electrónica de Potência .....	19
3.3.1. Painel Fotovoltaico .....	20
3.3.2. Dimensionamento dos Componentes dos Conversores.....	20
3.4. Bloco de Controlo .....	28
3.4.1. Módulo PV.....	28
3.4.2. Inversor Full-Bridge .....	37
3.5. Simulações .....	45
3.5.1. Condições STC .....	46
3.5.2. Fora de condições STC (400 W/m <sup>2</sup> ) .....	49
3.5.3. Fora de condições STC (150 W/m <sup>2</sup> ) .....	52
Capítulo 4 - Rentabilidade da solução .....	55
4.1. Metodologia aplicada.....	55
4.2. Diagramas de carga (habitação) .....	57
4.2.1. Diagrama típico de um dia num mês de Inverno.....	58
4.2.2. Diagrama típico de um dia num mês de Verão .....	62
4.2.3. Diagrama típico de um dia no período de férias .....	66
4.3. Diagramas de carga (pequeno escritório) .....	67
4.3.1. Diagrama típico de um dia num mês de Inverno.....	68

4.3.2. Diagrama típico de um dia num mês de Verão .....	70
4.4. Poupança Anual .....	71
4.4.1. Habitação .....	72
4.4.2. Pequenos escritórios.....	74
Capítulo 5 - Conclusões.....	77
5.1. Sugestões de trabalho futuro.....	78
Bibliografia .....	79

## Índice de figuras

Figura 1.1 - Tecnologias utilizadas pela EDP em 2011 [1] .....	1
Figura 1.2 – Evolução da economia Portuguesa entre 2008 e 2011 [2] .....	2
Figura 1.3 – Evolução dos preços médios do Brent, Carvão, Gás Natural e CO <sub>2</sub> [2] .....	3
Figura 1.4 – Evolução dos preços da energia eléctrica pagos pelos consumidores (€/kWh) [4] .....	3
Figura 2.1 – Conversor <i>Boost</i> (adaptado de [6]) .....	5
Figura 2.2 – Ganho de tensão do conversor em função do <i>Duty Cycle D</i> [5] .....	6
Figura 2.3 – Conversor <i>Buck-Boost</i> (adaptado de [6]) .....	6
Figura 2.4 – Ganho de tensão do conversor <i>Buck-Boost</i> em função do <i>Duty Cycle D</i> [5] .....	7
Figura 2.5 - Conversor <i>Flyback</i> (adaptado de [7]) .....	7
Figura 2.6 – Inversor NPC Half-Bridge (adaptada de [9]) .....	9
Figura 2.7 – Topologia Full H-Bridge (adaptado de [12]) .....	10
Figura 2.8 – Topologia <i>Half H-Bridge</i> (adaptado de [10]) .....	11
Figura 2.9 – Topologia HERIC (adaptado de [16]) .....	12
Figura 2.10 – Topologia H5 (adaptado de [17]) .....	13
Figura 3.1 – Sistema final .....	16
Figura 3.2 – Topologia utilizada .....	18
Figura 3.3 – Topologia utilizada para elevação e inversão da tensão do PV .....	19
Figura 3.4 – Conversor DC-DC <i>Boost</i> (adaptado de [5]) .....	20
Figura 3.5 – Transistor Q <sub>1</sub> em condução [5] .....	21
Figura 3.6 – Transistor Q <sub>1</sub> desligado [5] .....	22
Figura 3.7 – Ganho de tensão do conversor em função do <i>Duty Cycle D</i> (repetição da Figura 2.2) [5] .....	23
Figura 3.8 – Tensão e potência à saída do conversor <i>Boost</i> para C = 34,7 µF .....	26
Figura 3.9 - Tensão e potência à saída do conversor <i>Boost</i> para C = 900 µF .....	27
Figura 3.10 – Curva I(U) de um painel fotovoltaico .....	29
Figura 3.11 – Curva P(U) de um painel fotovoltaico .....	30
Figura 3.12 – Algoritmo P&O MPPT [20] .....	30
Figura 3.13 – Algoritmo <i>Hill Climbing</i> [21] .....	31
Figura 3.14 – Algoritmo Incremental Conductance [23] .....	33
Figura 3.15 – Diagrama de blocos do controlo em potência .....	33
Figura 3.16 – Curva P(U) de um painel fotovoltaico (quando $P < P_{MAX}$ ) .....	34
Figura 3.17 – Escolha entre MPPT e Controlo em Potência .....	36
Figura 3.18 – Fluxograma da solução escolhida .....	37
Figura 3.19 – Bloco de controlo ligado ao Inversor <i>Full-Bridge</i> .....	37
Figura 3.20 – Bloco “Controlo Inversor” .....	38
Figura 3.21 – Diagrama do controlador <i>fixed band</i> [25] .....	39
Figura 3.22 – Estrutura típica de um PLL (monofásico) [26] .....	39
Figura 3.23 – Controlo do inversor .....	41
Figura 3.24 – Detalhe da Figura 3.23 referente ao controlo MPPT .....	42
Figura 3.25 – Potência na rede utilizando o controlador PI do modo MPPT em condições STC .....	43
Figura 3.26 – Detalhe da Figura 3.23 referente ao Controlo em Potência .....	43
Figura 3.27 – Potência na rede utilizando o método adoptado .....	44
Figura 3.28 – Tensão, corrente e potência à saída do <i>Boost</i> .....	46
Figura 3.29 – Tensão, corrente e potência de funcionamento do PV .....	47
Figura 3.30 – Tensão, corrente e potência fornecidos pela rede .....	47
Figura 3.31 – <i>Zoom</i> ao período de Controlo em Potência da Figura 3.30 .....	48
Figura 3.32 – Tensão, corrente e tensão/corrente à saída do filtro no período de controlo MPPT .....	48
Figura 3.33 - Tensão, corrente e tensão/corrente à saída do filtro no período de Controlo em Potência .....	49
Figura 3.34 – Tensão, corrente e potência à saída do <i>Boost</i> .....	50
Figura 3.35 – Tensão, corrente e potência de funcionamento do PV .....	50
Figura 3.36 – Tensão, corrente e potência fornecidos pela rede .....	51
Figura 3.37 – <i>Zoom</i> ao período de Controlo em Potência da Figura 3.36 .....	51
Figura 3.38 – Tensão, corrente e tensão/corrente à saída do filtro no período de controlo MPPT .....	52
Figura 3.39 – Tensão, corrente e tensão/corrente à saída do filtro no período de Controlo em Potência .....	52
Figura 3.40 – Tensão, corrente e potência à saída do <i>Boost</i> .....	53
Figura 3.41 – Tensão, corrente e potência de funcionamento do PV .....	53
Figura 3.42 – Tensão, corrente e potência fornecidos pela rede .....	54
Figura 3.43 – Corrente à saída do filtro .....	54
Figura 4.1 – Diagrama correspondente à potência máxima que o PV pode fornecer (Inverno) .....	56
Figura 4.2 – Diagrama correspondente à potência máxima que o PV pode fornecer (Verão) .....	56
Figura 4.3 – Diagrama de carga num dia de semana .....	60
Figura 4.4 – Diagrama de carga num fim-de-semana .....	62
Figura 4.5 – Diagrama de carga num dia de semana .....	64
Figura 4.6 – Diagrama de carga num fim-de-semana .....	65
Figura 4.7 – Diagrama de carga durante o período de férias .....	66

Figura 4.8 – Diagrama de carga num dia de semana.....	69
Figura 4.9 – Diagrama de carga num fim-de-semana .....	69
Figura 4.10 – Diagrama de carga num dia de semana.....	70
Figura 4.11 – Diagrama de carga num fim-de-semana .....	71
Figura 4.12 – Energia fornecida pela rede em cada mês do ano (para um PV de 280 Wp) .....	72
Figura 4.13 – Energia fornecida pela rede em cada mês do ano (para um PV de 500 Wp) .....	73
Figura 4.14 – Energia fornecida pela rede em cada mês do ano (para um PV de 280 Wp) .....	74
Figura 4.15 - Energia fornecida pela rede em cada mês do ano (para um PV de 500 Wp).....	75

## Índice de Tabelas

Tabela 2.1 – Comparativo entre topologias sem transformador (adaptado de [13]).....	14
Tabela 3.1 – Características do PV em condições STC.....	20
Tabela 3.2 – Componentes utilizados no sistema .....	45
Tabela 4.1 – Cenário matricial referente aos perfis de utilização de cada local em cada período .....	55
Tabela 4.2 – Lista de aparelhos e respectivos valores de potência, energia e período onde são utilizados (Verão/Inverno) .....	58
Tabela 4.3 – Período de funcionamento de cada aparelho num dia de semana.....	59
Tabela 4.4 - Período de funcionamento de cada aparelho nos fins-de-semana .....	61
Tabela 4.5 - Período de funcionamento de cada aparelho num dia de semana .....	63
Tabela 4.6 - Período de funcionamento de cada aparelho nos fins-de-semana .....	65
Tabela 4.7 – Lista de aparelhos e respectivos valores de potência, energia e período onde são utilizados (Verão/Inverno) .....	67
Tabela 4.8 - Período de funcionamento de cada aparelho num dia de semana .....	68
Tabela 4.9 – Previsão do tempo de retorno do investimento.....	73
Tabela 4.10 – Previsão do tempo de retorno do investimento.....	75
Tabela 4.11 – Previsão do tempo de retorno do investimento.....	76
Tabela 5.1 – Previsão do tempo de retorno do investimento (poupança máxima).....	78



# Lista de Abreviaturas

---

AC – Corrente Alternada (*Alternating Current*)

AT – Alta Tensão

BTE – Baixa Tensão Especial

BTN – Baixa Tensão Normal

CCGT – Ciclo Combinado a Gás Natural (*Combined Cycle Gas Turbine*)

DC – Corrente Contínua (*Continuous Current*)

EDP – Energias De Portugal

MAT – Muito Alta Tensão

MPP – Ponto de Potência Máxima (*Maximum Power Point*)

MPPT – *Maximum Power Point Tracking*

MT – Média Tensão

PI – Proporcional Integral

PLL – *Phase Lock Loop*

PV – Fotovoltaico (*Photovoltaic*)

PVP – Preço de Venda ao Público

PWM – *Pulse Width Modulation*

RMS – Valor Eficaz (*Root Mean Square*)

STC – Condições de Ensaio de Referência (*Standard Test Conditions*): Irradiância =  $1000 \text{ W/m}^2$ , Temperatura no módulo =  $25 \text{ }^\circ\text{C}$

THD – Distorção Harmónica Total (*Total Harmonic Distortion*)



# Capítulo 1 - Introdução

---

## 1.1. Contextualização e Motivação

A geração de energia a partir de combustíveis fósseis é uma preocupação que existe a nível mundial, devido ao facto de estes não se renovarem em tempo útil, isto é, o ritmo de consumo destes recursos é superior ao ritmo a que são produzidos. Daqui decorre também um efeito nocivo indirecto que se prende com a libertação de poluentes, resultantes do processo de geração.

Por outro lado, um dos problemas que afecta países como Portugal é a grande dependência energética do exterior que tem um impacto social e económico elevado, já que o preço das energias está dependente de países estrangeiros. Assim, qualquer variação nos preços afecta directamente o custo dos bens e serviços consumidos no país.

A adopção das energias renováveis tem vindo a assumir uma importância crescente, em particular na área eléctrica, de modo a reduzir a poluição provocada pela utilização de combustíveis fósseis na geração de energia, bem como a dependência energética do exterior.

Em Portugal, como se pode ver na Figura 1.1, mais de 50% da energia eléctrica produzida é proveniente de energias renováveis.

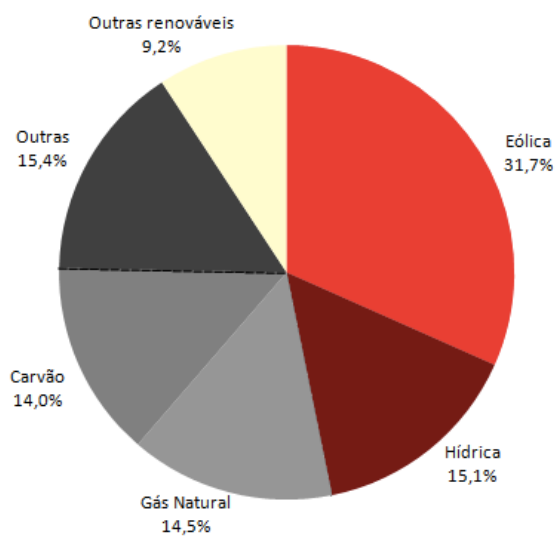
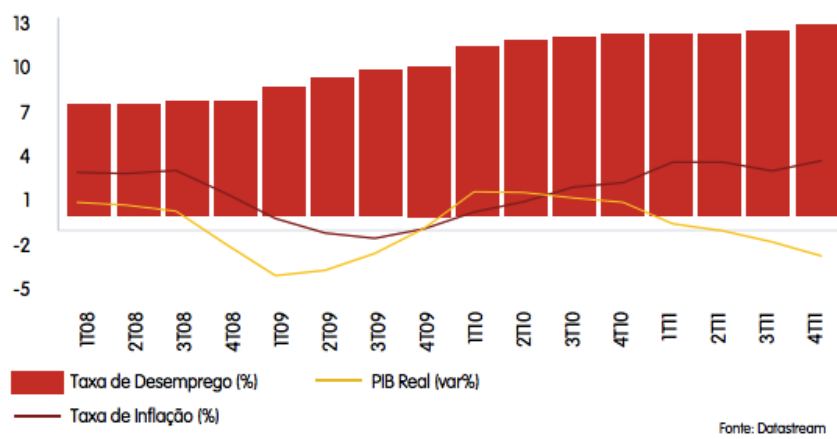


Figura 1.1 - Tecnologias utilizadas pela EDP em 2011 [1]

Num cenário de crise como o que se vive actualmente, o aumento generalizado dos preços, dos impostos e a diminuição do poder de compra da população, contribuíram para um recuo da economia. Na Figura 1.2, pode-se verificar o contínuo aumento do desemprego e consequente queda do PIB real.



**Figura 1.2 – Evolução da economia Portuguesa entre 2008 e 2011 [2]**

Juntando esta situação económica com os valores elevados dos combustíveis, era inevitável o aumento do custo da produção de electricidade e consequente aumento do seu preço para os consumidores domésticos e empresas.

De acordo com a EDP [3], os custos de produção têm vindo a aumentar e, no primeiro trimestre de 2011, subiram 16% face ao primeiro trimestre de 2010, atingindo o valor de 38 €/MWh.

Este aumento ocorreu devido à necessidade de uma maior contribuição das centrais CCGT/Carvão na geração eléctrica e também devido ao custo mais elevado dos combustíveis [3], como se pode ver na Figura 1.3.

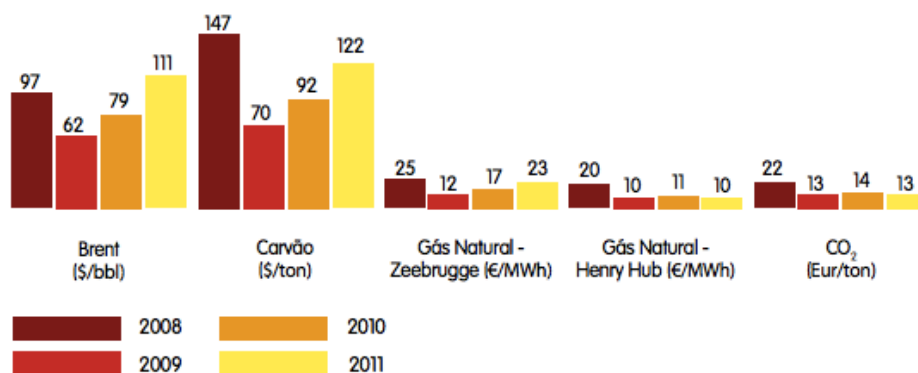


Figura 1.3 – Evolução dos preços médios do Brent, Carvão, Gás Natural e CO<sub>2</sub> [2]

Na Figura 1.3, pode-se verificar que, apesar da baixa de preços de 2008 para 2009, até 2011 os preços têm vindo a aumentar consecutivamente (principalmente do Brent e do Carvão).

## 1.2. Objectivos

Conforme referido anteriormente, o aumento dos custos de produção causados pelo aumento dos combustíveis, tem-se reflectido na conta da electricidade dos consumidores, como se pode constatar na Figura 1.4.

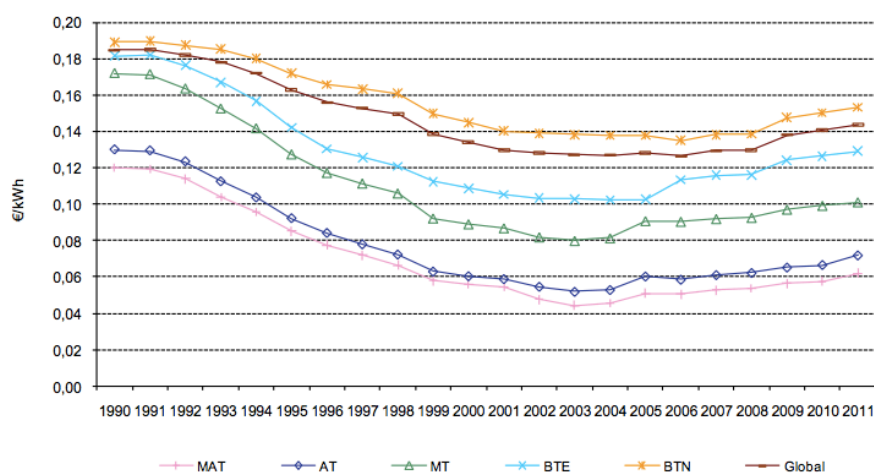


Figura 1.4 – Evolução dos preços da energia eléctrica pagos pelos consumidores (€/kWh) [4]

Na Figura 1.4, observando a linha de cima (BTN), verifica-se que nos últimos anos, e particularmente depois de 2008, o preço da energia eléctrica foi sempre subindo.

Assim, esta dissertação tem o objectivo de criar um sistema de aproveitamento de energia solar que contribua para uma poupança efectiva na factura da electricidade, sem ser necessário o consumidor estar inscrito como produtor (o que, eventualmente, o obrigaria a um grande investimento) e, conseqüentemente, injectar toda a energia produzida na rede.

De modo a possibilitar a utilização deste sistema sem ser necessária a inscrição do consumidor como produtor, tem-se de garantir que nunca é injectada potência na rede. Para atingir esse objectivo serão utilizados dois modos de controlo: Controlo MPPT e Controlo em Potência.

Neste projecto, estes modos de controlo só funcionarão se a potência consumida for conhecida, já que é através deste valor que o sistema decide qual o modo de controlo a utilizar. Por isso, o sistema tem de comunicar com um *smartmeter* e utilizar o valor de potência, por ele indicado, para escolher o seu modo de funcionamento

Além da apresentação deste sistema, também será realizado um estudo básico sobre a viabilidade económica desta solução, isto é, quanto se poupa na factura eléctrica mensal, quanto se poupa ao fim de um ano e qual o tempo de recuperação do investimento.

### **1.3. Organização da Dissertação**

Esta dissertação está organizada em cinco capítulos.

No primeiro capítulo é realizada uma introdução referindo a contextualização e motivação, bem como os objectivos que se pretendem atingir.

No capítulo 2 são abordadas as topologias de conversão DC-DC e de conversão DC-AC, consideradas na implementação do sistema. No final, será efectuado um comparativo relativamente às topologias DC-AC.

O capítulo 3 mostra toda a implementação deste projecto, incluindo o bloco de electrónica de potência com os respectivos dimensionamentos, o bloco de controlo e as simulações efectuadas.

No capítulo 4 é realizada uma análise simples da rentabilidade deste sistema, assumindo um conjunto de pressupostos de mercado cuja validade depende da conjuntura económica em vigor.

No quinto capítulo, são apresentadas as conclusões a que se chegou na implementação deste projecto e, por último, algumas propostas de trabalho futuro.

# Capítulo 2 - Topologias

Neste capítulo serão apresentadas algumas das topologias existentes de conversão DC-DC e de conversão DC-AC. Em de cada um dos subcapítulos será referida a topologia escolhida.

## 2.1. Conversores DC-DC

Sendo esta dissertação focada em PV's de muito baixa potência (inferior a 500 W), de forma a adequar o sistema ao mercado de consumo, os níveis de tensão fornecidos serão inferiores a 50 V. Logo, no andar de conversão DC-DC será necessária a utilização de um conversor que eleve a tensão de entrada.

Assim, nos subcapítulos seguintes, serão apresentados alguns dos conversores de elevação de tensão estudados, para a implementação deste sistema.

### 2.1.1. Boost

Na Figura 2.1 está representado o conversor DC-DC *Boost* [5].

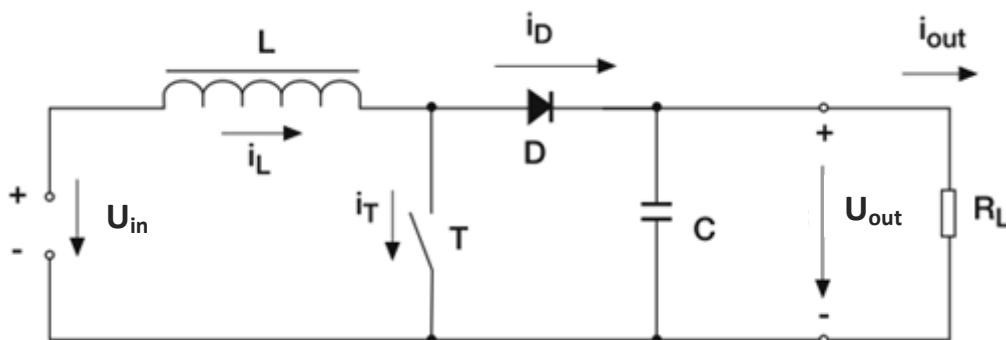


Figura 2.1 – Conversor *Boost* (adaptado de [6])

O conversor *Boost* é um conversor que consegue valores de tensão DC à saída ( $U_{out}$ ) superiores à tensão de entrada. O seu funcionamento baseia-se no armazenamento e descarregamento energético da bobina  $L$  que é controlado pelo *Duty Cycle* do sinal aplicado ao interruptor  $T$ . Deste modo, o ganho de tensão também estará directamente dependente do *Duty Cycle* do sinal aplicado no interruptor  $T$ .

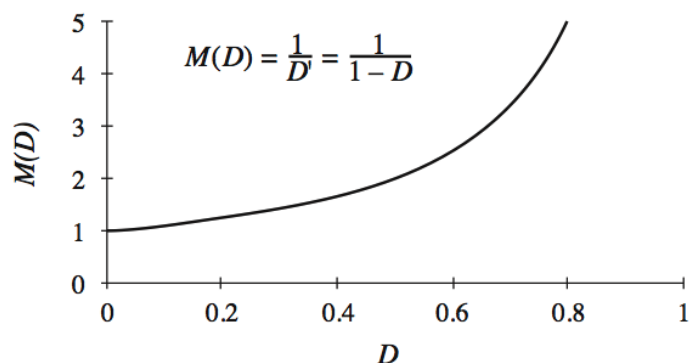


Figura 2.2 – Ganho de tensão do conversor em função do *Duty Cycle*  $D$  [5]

No gráfico da Figura 2.2, está representada a evolução do ganho ( $M$ ) em função do *Duty Cycle*  $D$ , em que a expressão é dada por:

$$M(D) = \frac{U_{out}}{U_{in}} = \frac{1}{1-D} \quad (2.1)$$

Como neste sistema apenas é necessário elevar a tensão de entrada, o conversor utilizado foi o *Boost* que será explicado com maior detalhe no subcapítulo 3.3.2.1.

## 2.1.2. Buck – Boost

A Figura 2.3 representa o conversor DC-DC *Buck-Boost* [5].

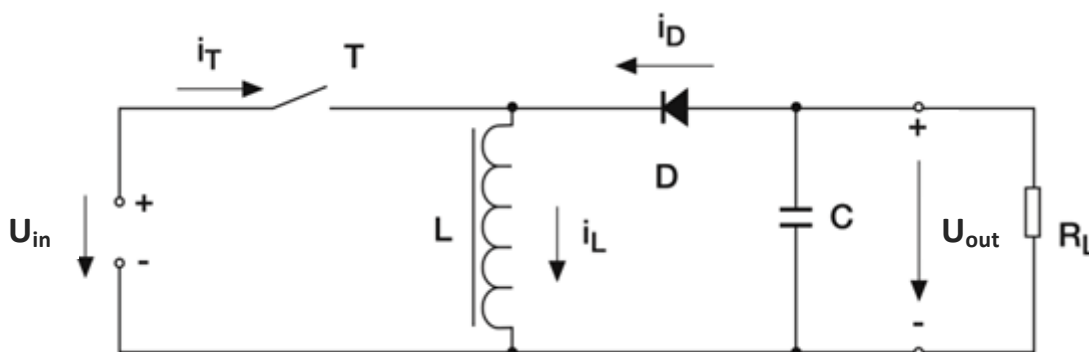


Figura 2.3 – Conversor *Buck-Boost* (adaptado de [6])

À semelhança do conversor *Boost*, o funcionamento do conversor *Buck-Boost* também depende do *Duty Cycle* do sinal aplicado no interruptor  $T$ . Este conversor tem a particularidade de poder funcionar como elevador de tensão ou redutor de tensão.

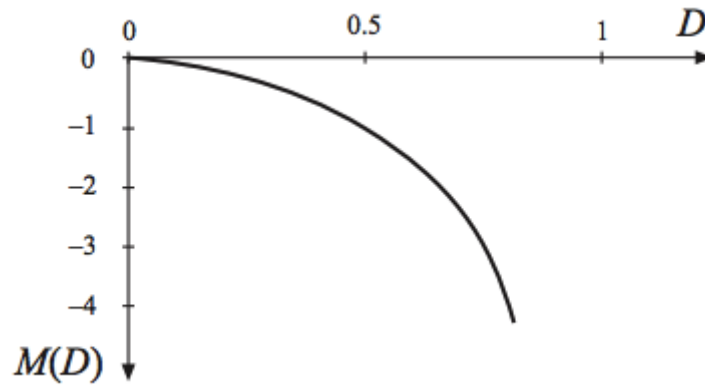


Figura 2.4 – Ganho de tensão do conversor *Buck-Boost* em função do *Duty Cycle D* [5]

O gráfico da Figura 2.4 mostra a variação do ganho de tensão do conversor ( $M$ ) em função do *Duty Cycle*, dada pela expressão [5]:

$$M(D) = \frac{U_{out}}{U_{in}} = - \frac{D}{1 - D} \quad (2.2)$$

Como se pode observar neste gráfico, quando o *Duty Cycle* está entre 0 e 0,5, o ganho de tensão é inferior a 1, logo, o conversor estará a funcionar como redutor de tensão (*Buck*). Quando o *Duty Cycle* está entre 0,5 e 1, o ganho é superior a 1, o que significa que o conversor está a elevar a tensão de entrada (*Boost*).

### 2.1.3. Flyback

Na Figura 2.5 está representado o conversor DC-DC *Flyback* [7].

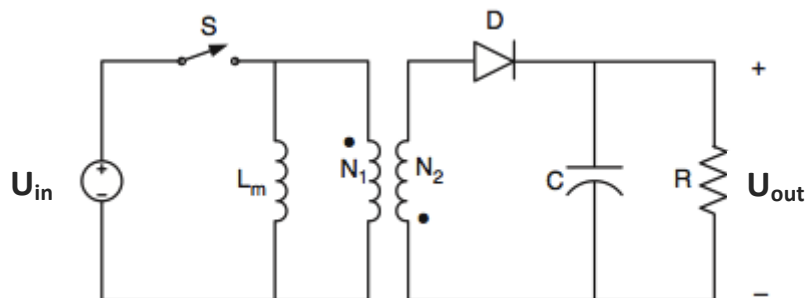


Figura 2.5 - Conversor *Flyback* (adaptado de [7])

O conversor *Flyback* não é mais que uma adaptação do conversor *Buck-Boost* apresentado anteriormente, onde a bobina  $L$  foi substituída pelo transformador que se pode ver na Figura 2.5. A bobina  $L_m$  representa a indutância de magnetização e o circuito a jusante do conversor é representado pela carga  $R$ .

O modo de operação deste conversor é semelhante ao dos conversores apresentados anteriormente, ou seja, durante o período em que o interruptor conduz, a corrente em  $L_m$  cresce linearmente, o diódo está ao corte e, portanto, não existe corrente no transformador. Durante o período em que o interruptor não conduz, a corrente em  $L_m$  flui para o transformador, o diódo conduz e a corrente à saída do transformador é fornecida à carga.

Sendo  $m$  a relação de transformação  $\frac{N_1}{N_2}$  e  $D$  o *Duty Cycle* do sinal aplicado no interruptor  $S$ , o ganho de tensão ( $M$ ) deste conversor é dado pela seguinte equação [7]:

$$M(D) = \frac{U_{out}}{U_{in}} = \frac{D}{m(1-D)} \quad (2.3)$$

Comparando com o conversor *Buck-Boost*, pode-se verificar que o ganho de tensão destes dois conversores difere apenas no factor  $m$  e no sinal (o *Flyback* tem sinal positivo). Isto acontece devido ao modo de ligação dos enrolamentos do transformador [7].

Relativamente à indutância de magnetização  $L_m$ , esta pode ser dimensionada através da seguinte equação [7]:

$$L_m = \frac{m^2(1-D)^2 \times R}{2f} \quad (2.4)$$

onde  $f$  representa a frequência de comutação.

Deve-se notar também que, no conversor *Flyback*, é necessário ter em atenção o valor do *Duty Cycle* utilizado, por causa dos níveis de tensão atingidos no colector do transístor. Assim, de modo a limitar a tensão no colector, recomendam-se valores de *Duty Cycle* abaixo dos 50% [8].

## 2.2. Conversores DC-AC

Neste subcapítulo serão apresentadas as topologias de conversão DC-AC consideradas na implementação do sistema e, no final, será mostrado um comparativo entre elas.

### 2.2.1. NPC Half-Bridge

A Figura 2.6 representa a topologia *Neutral Point Clamped* (NPC) *Half-Bridge*.

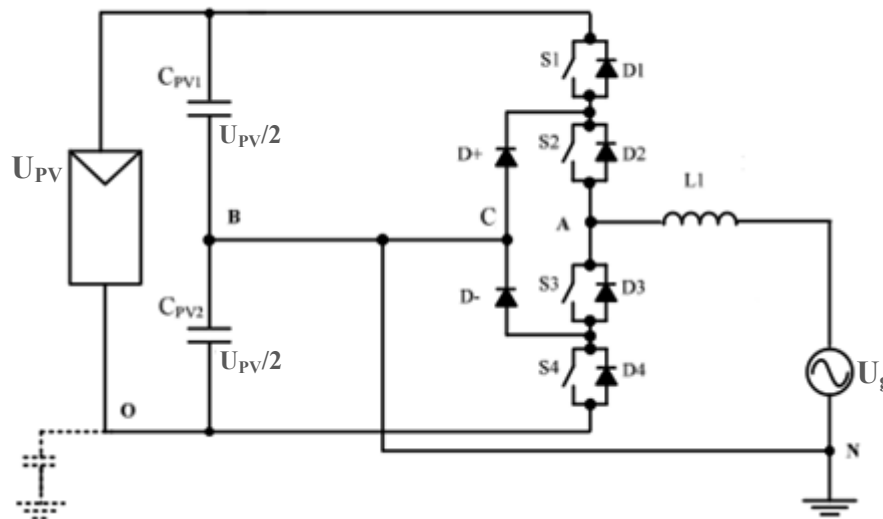


Figura 2.6 – Inversor NPC Half-Bridge (adaptada de [9])

A topologia NPC *Half-Bridge*, é uma adaptação da topologia NPC utilizada em motores de accionamentos de grandes potências e foi proposta como uma alternativa no âmbito dos inversores para painéis fotovoltaicos [10].

Esta topologia é constituída por quatro interruptores (identificados na Figura 2.6 como  $S_1$ ,  $S_2$ ,  $S_3$  e  $S_4$ ) e dois díodos, denominados díodos *clamp* e, na saída, atinge três níveis de tensão ( $U^+$ ,  $0$ ,  $U^-$ ).

O nível de tensão  $0$  V é obtido através da ligação do neutro da rede aos pontos B e C, sendo os díodos  $D^+$  e  $D^-$  utilizados de acordo com o sinal da corrente, isto é, quando a corrente é positiva utiliza-se  $D^+$  e quando é negativa utiliza-se  $D^-$  [9].

Relativamente ao controlo dos interruptores, para valores positivos da tensão da rede, o interruptor  $S_2$  deve estar sempre ligado e o interruptor  $S_1$  deve comutar à frequência definida

(frequência de comutação) e, para valores negativos, o transistor  $S_3$  deve estar sempre ligado e o transistor  $S_4$  deve comutar também à frequência anteriormente definida (frequência de comutação) [9].

Esta topologia apresenta, no entanto, um problema concreto que se traduz no facto dos dois condensadores responsáveis pelo fornecimento de corrente contínua ao conversor DC-AC, só estarem carregados durante metade da onda, estando um carregado na metade positiva e o outro carregado na metade negativa. Isto resulta numa necessidade de serem utilizados condensadores de capacidades elevadas, o que, conseqüentemente, irá aumentar o custo do inversor [11].

## 2.2.2. H-bridge

Neste subcapítulo apresentam-se quatro topologias derivadas de pontes H (*Full H-Bridge*, *Half-Bridge* e as topologias patenteadas *HERIC* e *H5*).

### 2.2.2.1. Full H-Bridge

A topologia *Full Bridge*, é a mais utilizada em inversores PV ligados à rede [10] e é constituída por quatro interruptores, conforme mostrado na Figura 2.7.

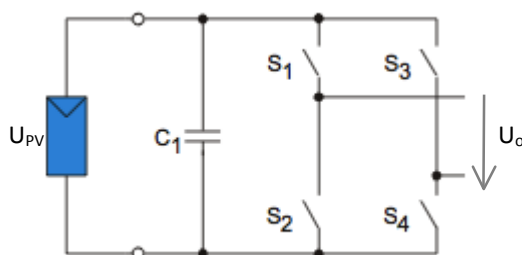


Figura 2.7 – Topologia Full H-Bridge (adaptado de [12])

O controlo dos interruptores é feito através da modulação PWM que pode ser unipolar (UPWM) ou bipolar (BPWM). Na variante unipolar, os interruptores  $S_1$  e  $S_2$  comutam à frequência da rede e os interruptores  $S_3$  e  $S_4$  comutam à frequência definida (frequência de comutação). Se a modulação for bipolar, ambos os pares  $S_1/S_4$  e  $S_2/S_3$ , comutam à frequência definida (frequência de comutação) [13].

A modulação unipolar apresenta várias vantagens face à modulação bipolar, na medida em que atinge três níveis de tensão ( $U_o^+$ ,  $0$ ,  $U_o^-$ ), em vez de dois, o que reduz o *ripple* da corrente de saída ( $\Delta I$ ), e tem menores perdas de comutação e emissões electromagnéticas [11].

No entanto, o facto de ter correntes de fuga elevadas é um problema significativo e, por isso, a modulação BPWM deve ser utilizada em alternativa [10].

### 2.2.2.2. Half H-Bridge

A topologia *Half H-Bridge*, representada na Figura 2.8, tem uma estrutura simples, é formada por um divisor capacitivo, dois transístores e um filtro LC na saída, e as perdas de condução são relativamente baixas.

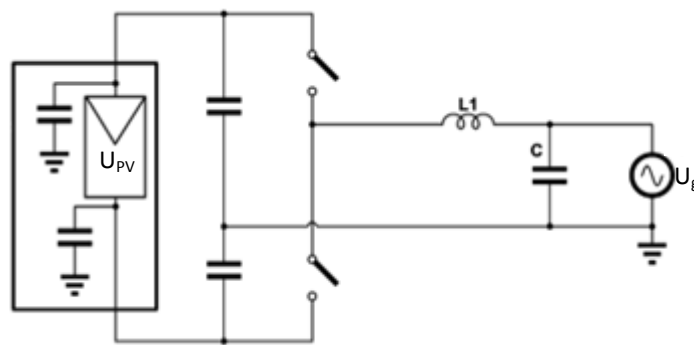


Figura 2.8 – Topologia *Half H-Bridge* (adaptado de [10])

O facto do neutro da rede estar ligado entre os dois condensadores, também é bastante vantajoso porque, desta forma, a tensão em modo comum é aproximadamente constante, o que evita o aparecimento de correntes de fuga [14].

No entanto, esta topologia não é utilizada porque apresenta duas grandes desvantagens: um *ripple* de corrente significativo e um baixo rendimento do conversor [15].

### 2.2.2.3. HERIC

A topologia HERIC (*High Efficient and Reliable Inverter Concept*), representada na Figura 2.9, é uma topologia patenteada que deriva da topologia *Full-Bridge* com modulação UPWM [10].

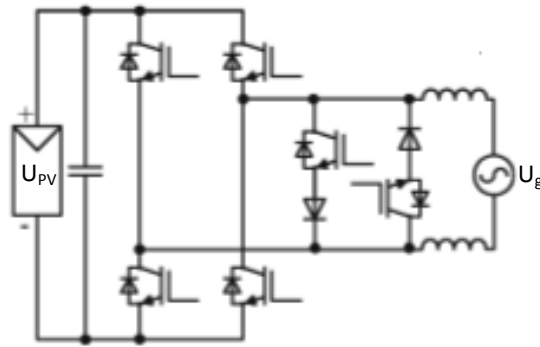


Figura 2.9 – Topologia HERIC (adaptado de [16])

Esta topologia é constituída por quatro transístores (conforme a topologia *Full-Bridge*), e dois transístores adicionais ligados na saída, em direcções opostas, estando cada um deles activo durante metade da onda de tensão da rede.

Esta electrónica adicional contribui para que a corrente *freewheeling* percorra exclusivamente o caminho imposto por estes dois transístores, o que irá reduzir o problema da existência de correntes de fuga, já que o PV estará isolado da rede durante esta fase.

A topologia HERIC tem a desvantagem do seu controlo ser mais complexo, relativamente à topologia *Full-Bridge*, devido à introdução dos dois transístores adicionais [16].

#### 2.2.2.4. H5

A topologia H5, mostrada na Figura 2.10, é patenteada pela empresa SMA e partilha do mesmo princípio da topologia HERIC, ou seja, desligar o PV da rede durante o período de *freewheeling*. Para isso, é utilizado um quinto transístor antes da “parte *Full-Bridge*”.

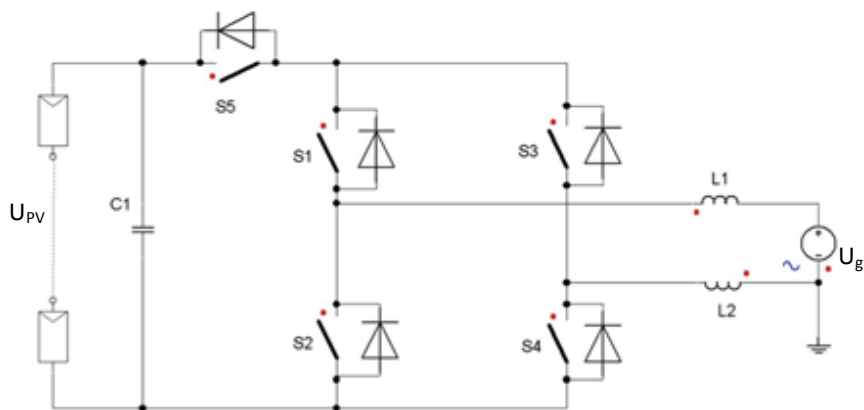


Figura 2.10 – Topologia H5 (adaptado de [17])

Em semelhança à modulação UPWM, os interruptores  $S_1$  e  $S_3$  comutam à frequência da rede e os interruptores  $S_2$  e  $S_4$  comutam à frequência definida (frequência de comutação), assim como o interruptor  $S_5$ . Durante o período de *freewheeling*, o interruptor  $S_5$  está desligado e a corrente percorre o caminho definido pelos interruptores  $S_1$  e  $S_3$ , sendo que, quando a corrente é positiva, passa pelo interruptor  $S_1$  e pelo diodo do interruptor  $S_3$  e, quando é negativa, percorre  $S_3$  e o diodo de  $S_1$  [17].

Deste modo, a topologia H5 tem a vantagem de usar menos componentes que a topologia HERIC.

### 2.3. Comparativo entre topologias DC-AC

Na referência [13] é realizado um comparativo entre as topologias apresentadas nos pontos anteriores. Neste comparativo, é analisado o rendimento, a distorção harmônica total (THD) e o consumo em “*stand-by*”.

A simbologia “++”, “+”, “0”, significa “muito boa”, “boa” e “satisfatória”, respectivamente.

Topologia	Rendimento (%)	THD	Consumo em <i>Stand-by</i>
<i>H-Bridge</i> (BPWM)	97,5	++	+
<i>H-Bridge</i> (UPWM)	98,0	+	+
HERIC	97,9	+	+
H5	97,8	+	+
NPC	98,3	0	+
<i>Half-Bridge</i>	94,3	++	+

**Tabela 2.1 – Comparativo entre topologias sem transformador (adaptado de [13])**

Pela Tabela 2.1 verifica-se que, relativamente ao rendimento, a topologia NPC apresenta os melhores resultados, seguida das topologias *Full-Bridge* (UPWM), HERIC e H5. No entanto, conclui-se também que a THD é melhor na topologia *Full-Bridge* (BPWM) e na topologia *Half-Bridge*.

Deste modo, a escolha da topologia depende da solução pretendida, ou seja, se é mais importante o rendimento ou a distorção harmónica.

Neste projecto, considerou-se que o melhor compromisso entre o rendimento e a THD seria o inversor *Full H-Bridge*, razão pela qual se escolheu esta topologia.

# Capítulo 3 - Implementação

---

Este capítulo apresenta, detalhadamente, toda a implementação do sistema, nomeadamente:

- O modelo do sistema final, onde se pode ver como ficará o sistema ligado numa habitação;
- A topologia utilizada;
- O Bloco de Electrónica de Potência que inclui o PV utilizado e os dimensionamentos dos componentes utilizados;
- O Bloco de Controlo, onde é referido o modo como a conversão DC-DC e DC-AC é realizada;
- As simulações efectuadas que comprovam o bom funcionamento do sistema.

## 3.1. Modelo do sistema

Antes de especificar cada módulo do sistema, será mostrado, neste subcapítulo, o “produto final”, isto é, a forma como o sistema será ligado numa habitação.

Na Figura 3.1, apresenta-se o esquema representativo do sistema instalado numa habitação.

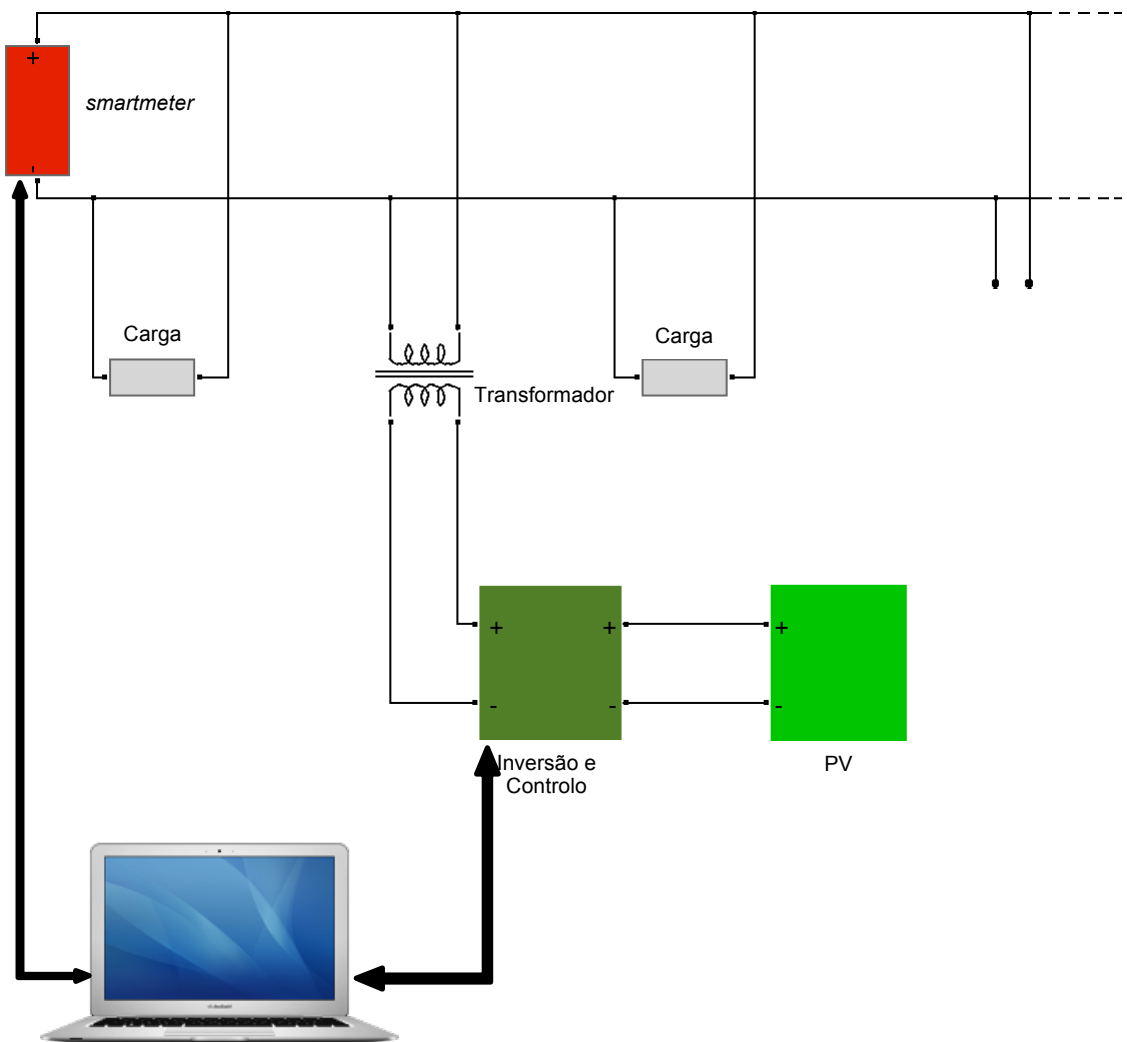


Figura 3.1 – Sistema final

No bloco “Inversão e Controlo” está contido o circuito de electrónica de potência (conversor DC-DC, inversor e filtro de saída) e também o módulo de controlo responsável pelo funcionamento de todo o sistema. Este módulo utiliza as informações fornecidas pelo *smartmeter* para assegurar que todos os requisitos são cumpridos, nomeadamente a não injeção de corrente na rede eléctrica.

O objectivo principal do computador será assegurar a comunicação entre o *smartmeter* e o sistema fotovoltaico, através de um programa concebido para o efeito. O modo como essa comunicação é feita será explicado a seguir.

Nesta dissertação, o *smartmeter* considerado foi a *EnergyBox* da EDP que será ligada ao computador através de um conector RJ12, com o interface de comunicação EIA-485 a quatro fios.

O protocolo de comunicação utilizado é o protocolo Modbus [18], através do qual a *Energybox* disponibiliza, entre outras, informações relativas a:

- ✓ Potência instantânea;
- ✓ Tensão;
- ✓ Corrente;
- ✓ Factor de potência;
- ✓ Frequência;
- ✓ Corrente e Potência contratadas;
- ✓ Tarifário;
- ✓ Registos do tarifário;
- ✓ Diagramas de carga.

Consequentemente, o programa que assegura a comunicação entre o *smartmeter* e o controlador do PV, permitirá também visualizar, em tempo real, um conjunto de informações de relevância significativa, a saber:

- A potência fornecida pelo PV;
- Os diagramas de carga que permitirão ao utilizador percepcionar o seu perfil de consumo;
- Todas as informações disponibilizadas pelo *smartmeter*.

## 3.2. Topologia utilizada

Na Figura 3.2, é apresentada a topologia utilizada na conversão do sinal DC (fornecido pelo PV) em sinal AC que será injectado na habitação.

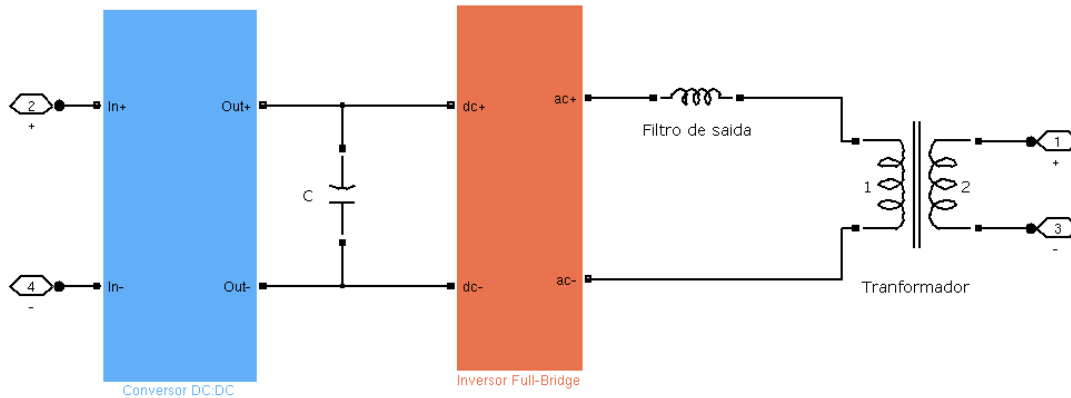


Figura 3.2 – Topologia utilizada

Este sistema está projectado para ser ligado a painéis fotovoltaicos de muito baixa potência (inferior a 500 W), onde as tensões de entrada esperadas rondam valores entre 30 V e 50 V. Assim, considerando que o conversor *Boost* tem um ganho não superior a 3, na melhor das hipóteses, a tensão à saída deste conversor seria de 150 V, que é inferior ao valor necessário para se obter o valor de amplitude pretendido de  $230\sqrt{2} V_{AC}$ , à saída do sistema.

Para o inversor estar a fornecer e não a consumir energia, é necessário que, à saída, a sua tensão seja superior à tensão da rede ( $230\sqrt{2} V_{AC}$ ). Como tal não é possível, devido às razões anteriormente indicadas, é necessário recorrer a um transformador de baixa frequência.

Assim, o princípio desta topologia é elevar a tensão de entrada, através do conversor DC-DC *Boost*, para valores superiores à tensão do primário do transformador (50 V), sendo a elevação para 230 V feita pelo transformador.

### 3.3. Bloco de Electrónica de Potência

A Figura 3.3 representa a topologia utilizada na conversão do sinal DC para AC.

Este circuito é constituído por:

- Um conversor DC-DC *Boost*,
- Um inversor *Full-Bridge*,
- Um filtro de saída que será ligado, posteriormente, a um transformador de potência.

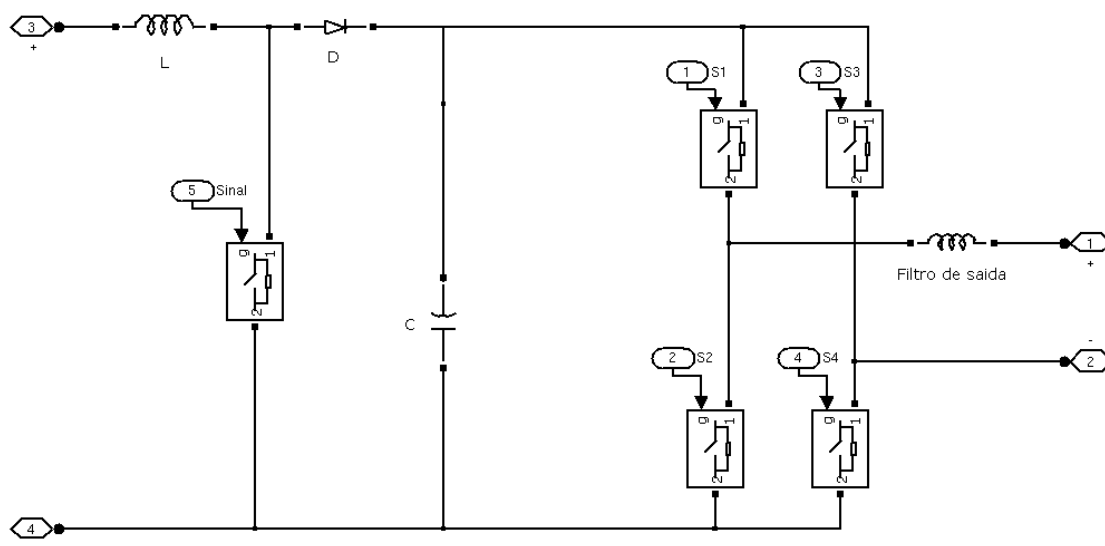


Figura 3.3 – Topologia utilizada para elevação e inversão da tensão do PV

Depois da elevação da tensão à entrada do conversor *Boost*, no andar seguinte (inversor *Full-Bridge*) o sinal será modulado utilizando o método BPWM a uma frequência elevada. De modo a filtrar as harmónicas de frequência elevada (relativamente à fundamental), é utilizado o filtro de saída, indicado na Figura 3.3.

Além disso, o filtro também provoca uma queda de tensão do inversor *Full-Bridge* para o primário do transformador, garantindo que o inversor está a fornecer energia e não a consumir.

Nos subcapítulos seguintes serão apresentadas as especificações do PV utilizado, bem como os dimensionamentos dos componentes dos conversores utilizados.

### 3.3.1. Painel Fotovoltaico

O painel fotovoltaico considerado neste projecto foi o modelo STP280 – 24/Vd da SUNTECH [19]. O PV é constituído por 72 células em silício policristalino e, na Tabela 3.1, estão indicadas as suas características suas técnicas.

Características do Painel Fotovoltaico	
Tensão de Circuito-aberto	44,8 V
Corrente de Curto-circuito	8,33 A
Tensão óptima (mppt)	35,2 V
Corrente óptima (mppt)	7,95 A
Potência Máxima	280 Wp
Rendimento	14,4%

Tabela 3.1 – Características do PV em condições STC

### 3.3.2. Dimensionamento dos Componentes dos Conversores

Nos subcapítulos que se seguem, serão mostrados os dimensionamentos dos componentes utilizados neste sistema.

#### 3.3.2.1. Conversor DC-DC Boost

Na Figura 3.4 está representado o conversor de elevação de tensão utilizado neste projecto.

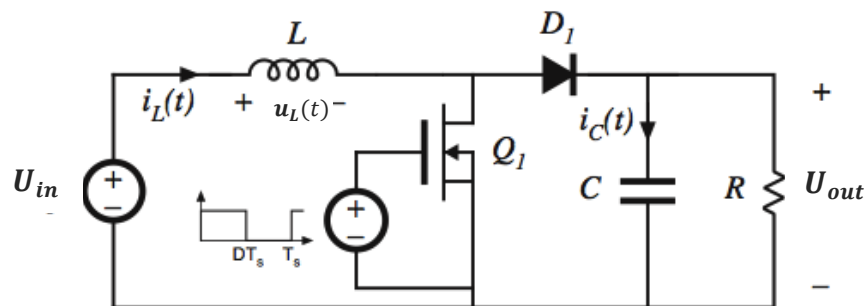


Figura 3.4 – Conversor DC-DC Boost (adaptado de [5])

Conforme referido na Figura 2.2, o ganho deste conversor é directamente proporcional ao valor do *Duty Cycle* do sinal aplicado ao transístor  $Q_1$  (Figura 3.4). Assim, poder-se-ia pensar que o

valor do *Duty Cycle* deveria ser sempre próximo do limite de 0.99, para se obter à saída o maior nível de tensão possível.

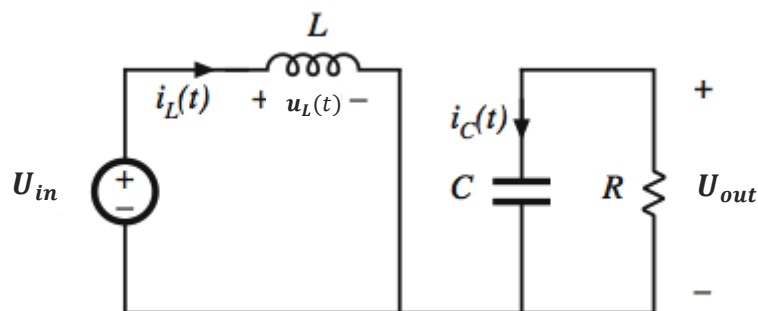
No entanto, este conversor além de conseguir elevar a tensão de entrada, também é responsável pelo controlo da tensão de funcionamento do PV, através do mesmo *Duty Cycle* do sinal aplicado no transistor  $Q_1$ .

Por isso, visto que a tensão de funcionamento do PV também é directamente proporcional ao valor do *Duty Cycle*, isto é, quanto maior é este valor, mais elevada será a tensão de funcionamento (onde o seu limite é a tensão de circuito aberto), este deve ser escolhido de modo a garantir o funcionamento pretendido pelo modo de controlo activo (controlo MPPT ou Controlo em Potência).

Dado que, no modo de Controlo em Potência, a potência fornecida pelo PV depende do consumo instantâneo, o dimensionamento deste conversor foi feito considerando que o PV está em modo MPPT, em condições STC.

### Expressão do ganho do conversor

A Figura 3.5 representa a situação em que o transistor  $Q_1$  está em condução.



**Figura 3.5 – Transistor  $Q_1$  em condução [5]**

Quando o transistor está a conduzir, a bobina  $L$  está a carregar e o condensador  $C$  está a alimentar o circuito a jusante. Neste caso, a tensão  $u_L$  é igual à tensão de entrada  $U_{in}$  e, para valores baixos de *ripple*, podem-se assumir valores constantes tanto de tensão como de corrente [5].

Assim, sabendo que:

$$U_{in} = L \frac{di_L(t)}{dt} \quad (3.1)$$

Pode-se fazer a aproximação:

$$U_{in} = L \frac{\Delta I_L}{DT_{on}} \quad (3.2)$$

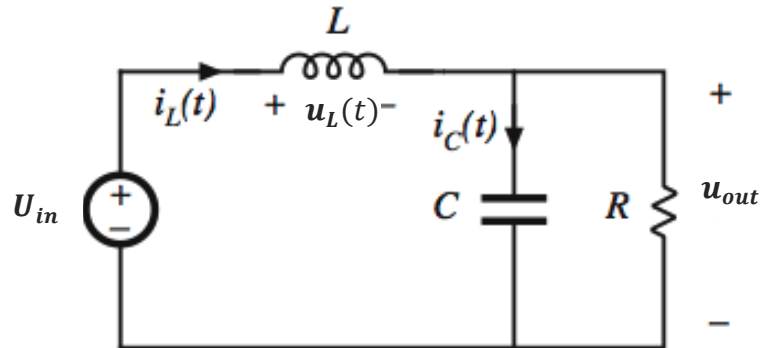


Figura 3.6 – Transistor  $Q_1$  desligado [5]

Na situação da Figura 3.6, a tensão na bobina já não é igual a  $U_{in}$  porque, agora, é necessário ter em conta a tensão de saída  $u_{out}$ .

$$u_L = U_{in} - u_{out} = L \frac{di_L(t)}{dt} \quad (3.3)$$

Assim, considerando mais uma vez um valor baixo para o *ripple*, a tensão à saída  $u$  pode ser considerada constante [5].

$$U_{in} - U_{out} = L \frac{\Delta I_L}{(1-D)T_{off}} \quad (3.4)$$

Durante um período  $T_s$ , a tensão aplicada na bobina é dada por:

$$\int_0^{T_s} u_L(t) dt = U_{in} \times DT_s + (U_{in} - U_{out})(1-D)T_s = 0 \quad (3.5)$$

Resolvendo a equação (3.5) de modo a obter o ganho de tensão, vem:

$$U_{in}(D + 1 - D) - U_{out}(1 - D) = 0 \Leftrightarrow \\ \Leftrightarrow U_{in} - U_{out}(1 - D) = 0$$

$$M(D) = \frac{U_{out}}{U_{in}} = \frac{1}{1 - D} \quad (3.6)$$

A Figura 3.7 é uma repetição da Figura 2.2, apresentada no subcapítulo 2.1.1, servindo apenas de complemento à equação (3.6).

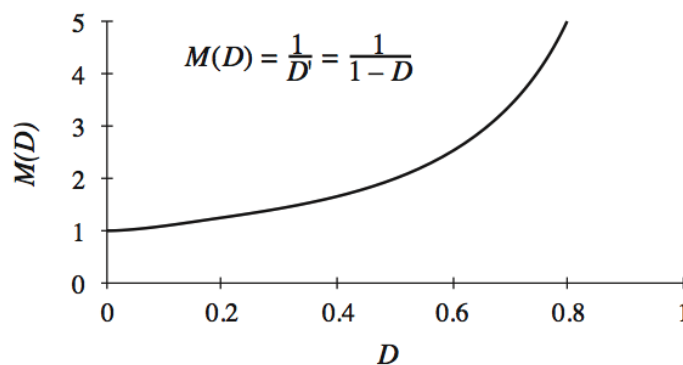


Figura 3.7 – Ganho de tensão do conversor em função do *Duty Cycle*  $D$  (repetição da Figura 2.2) [5]

### Dimensionamento da Bobina L

Conforme apresentado na Tabela 3.1, sabe-se que a tensão do PV em MPPT é de 35,2 V. Dado que o conversor *Boost* tem, no máximo, um ganho de tensão igual a 3, a tensão de referência considerada, à saída, será de 100 V (inferior à tensão máxima teórica (105 V)).

Assim, substituindo na equação (3.6)  $U_{in}$  por 35,2 V e  $U_{out}$  por 100 V e resolvendo-a em ordem ao *Duty Cycle*  $D$ , vem:

$$D = 1 - \frac{U_{in}}{U_{out}} = 0,66 \quad (3.7)$$

Dado que o *ripple* de corrente é considerado igual quando o transistor conduz e quando não conduz, pode-se utilizar qualquer uma das duas equações ((3.2) ou (3.4)) para dimensionar o valor da bobina.

Assim, considerando a equação (3.2), tem-se:

$$L = \frac{U_{in} \times DT}{\Delta I_L} \quad (3.8)$$

Sabendo que pela equação (3.7)  $D = 1 - \frac{U_{in}}{U_{out}}$ , pode-se substituir essa expressão na equação (3.8):

$$L = \frac{U_{in} \times T}{\Delta I_L} \times \left(1 - \frac{U_{in}}{U_{out}}\right) \quad (3.9)$$

Sendo  $T = \frac{1}{f_s}$ , onde  $f_s$  é a frequência de comutação, resolvendo a expressão (3.9), tem-se:

$$L = \frac{U_{in} \times (U_{out} - U_{in})}{\Delta I_L \times f_s \times U_{out}} \quad (3.10)$$

Dado que a corrente na bobina  $I_L$  é igual à corrente fornecida pelo PV (7,95 A, Tabela 3.1) e admitindo que o *ripple* de corrente será 5% da corrente  $I_L$ , obtém-se:

$$\Delta I_L = 0,05 \times 7,95 = 0,395 \text{ A} \quad (3.11)$$

Considerando que  $f_s$  (frequência de comutação) é 10 kHz, o valor da bobina será:

$$L = \frac{35,2 \times (100 - 35,2)}{0,395 \times 10000 \times 100} = 5,8 \text{ mH} \quad (3.12)$$

### Dimensionamento da Resistência de Carga Equivalente R

Esta resistência é uma resistência fictícia e é apenas utilizada para o dimensionamento do condensador C (Figura 3.4).

Desprezando as perdas e considerando que a potência à entrada é igual à potência na saída:

$$U_{in} \times I_L = U_{out} \times I_{out} \quad (3.13)$$

Resolvendo a equação (3.6) em ordem à tensão de saída  $U_{out}$ , a equação acima será equivalente a:

$$U_{out} \times I_{out} = \frac{U_{in}}{1 - D} \times I_{out} \quad (3.14)$$

Considerando que,  $R = \frac{U_{out}}{I_{out}}$  e  $P_o = \frac{U_{out}^2}{R}$ , obtém-se a seguinte expressão para a potência  $P_o$ :

$$P_o = \frac{U_{in}^2}{R \times (1 - D)^2} \quad (3.15)$$

Logo,

$$R = \frac{U_{in}^2}{P_o \times (1 - D)^2} \quad (3.16)$$

Assim, a resistência de carga equivalente  $R$  terá o valor de 38  $\Omega$ , para um *Duty Cycle* de 0,66.

### Dimensionamento do condensador C

No funcionamento em MPPT, a tensão neste condensador deverá ser constante para garantir que toda a corrente fornecida pelo PV é entregue ao inversor.

Conforme mostrado anteriormente, quando o transistor  $Q_1$  está em condução (Figura 3.5), o condensador  $C$  alimenta o circuito a jusante, ou carga fictícia  $R$ .

Assim, a corrente de saída  $I_{out}$  será dada pela expressão:

$$I_{out} = C \left( \frac{du_{out}}{dt} \right) \quad (3.17)$$

Admitindo um *ripple* baixo de tensão, pode-se fazer a aproximação:

$$\frac{du_{out}}{dt} \simeq \frac{\Delta U_{out}}{DT} \quad (3.18)$$

Sendo  $I_{out} = \frac{U_o}{R}$ , obtém-se:

$$\frac{U_{out}}{R} = C \frac{\Delta U_{out}}{DT} \quad (3.19)$$

Resolvendo esta equação em ordem a  $C$ , chega-se à seguinte expressão:

$$C = \frac{U_{out}}{R} \times \frac{DT}{\Delta U_{out}} \quad (3.20)$$

Para uma frequência de comutação de 10 kHz, um *ripple* de tensão de 5% e, sabendo que  $T = \frac{1}{f_s}$ , o valor de  $C$  será de 34,7  $\mu\text{F}$ .

No entanto, em simulação, verificou-se que este valor é muito baixo devido ao facto da tensão de saída tomar valores muito elevados e também ter variações muito elevadas em torno de um valor médio, como se pode ver na Figura 3.8.

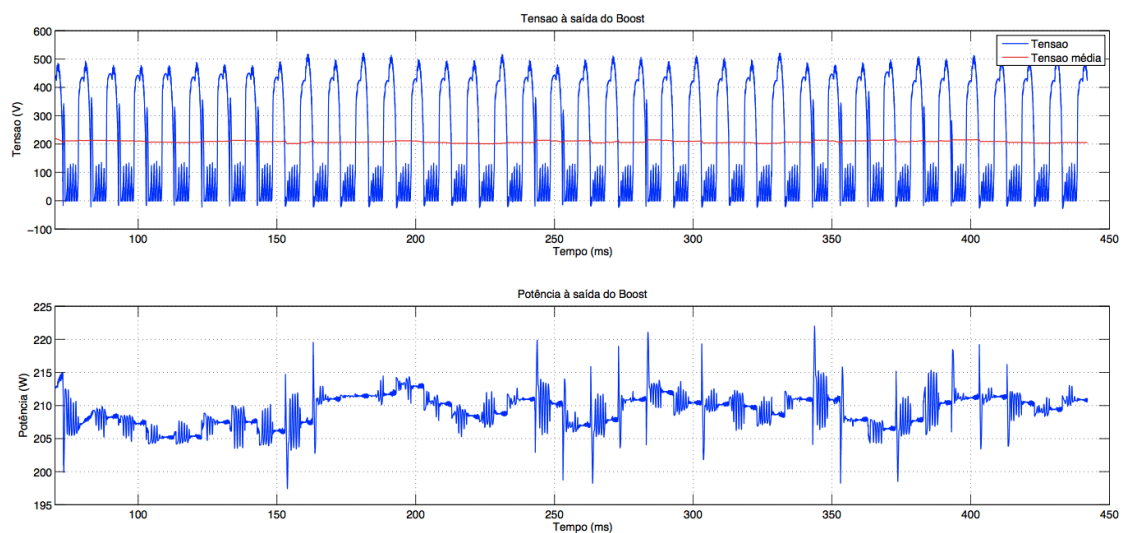
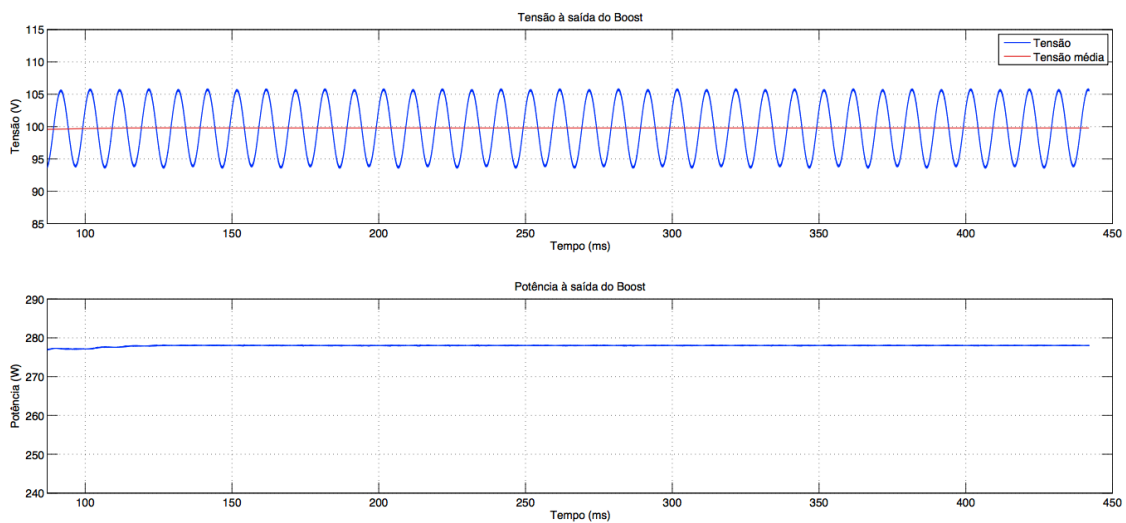


Figura 3.8 – Tensão e potência à saída do conversor *Boost* para  $C = 34,7 \mu\text{F}$

Nesta figura pode-se ver que, com este condensador, a potência máxima que se consegue atingir é de 215 W (bastante inferior a 280 W) e que a tensão à saída do conversor (gráfico superior) varia entre 0 V e 500 V (linha azul), estando o seu valor médio situado nos 230 V (linha vermelha). Conforme se pode constatar no primeiro gráfico da Figura 3.8, o *ripple* de tensão obtido é bastante superior ao *ripple* desejado (5%).

De modo a corrigir este problema, teve de ser utilizado um condensador de maior capacidade que garanta um *ripple* de tensão na ordem dos 5%. Foi então utilizado um condensador de capacidade 900 µF que permite obter os resultados pretendidos, conforme se pode ver na Figura 3.9.



**Figura 3.9 - Tensão e potência à saída do conversor Boost para C = 900 µF**

Utilizando um condensador de maior capacidade, pode-se verificar que a tensão obtida se situa no valor esperado de 100 V e que o *ripple* obtido já se encontra dentro dos 5%.

### 3.3.2.2. Dimensionamento do filtro de saída $L_f$

À semelhança do dimensionamento da bobina L do conversor Boost, também a expressão de  $L_f$  será:

$$L_f = \left| \frac{U_{in} \times (U_{out} - U_{in})}{\Delta I_L \times f_s \times U_{out}} \right| \quad (3.21)$$

Neste caso, o valor eficaz da corrente na bobina  $I_{L_f}$  será calculado considerando a potência de saída  $P_o = 280 \text{ W}$  e a tensão de saída igual à tensão do primário do transformador  $U_{out} = \frac{50}{\sqrt{2}}$  (especificado com maior detalhe no subcapítulo 3.5).

$$I_{L_f} = \frac{P_o}{U_{out}} = \frac{280}{\frac{50}{\sqrt{2}}} = 7,92 \text{ A} \quad (3.22)$$

Considerando um *ripple* de corrente de 10%,  $\Delta I_{L_f}$  será de 0,79 A.

Assim, o valor do filtro de saída será de 8,95 mH.

## 3.4. Bloco de Controlo

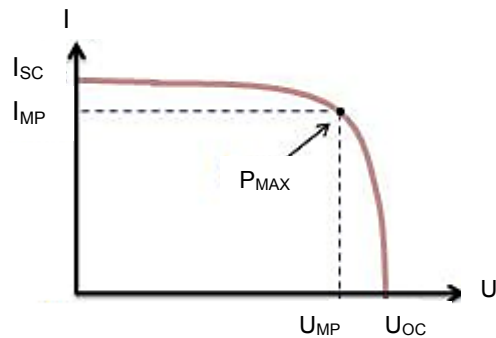
Neste sistema, existem dois blocos de controlo: o controlo do módulo PV e o controlo do inversor *Full-Bridge*.

Relativamente ao módulo PV, o controlo é feito em tensão, isto é, tanto no modo MPPT como no modo de Controlo em Potência, o valor do *Duty Cycle* utilizado é escolhido de forma a afectar directamente a tensão de funcionamento do PV.

No caso do inversor *Full-Bridge*, o princípio do controlador escolhido (*Bang-Bang Fixed Band*) baseia-se no seguimento de uma corrente de referência sincronizada com a rede eléctrica. Por isso, este controlo é feito em corrente.

### 3.4.1. Módulo PV

Os painéis fotovoltaicos utilizam a energia solar para produzirem energia eléctrica e a sua curva característica corrente – tensão é igual à apresentada na Figura 3.10.



**Figura 3.10 – Curva I(U) de um painel fotovoltaico**

Nesta figura, os valores “ $I_{sc}$ ” e “ $U_{oc}$ ” representam, respectivamente, a corrente de curto-circuito e a tensão de circuito aberto de um painel fotovoltaico. Os valores representados por “ $I_{mp}$ ” e “ $U_{mp}$ ” correspondem à corrente e tensão da potência máxima (“ $P_{max}$ ”), respectivamente.

Conforme se pode verificar, o ponto de funcionamento destes painéis, ou seja, a potência que são capazes de fornecer, está dependente da tensão imposta pelo módulo de controlo. Apesar da variação da irradiância solar influenciar a energia que o PV é capaz de produzir, a forma da curva característica mantém-se inalterada, variando apenas os valores de tensão e corrente.

Assim, no âmbito do que se pretende nesta dissertação, existirão dois modos de controlo: o controlo MPPT, em que o objectivo é garantir que o ponto de funcionamento do PV corresponde ao ponto  $P_{max}$  (Figura 3.10), e o Controlo em Potência que depende da potência que está a ser consumida em cada momento.

O controlo do funcionamento do PV é realizado através do *Duty Cycle* do sinal aplicado na *gate* do transistor  $Q_1$  do conversor *Boost*. Como foi mostrado anteriormente, o ganho de tensão deste conversor,  $M$ , varia proporcionalmente com o *Duty Cycle*, ou seja, quanto maior for o *Duty Cycle*, maior será o ganho de tensão do conversor (idealmente).

Nos subcapítulos seguintes serão apresentados os modos de controlo MPPT e Controlo em Potência, assim como o algoritmo que irá determinar a utilização alternativa de cada um.

#### 3.4.1.1. MPPT (Maximum Power Point Tracking)

De modo a aproveitar ao máximo a energia que um PV é capaz de produzir, é necessário utilizar um algoritmo de controlo (MPPT), cuja função é maximizar a potência que o PV pode fornecer, isto é, garantir que o painel fotovoltaico está a funcionar em torno do ponto “ $P_{max}$ ”.

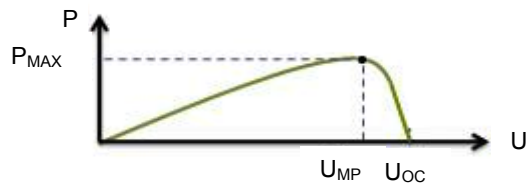


Figura 3.11 – Curva P(U) de um painel fotovoltaico

Na Figura 3.11, pode-se verificar que o ponto onde se pretende chegar é o ponto “ $P_{MAX}$ ”. Para se atingir esse ponto, o algoritmo MPPT vai subindo o valor do *Duty Cycle* do sinal aplicado na *gate* do transistor do conversor *Boost*, de modo a chegar ao valor de tensão (do PV) “ $U_{MP}$ ”.

Na realidade, como a irradiância solar instantânea está sempre a variar, o valor de “ $U_{MP}$ ” nunca é o mesmo, assim como o valor de “ $P_{MAX}$ ” também não será.

O algoritmo MPPT utilizado foi o “**Perturb and Observe**” (P&O) e o respectivo fluxograma está representado na Figura 3.12 [20].

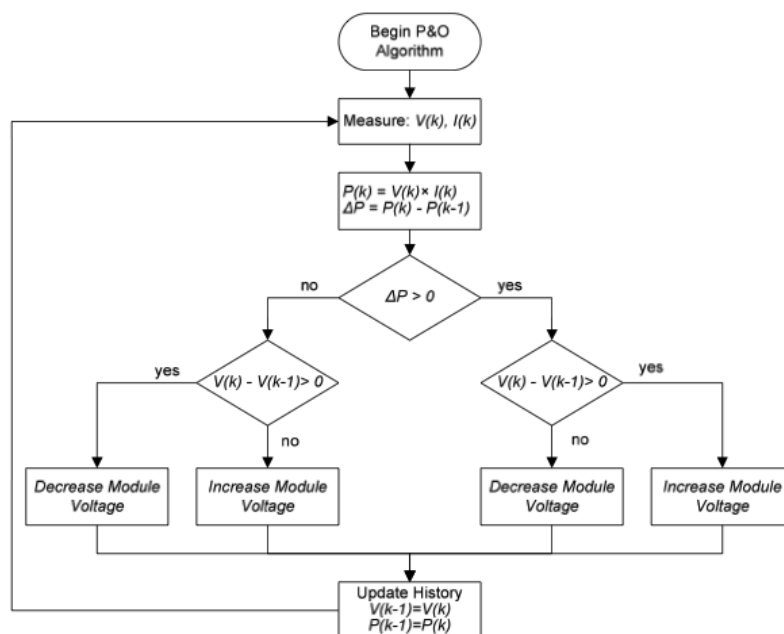


Figura 3.12 – Algoritmo P&O MPPT [20]

Este algoritmo funciona através da introdução duma pequena perturbação no *Duty Cycle* do sinal aplicado no transistor do conversor *Boost*. Essa perturbação não é mais do que um incremento ou decréscimo do *Duty Cycle* que irá afectar a tensão de funcionamento do PV. A mudança ocorrida no funcionamento do PV será verificada pelo algoritmo.

Assim, ao ser introduzida uma perturbação, se a potência tiver aumentado, o algoritmo continua o incremento nessa direcção, ou seja, se, por exemplo, a perturbação for positiva e a potência aumentar, o algoritmo continua esse incremento até chegar a um ponto onde a potência é máxima (ponto “ $P_{MAX}$ ” da Figura 3.11). A partir daí, verifica-se que a potência baixa e que o incremento terá de ser negativo.

Portanto, na situação de potência máxima, o algoritmo controla as perturbações no *Duty Cycle* de modo a que a potência do PV tenha oscilações muito pequenas, em torno da potência máxima.

### 3.4.1.1.1. Outros algoritmos MPPT

Além do algoritmo P&O, existem outros algoritmos MPPT como o *Hill Climbing* [21], *Constant Voltage* [22] e *Incremental Conductance* [23].

O algoritmo *Hill Climbing* consiste na perturbação do índice de modulação, em intervalos regulares, gravando os valores de tensão e corrente de modo a obter o valor de potência. Utilizando estes valores, é decidida a zona da curva de potência onde o sistema está a funcionar.

Deste modo, o índice de modulação será alterado de forma a maximizar a potência fornecida pelo PV. Na Figura 3.13, pode-se ver o fluxograma correspondente a este algoritmo.

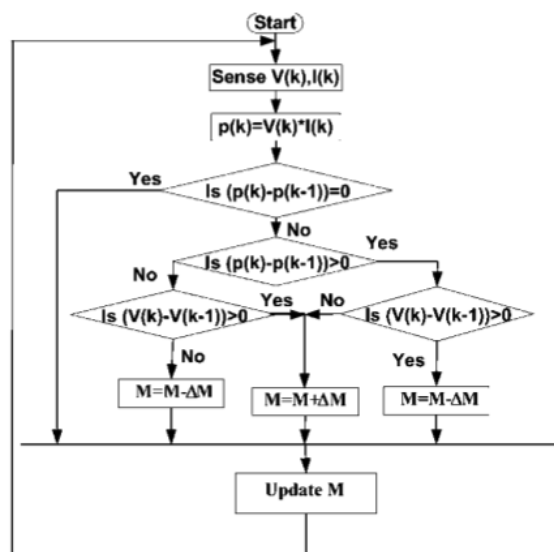


Figura 3.13 – Algoritmo *Hill Climbing* [21]

O algoritmo **Constant Voltage** [22] utiliza o princípio de que a tensão de MPP varia muito pouco nos vários valores de irradiância. Assim, o algoritmo começa por colocar o PV à tensão de circuito aberto e considera que a tensão de MPP é 76% desse valor. Este valor é mantido durante um determinado período de tempo e, depois, o ciclo volta-se a repetir.

Este algoritmo tem a desvantagem de partir de um princípio que nem sempre é verdadeiro, porque nem sempre a tensão MPP se situa a 76% da tensão de circuito aberto.

O algoritmo **Incremental Conductance** utiliza a equação diferencial apresentada abaixo, onde a derivada da potência do PV em ordem à tensão é igualada a zero [23].

$$\frac{dP}{dV} = \frac{d(VI)}{dV} = I + V \times \frac{dI}{dV} = 0 \quad (3.23)$$

Da equação (3.23), pode-se retirar a relação:

$$-\frac{I}{V} = \frac{dI}{dV}, \quad (3.24)$$

representando o lado esquerdo da igualdade a condutância instantânea, e o lado direito a condutância incremental. Enquanto esta igualdade não se verificar, a perturbação introduzida será repetida.

Na Figura 3.14, está representado o fluxograma deste algoritmo de controlo.

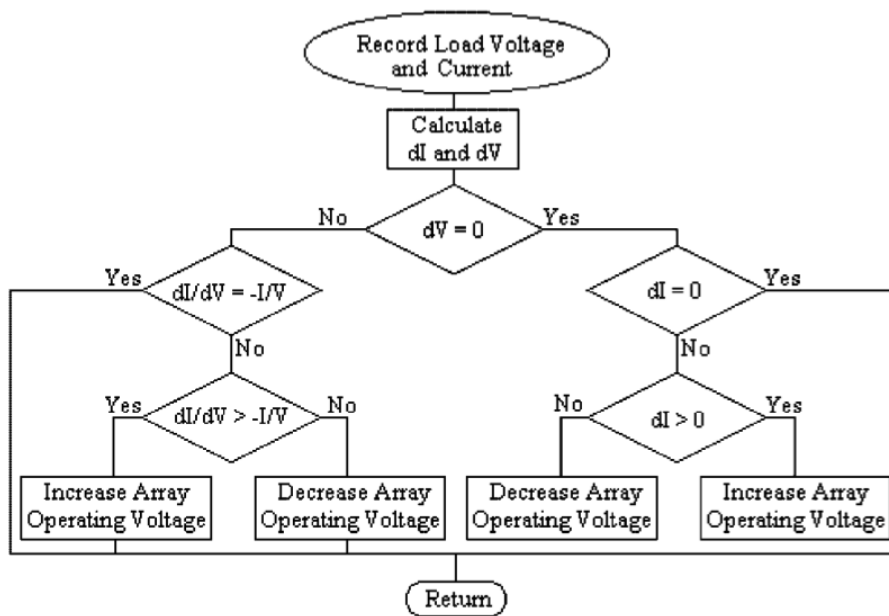


Figura 3.14 – Algoritmo Incremental Conductance [23]

### 3.4.1.2. Controlo do PV em Potência

Conforme referido inicialmente, um dos requisitos deste inversor é garantir que não é injectada potência na rede. Por isso, este módulo de controlo entra em funcionamento quando a potência consumida é inferior à potência máxima do PV ( $P_{MAX}$ ).

Na Figura 3.15 está representado o diagrama de blocos referente ao funcionamento do Controlo em Potência.

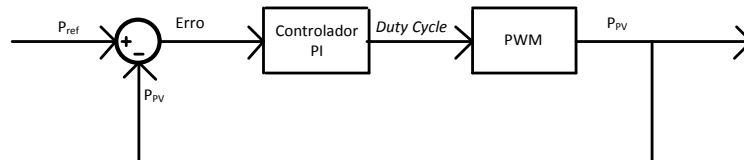


Figura 3.15 – Diagrama de blocos do controlo em potência

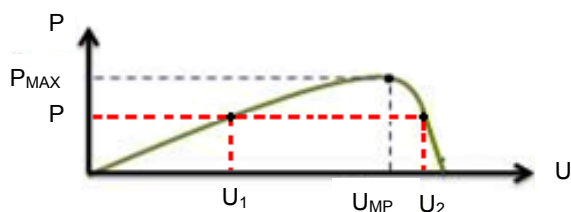
O módulo de Controlo em Potência é constituído por um sistema em anel fechado onde o valor do erro, gerado pela diferença entre a potência de referência (potência de funcionamento pretendida para não ser injectada potência na rede) e a potência do PV, é tratado pelo controlador PI que, por sua vez, gera o valor de *Duty Cycle* necessário para estabilizar o valor da potência no valor de referência.

Esse valor de *Duty Cycle* será modulado através de um *driver* PWM onde, posteriormente, o sinal de saída será aplicado ao transistor do conversor *Boost*. Esse sinal afectará a tensão de funcionamento do PV e, conseqüentemente, a potência que estará a fornecer ( $P_{PV}$ ).

Inicialmente foi considerada a hipótese de utilizar o valor da potência à saída do conversor *Boost* na retroacção, em vez de utilizar a potência do PV. Deste modo, a potência que o PV deveria gerar, teria de ser a necessária para se obter um valor de potência à saída do *Boost* próximo da potência de referência.

No entanto, no subcapítulo 3.4.2.3, onde é mostrado o modo de controlo do inversor *Full-Bridge*, verifica-se que, devido ao modo de controlo por corrente de referência, esta opção não é a melhor.

Analisando a Figura 3.16, verifica-se que, para a potência máxima, o PV deve funcionar em torno do ponto " $P_{MAX}$ " mas, para valores inferiores a " $P_{MAX}$ ", o PV pode funcionar em dois valores diferentes de tensão.



**Figura 3.16 – Curva  $P(U)$  de um painel fotovoltaico (quando  $P < P_{MAX}$ )**

De modo a garantir que existe tensão suficiente para o inversor gerar corrente e não consumir, o PV estará a funcionar em níveis de tensão superiores a " $U_{MP}$ ", ou seja, por exemplo, no caso da Figura 3.16 a tensão de funcionamento será " $U_2$ " para uma potência " $P$ ". Para tal acontecer, os valores do *Duty Cycle* deverão ser superiores aos valores utilizados no modo MPPT.

Assim sendo, para o controlador PI fornecer valores de *Duty Cycle* que permitam que o PV esteja a funcionar no lado desejado da curva  $P(U)$ , foi efectuado um ajuste nas condições iniciais da sua parte integral, escolhendo um valor de partida próximo do limite superior do *Duty Cycle*.

De notar que, em condições transitórias, isto é, até o PV estabilizar na potência que está a ser consumida no momento, o seu ponto de funcionamento poderá estar na zona à esquerda do ponto máximo da curva (Figura 3.16). No entanto, ao estabilizar em torno da potência de

referência, o ponto funcionamento do PV estará à direita do ponto máximo da sua curva característica.

### 3.4.1.3. Quando actuar MPPT e Controlo em Potência

Nos dois pontos anteriores, foi referido que o modo MPPT seria utilizado quando a potência consumida fosse superior à potência máxima do PV, e que o modo de Controlo em Potência seria utilizado quando a potência consumida fosse inferior à potência máxima do PV.

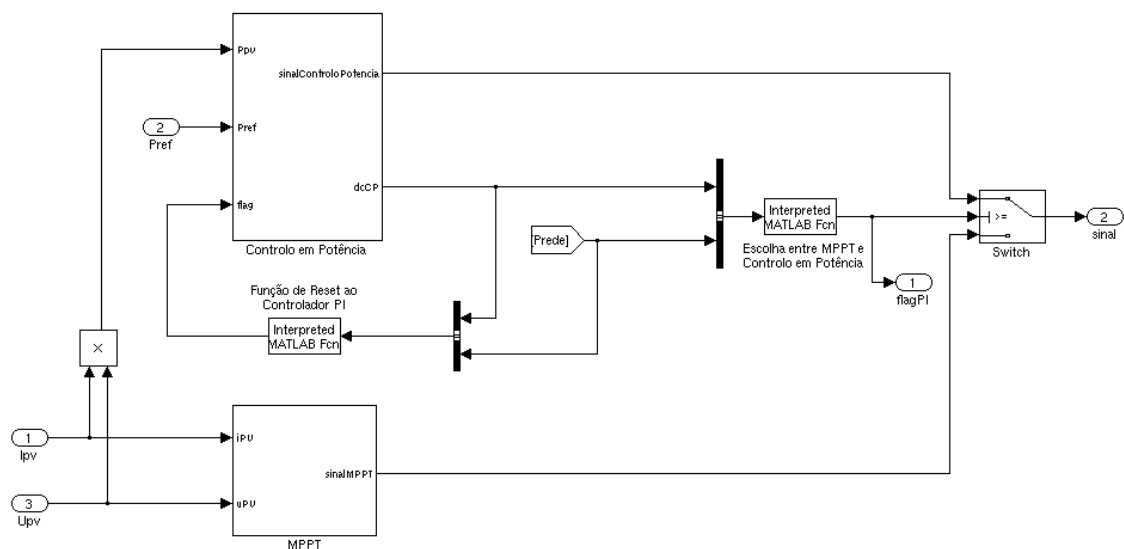
Uma forma de fazer a escolha entre os dois módulos de controlo, seria inserir as especificações do PV utilizado (potência máxima) e, a partir daí, utilizar o modo MPPT quando a potência de referência for superior a um determinado valor que garanta que é sempre deixada uma margem de segurança, de modo a impedir que seja injectada potência na rede eléctrica. Assim, abaixo desta potência de referência, seria utilizado o Controlo em Potência.

O problema desta solução é que, além de estar dependente da inserção das especificações do PV no controlador, a potência que um PV é capaz de gerar é influenciada pela irradiância solar que o painel está a receber no momento. Assim, mesmo sabendo as especificações do PV, o controlador “não sabe” se determinada potência de referência corresponde à potência máxima (MPP) ou se corresponde a uma potência inferior.

Por exemplo, considerando uma carga de 270 W e um PV que, em determinadas condições de irradiância, consiga fornecer no máximo 280 W, admitindo uma margem de segurança de 30W, a potência de referência será de 240 W. Como este valor é inferior à potência máxima do PV, o sistema estará a funcionar no modo de Controlo em Potência.

Considerando que as condições de irradiância mudam de modo a que, neste caso, o PV só consiga fornecer, no máximo, 180W, o modo de controlo continuará a ser o Controlo em Potência quando deveria ser o modo MPPT. Logo, esta solução não poderá ser utilizada.

Na Figura 3.17, está ilustrado o método utilizado para determinar, instantaneamente, qual dos módulos deverá funcionar.



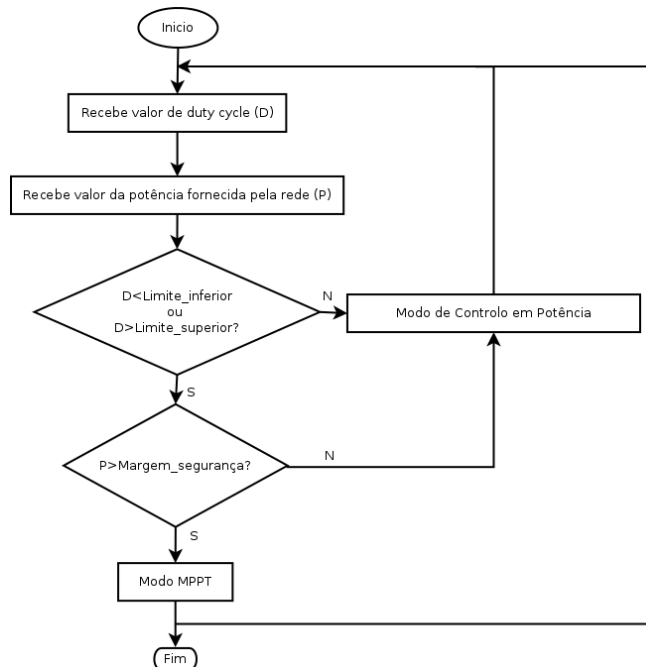
**Figura 3.17 – Escolha entre MPPT e Controle em Potência**

Assim, a solução encontrada foi utilizar a saturação do controlador PI do modo de Controle em Potência. O controlador PI deste bloco está parametrizado para variar entre 0,01 e 0,99 (valores possíveis para o *Duty Cycle*) e, quando é pedida uma potência superior à que o PV consegue fornecer, o controlador satura em 0,01 ou 0,99. Nesta situação, se o controlador saturar e a potência fornecida pela rede for superior a 30 W (margem de segurança), significa que o PV deve trabalhar em MPPT.

Quando o PV estiver em MPPT e, portanto, com o controlador PI “saturado”, se a potência fornecida pela rede for inferior a 30 W, é enviado um sinal de reset à parte Integral do controlador através da entrada “flag” do bloco “Controle em Potência” da Figura 3.17, e o PV passará a funcionar no modo de Controle em Potência.

O reset ao controlador PI, identificado na Figura 3.17 como “Função de Reset ao Controlador PI”, é necessário porque, durante o período em que o PV está em MPPT, a parte Integral está a memorizar um comportamento que não corresponde à realidade e, portanto, ao sair da situação MPPT, os valores gerados para o *Duty Cycle* seriam errados.

Dado que os dois módulos de controlo estão sempre em funcionamento, já que não é possível desligá-los, a selecção entre os valores de *Duty Cycle* gerados será realizada através de uma rotina criada para o efeito (identificada na Figura 3.17 como “Escolha entre MPPT e Controle em Potência”). O fluxograma representativo dessa rotina encontra-se na Figura 3.18.

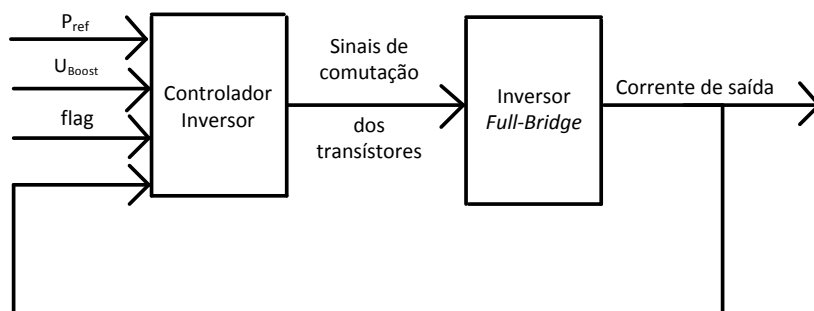


**Figura 3.18 – Fluxograma da solução escolhida**

Esta solução funciona para qualquer PV e para qualquer irradiância, sem a necessidade de configurar parâmetros que, porventura, seriam necessários noutras soluções.

### 3.4.2. Inversor Full-Bridge

Na Figura 3.19, está representado o diagrama de blocos referente à ligação entre o bloco de controlo e o inversor.



**Figura 3.19 – Bloco de controlo ligado ao Inversor Full-Bridge**

Devido ao facto do sistema funcionar em dois modos, MPPT e Controlo em Potência, também este controlador está preparado para estes dois modos de funcionamento.

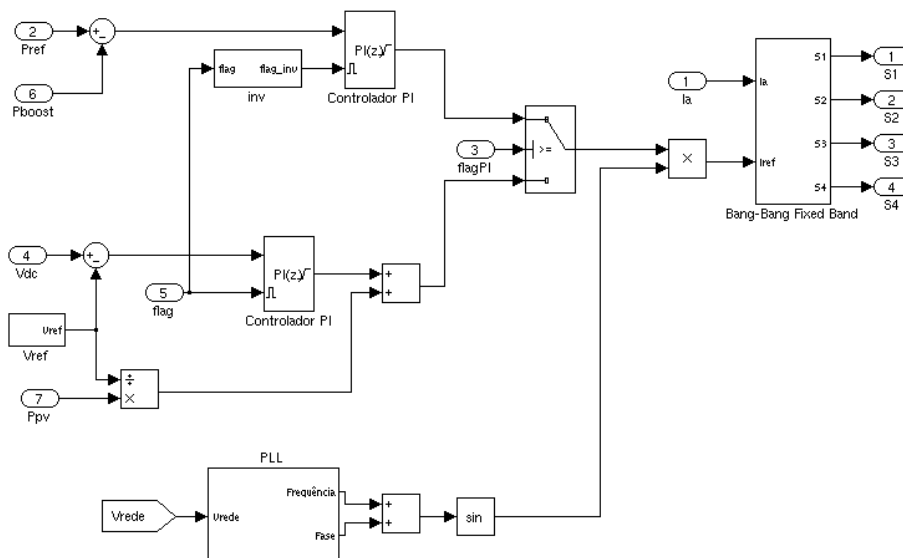


Figura 3.20 – Bloco “Controlador Inversor”

A Figura 3.20 representa o interior do bloco identificado por “Controlador Inversor” na Figura 3.19.

Antes de entrar no detalhe deste bloco, nos pontos seguintes será feita uma breve introdução ao modo de controlo de corrente *Bang-Bang* e ao método de sincronização da corrente gerada com a rede eléctrica, *Phase Lock Loop* (PLL).

### 3.4.2.1. Controlador de corrente *Bang-Bang*

O controlador de corrente *Bang-Bang* utiliza um controlo por histerese e dele derivam modos de controlo como o *Fixed-Band*, *Sinusoidal-Band*, *Adaptative* e *Adaptative-Fuzzy* [24] [25]. Neste sistema, por simplicidade e por satisfazer o que se pretende, foi utilizado o controlador de corrente *Bang-Bang Fixed Band* a dois níveis.

O modo de controlo *Fixed Band* tem como função controlar a corrente entregue pelo inversor *Full-Bridge*, através de uma corrente de referência  $I_{Ref}$ . Este controlo é feito através da comutação a uma frequência elevada dos transístores do inversor.

Assim, o erro entre a corrente de saída e a corrente de referência, será recebido por um controlador de histerese que será responsável pela comutação dos transístores do inversor. Este controlador tem definida uma banda fixa de histerese (*fixed band*) e o valor do erro entre as duas correntes deverá estar contido nessa banda.

Deste modo, se o erro de corrente for superior ao limite superior da banda de histerese, a corrente de saída deverá baixar e se o erro for inferior ao limite inferior da banda de histerese, a corrente deverá aumentar. Na Figura 3.21 está representado o diagrama deste modo de controlo.

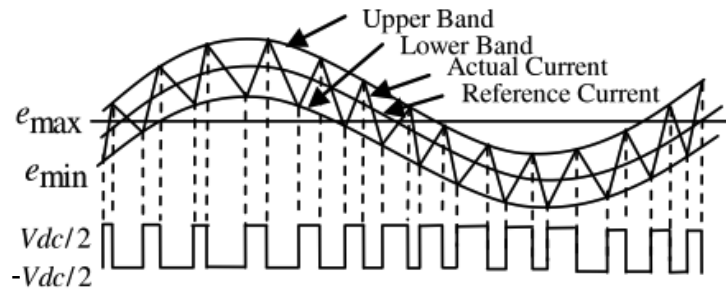


Figura 3.21 – Diagrama do controlador *fixed band* [25]

Este controlador é muito interessante porque, para além da sua simplicidade, é relativamente estável e tem um bom desempenho. No entanto, apresenta o inconveniente da frequência de comutação não ser constante [24] [25].

### 3.4.2.2. PLL – Phase Lock Loop

No ponto anterior viu-se que o controlo de corrente era feito através da comutação dos transístores do inversor, seguindo uma corrente de referência. De modo a garantir que essa corrente está sincronizada em fase e frequência com a rede, recorreu-se ao PLL.

O PLL tem como objectivo sincronizar a tensão da rede com a corrente do inversor, de modo a atingir um factor de potência unitário [26].

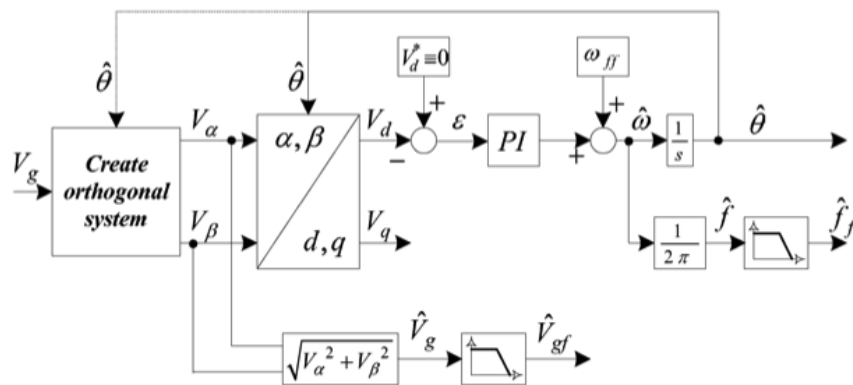


Figura 3.22 – Estrutura típica de um PLL (monofásico) [26]

Na Figura 3.22 constata-se que, para o PLL detectar a fase do sinal  $V_g$ , é necessário gerar um sistema de tensão ortogonal (*“orthogonal voltage system”*) representado pelo bloco *“Create orthogonal system”*.

Apesar da estrutura de um PLL ser a da Figura 3.22, existem vários métodos para gerar uma tensão ortogonal. Um deles poderá ser, por exemplo, utilizar um bloco de atraso de modo a introduzir uma defasagem de  $90^\circ$ , mas com a mesma frequência fundamental do sinal de entrada [27]. Outro exemplo poderia ser a utilização da transformação inversa de *Park* presente no artigo [28].

Relativamente ao controlador PI, o cálculo dos respectivos parâmetros deve possibilitar o ajuste do tempo de estabelecimento e o factor de amortecimento desejados para o sistema [26].

#### 3.4.2.3. Controlo do Inversor *Full-Bridge*

Tendo sido explicado, nos pontos anteriores, o funcionamento dos blocos *“Bang-Bang Fixed Band”* e *“PLL”*, pode-se agora passar à descrição do controlo do inversor propriamente dito.

Na Figura 3.23, pode-se ver como é obtida a corrente de referência utilizada no controlador de corrente *Bang-Bang*.

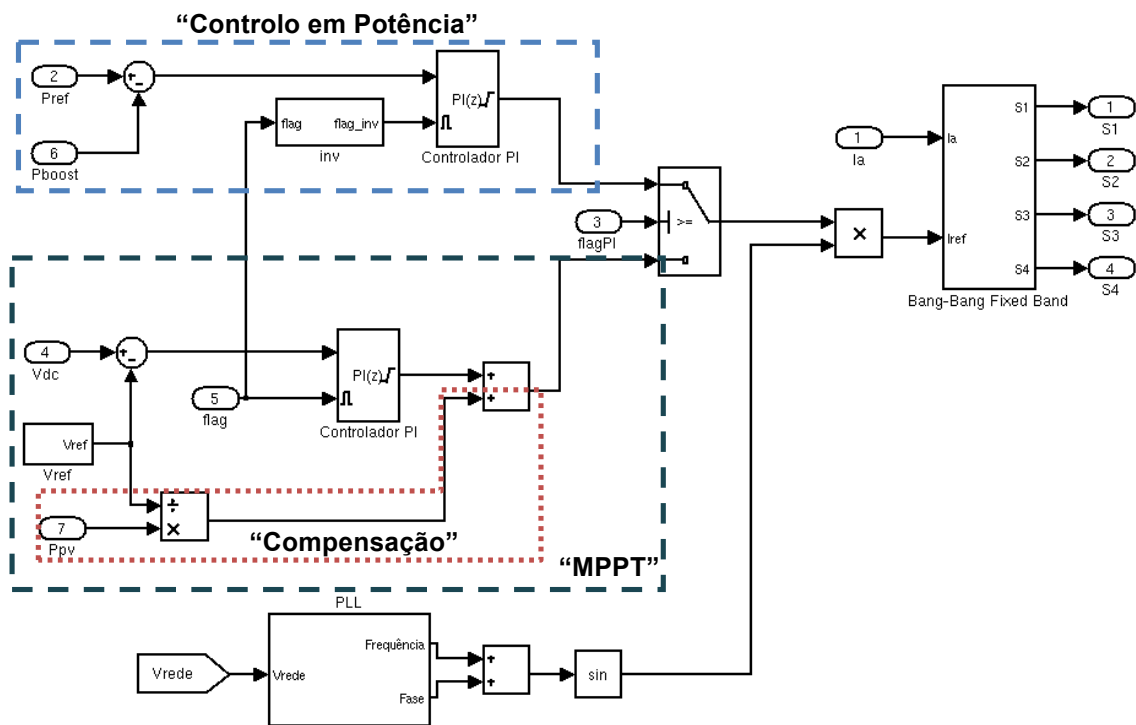


Figura 3.23 – Controlo do inversor

Começando pela situação em que o PV está a funcionar em MPPT, o objectivo é ter variações muito pequenas da tensão à saída do conversor *Boost* ( $V_{dc}$  na Figura 3.23), em torno do valor da tensão de referência ( $V_{ref}$  na Figura 3.23), para que sua média seja constante e toda a corrente gerada pelo conversor *Boost* seja entregue ao inversor.

Para se conseguir atingir este objectivo, foi utilizado um controlador PI que é responsável pelo fornecimento da amplitude da corrente de referência utilizada pelo controlador *Bang-Bang*. Este controlador recebe o valor do erro entre a tensão de referência ( $V_{ref}$ ) e a tensão à saída do conversor *Boost*, e calcula o valor da amplitude da corrente de referência necessário para o sistema estabilizar a tensão de saída ( $V_{dc}$ ) no valor pretendido.

Como a irradiância solar não é constante, também a potência disponível no PV não é constante, o que significa que a amplitude da corrente de referência será afectada. Assim, devido ao carácter local destes controladores, os valores obtidos para a amplitude da corrente de referência nem sempre são os correctos, isto é, para determinados valores de irradiância o controlador PI não consegue estabilizar no valor correcto para a amplitude da corrente de referência.

Tendo em conta estes factores, a solução encontrada para melhorar o comportamento do sistema em MPPT foi utilizar o controlador PI com compensação [26]. Essa compensação é feita através do quociente entre a potência que o PV está a fornecer ( $P_{pv}$ ) e a tensão de

referência ( $V_{ref}$ ), o qual, por sua vez, será adicionado ao valor da amplitude de corrente gerado pelo controlador PI, como se pode ver em maior detalhe na Figura 3.24.

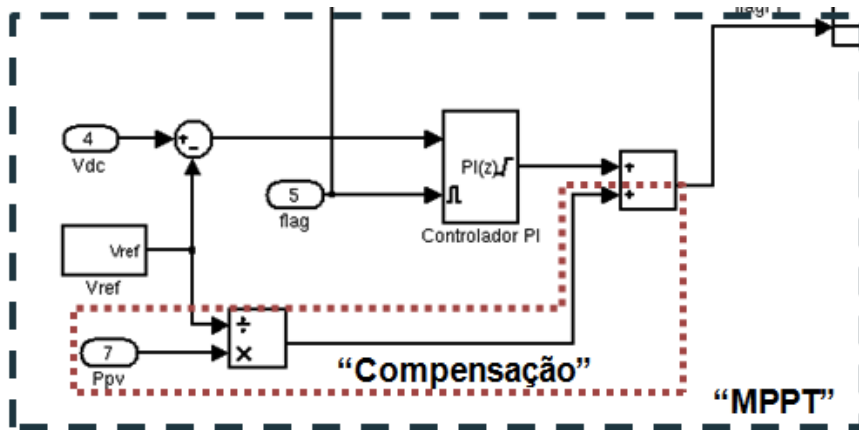
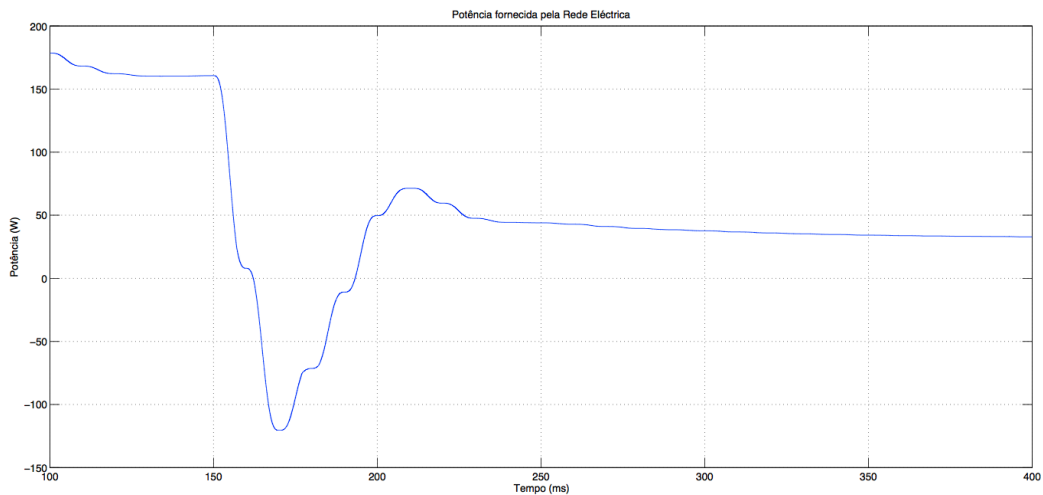


Figura 3.24 – Detalhe da Figura 3.23 referente ao controlo MPPT

No caso do PV estar a funcionar em Controlo em Potência, o objectivo principal passou a ser a não injeção de corrente na rede eléctrica. Assim, a utilização do controlador PI do MPPT já não é viável, porque a potência que o PV deve fornecer está dependente da potência pedida no momento, que é imprevisível.

Nos ensaios efectuados, o controlador deixou sempre que alguma potência fosse injectada na rede, numa fase transitória de potência. Por isso, foi necessário encontrar uma alternativa que, instantaneamente, fornecesse um valor para a amplitude da corrente de referência, de modo a garantir que toda a corrente produzida era consumida na habitação e não fornecida à rede.

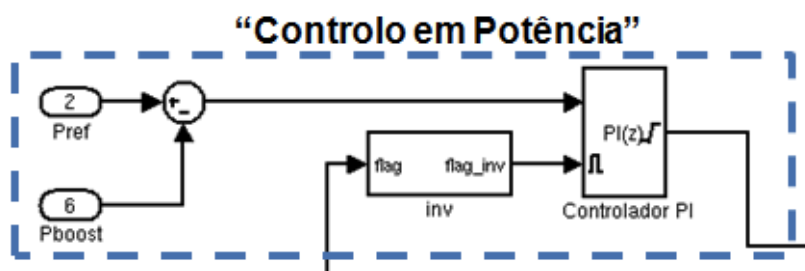
A Figura 3.25 representa o gráfico da potência fornecida pela rede eléctrica numa simulação onde a carga inicial é de 440 W e, aos 0,15 s, passa para 80 W.



**Figura 3.25 – Potência na rede utilizando o controlador PI do modo MPPT em condições STC**

Conforme se pode verificar, a potência da rede toma valores negativos, o que significa que é injectada potência.

Assim, chegou-se à conclusão que a melhor forma de ultrapassar esta situação, seria recorrer a outro controlador PI com uma afinação diferente do controlador do MPPT. Na Figura 3.26 pode-se ver o diagrama de blocos da solução utilizada.



**Figura 3.26 – Detalhe da Figura 3.23 referente ao Controlo em Potência**

Nesta solução, pretende-se que o sistema esteja a fornecer valores de potência bastante perto da potência de referência ( $P_{ref}$ ). Por isso, a função do controlador PI será limitar a amplitude da corrente de referência de modo a minimizar o erro entre a potência de referência e a potência à saída do *Boost* ( $P_{boost}$ ).

No subcapítulo 3.4.1.2, que mostra modo de Controlo em Potência, foi referido que na retroacção não seria utilizada a potência à saída do *Boost* mas sim a potência do PV. A razão

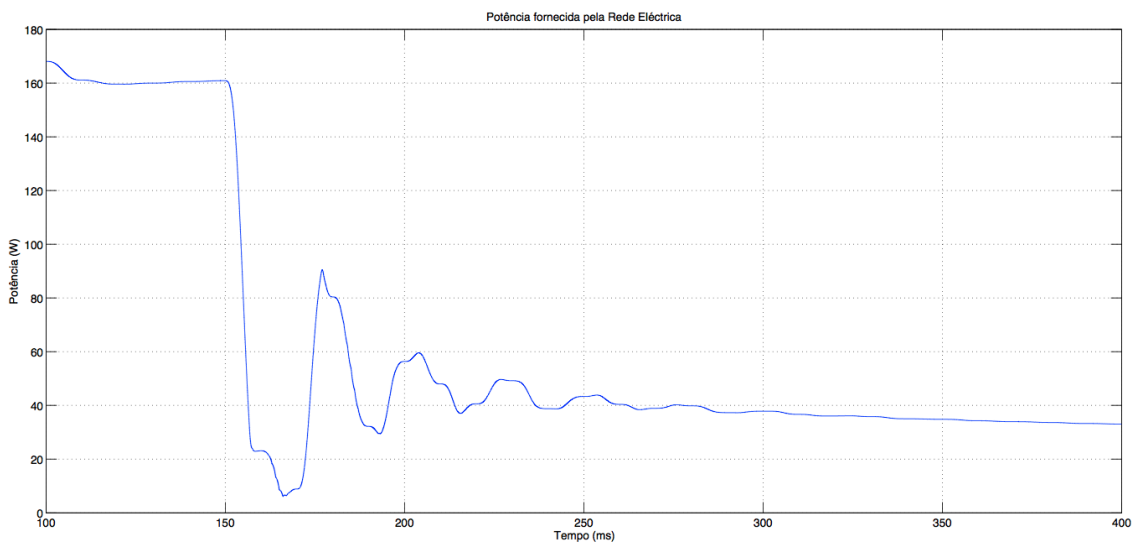
desta escolha prende-se com o facto de, no caso primeira hipótese, haver um atraso entre a potência que o PV está a fornecer e a potência que está à saída do *Boost*.

Assim e se, por exemplo, a potência de referência baixar para 80 W, o PV andará constantemente a mudar o seu ponto de funcionamento. Em concreto, se a potência à saída for de 85 W, tendo em conta o atraso referido, o PV baixará o seu funcionamento para valores na ordem dos 10 W para chegar aos 80 W. De igual modo, se a potência à saída for de 70 W, o PV estará a funcionar em potências superiores para se chegar aos 80 W.

Juntando esta situação com uma limitação repentina da corrente de referência do inversor, verificou-se que, pelo facto da potência que o PV está a fornecer ser, muitas vezes, superior à potência de referência, a tensão do condensador do *Boost* apresentava subidas acentuadas.

Na solução adoptada, isto já não acontece porque o PV já está a funcionar à potência de referência e a amplitude de  $I_{ref}$  necessária para que a potência à saída seja  $P_{ref}$ , é controlada pelo controlador PI do Controlo em Potência.

Na Figura 3.27, foi efectuada a mesma simulação da Figura 3.25 e, como se pode observar, não foi injectada potência quando ocorreu a queda de potência aos 0,15 s. Além disso, também se pode verificar que a potência fornecida pela rede estabiliza mais rapidamente em torno do valor de guarda de 30 W.



**Figura 3.27 – Potência na rede utilizando o método adoptado**

O método para escolher qual a amplitude de corrente a utilizar é o mesmo que foi utilizado na escolha entre modo MPPT e Controlo de Potência (subcapítulo 3.4.1.3). Portanto, quando o

controlador está no modo MPPT, o inversor utiliza o valor vindo do controlador PI com compensação e, quando o controlador está no modo de Controlo em Potência, o inversor utiliza o valor vindo do respectivo controlador PI. De igual modo, ao passar de um modo de controlo para o outro, também é feito um reset ao respectivo controlador, através do sinal “flag”.

Tendo o valor da amplitude da corrente de referência escolhido, é necessário gerar uma onda sinusoidal sincronizada com a tensão da rede.

Sabendo que a corrente de referência é dada por  $i_{ref} = I_{ref} * \sin(\omega t + \phi)$ , onde  $I_{ref}$  é o valor da amplitude e  $\omega$  e  $\phi$  são a frequência e a fase da sinusóide, respectivamente, a onda sinusoidal da corrente é gerada através da multiplicação da amplitude  $I_{ref}$  pelo seno, com argumentos  $\omega$  e  $\phi$  fornecidos pelo PLL (Figura 3.23).

### 3.5. Simulações

Neste subcapítulo, serão apresentadas três simulações de 4 s, em que a potência pedida pela carga toma os valores de 405 W, 120 W, 80 W e 588 W, em cada período de 1 s.

Os valores dos componentes utilizados foram os apresentados na tabela abaixo.

Valores dos componentes utilizados	
Bobina ( <i>Boost</i> ): L	5,8 mH
Condensador de saída ( <i>Boost</i> ): C	900 $\mu$ F
Filtro de saída: L <sub>r</sub>	8,95 mH

Tabela 3.2 – Componentes utilizados no sistema

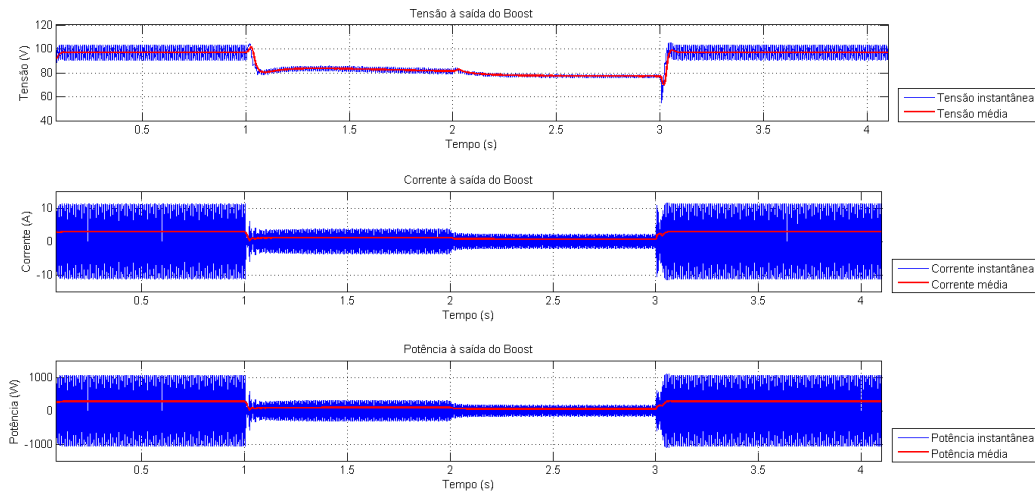
O transformador utilizado foi de 280 VA com uma relação de transformação de 1:7, com tensão no primário de 50 V.

Relativamente ao painel fotovoltaico, foi utilizado o painel com as especificações referidas no subcapítulo 3.3.1.

A simulação deste sistema foi realizada utilizando a ferramenta “*Simulink*” do programa “*MatLab*”.

### 3.5.1. Condições STC

Nesta simulação, consideraram-se as condições STC, onde a irradiância tem o valor de  $1000 \text{ W/m}^2$ .



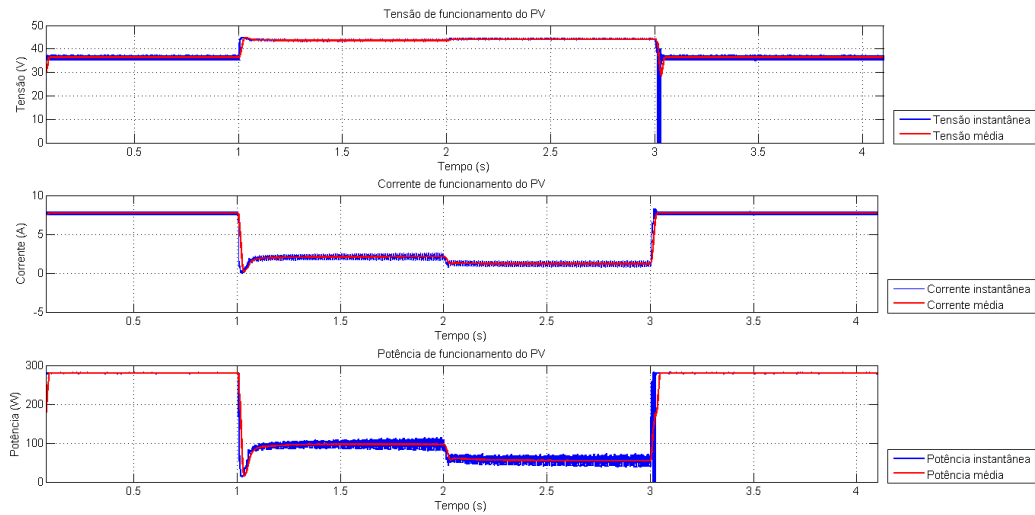
**Figura 3.28 – Tensão, corrente e potência à saída do Boost**

Analisando o primeiro gráfico da Figura 3.28, verifica-se que, nos períodos onde o controlo MPPT está em funcionamento (0 s a 1 s e 3 s a 4 s), o controlo de corrente está a funcionar correctamente, isto é, a tensão média de saída é constante, o que significa que, em média, a corrente produzida está a fluir para o inversor e não para o condensador do conversor *Boost*.

Relativamente ao modo de Controlo em Potência, o objectivo já não é manter a tensão de saída constante, mas sim manter a potência de saída no valor de referência. No último gráfico, pode-se verificar que isso acontece visto que, nos intervalos de Controlo em Potência (de 1 s a 2 s e de 2 s a 3 s), a potência fornecida é de 90 W e 50 W, respectivamente, cumprindo a margem de segurança de 30 W.

Anteriormente, no capítulo 3.4.1.2, em que se explica o modo de Controlo em Potência, referiu-se que os painéis fotovoltaicos têm dois valores de tensão de funcionamento para a mesma potência, fora do ponto de potência máxima (MPP). Referiu-se também que, de modo a garantir valores de tensão suficientes para provocar uma queda de tensão no sentido inversor-transformador, ter-se-iam de impor tensões de funcionamento superiores à tensão de MPP, isto é, o ponto de funcionamento do PV teria de posicionar-se à direita do ponto MPP (considerando a Figura 3.16 desse subcapítulo).

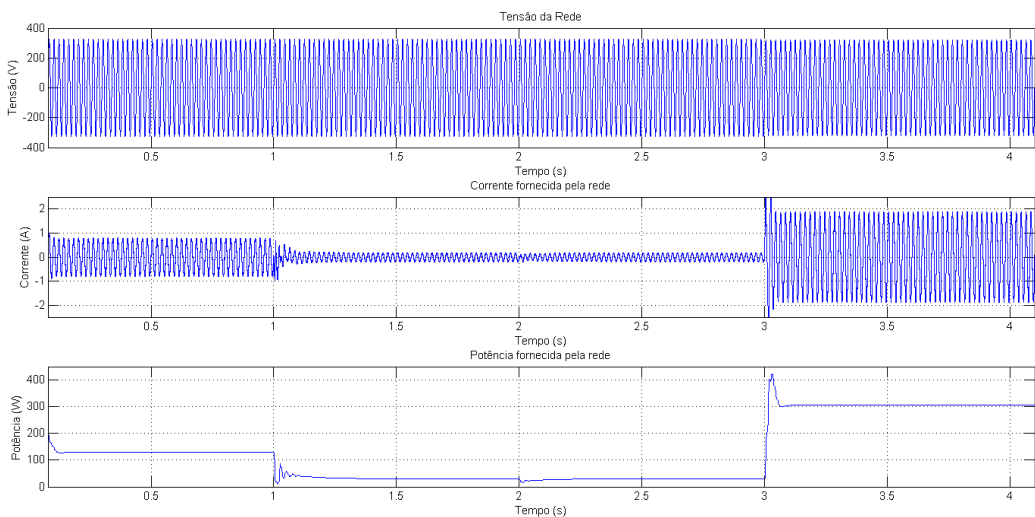
Assim, pode-se verificar no gráfico da Figura 3.29 que, de facto, a tensão de funcionamento do modo de Controlo em Potência está acima da tensão do modo MPPT, garantindo que existe sempre tensão suficiente para o fornecimento de energia.



**Figura 3.29 – Tensão, corrente e potência de funcionamento do PV**

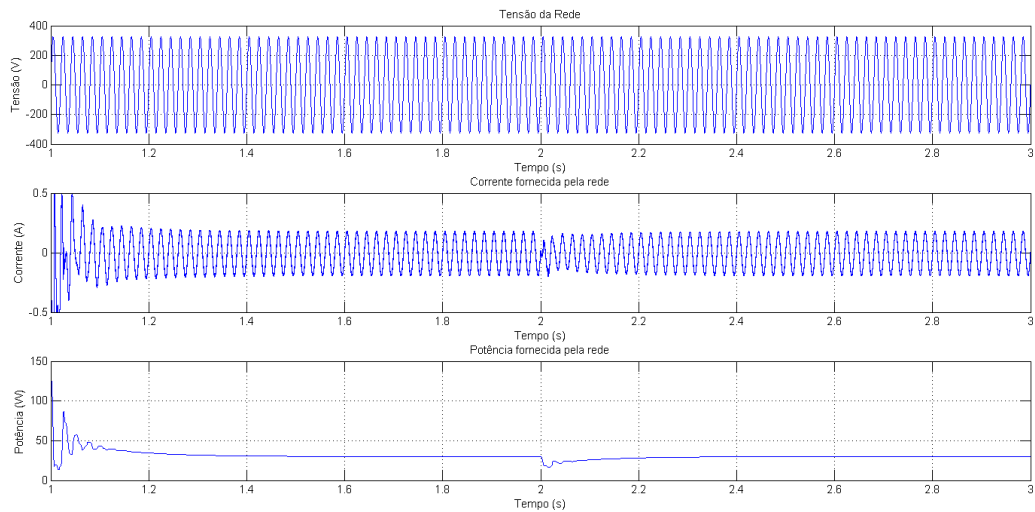
Na Figura 3.29 podem observar-se os pontos de funcionamento do PV, em cada instante.

Na Figura 3.30, pode-se verificar que, desprezando os transitórios referentes à alteração da potência da carga, a potência fornecida é constante.



**Figura 3.30 – Tensão, corrente e potência fornecidos pela rede**

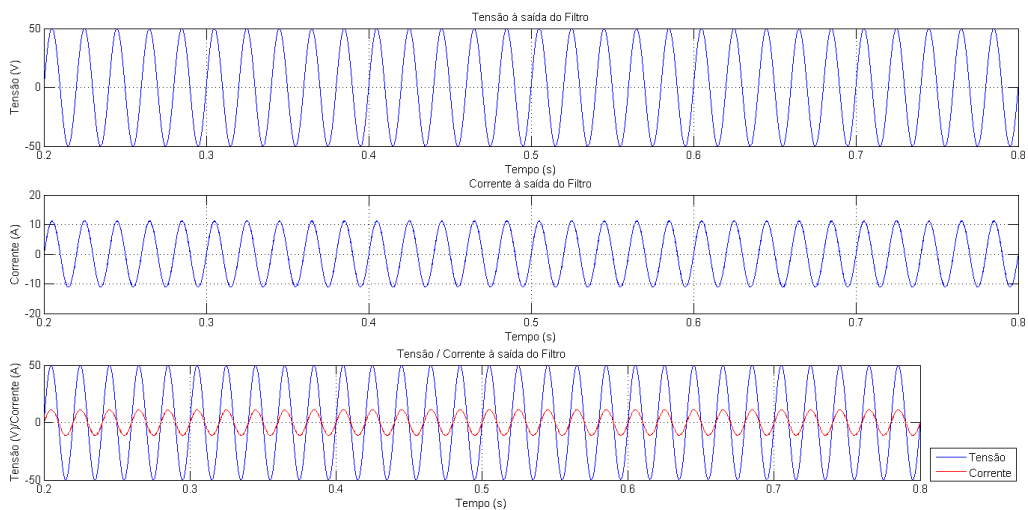
Além disso, como se pode ver em maior detalhe na Figura 3.31, na transição de uma potência superior à potência máxima do PV, (MPPT) para uma potência inferior à potência máxima do PV (Controlo em Potência), não foi injectada potência na rede.



**Figura 3.31 – Zoom ao período de Controlo em Potência da Figura 3.30**

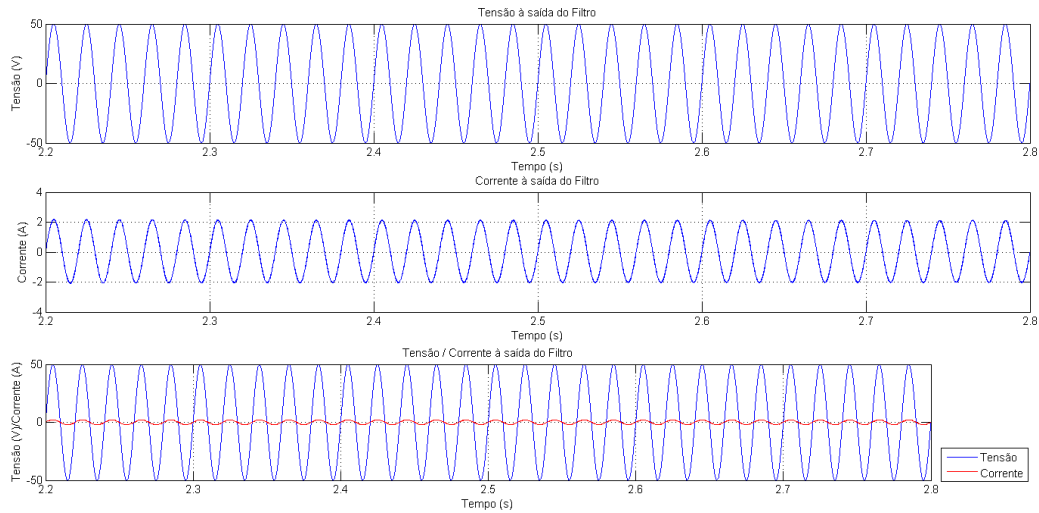
Na Figura 3.31, pode-se ver com maior detalhe que, além de não ter sido injectada potência na rede eléctrica no instante 1 s, a potência fornecida pela rede corresponde ao valor de segurança considerado de 30 W.

Na Figura 3.32 pode-se verificar que, no modo MPPT, a corrente apresenta boa qualidade. Nesta simulação, o valor obtido para a THD foi inferior a 1% (0,7%).



**Figura 3.32 – Tensão, corrente e tensão/corrente à saída do filtro no período de controlo MPPT**

No caso do período de Controlo em Potência (Figura 3.33), a sinusóide também apresenta um valor de THD baixo (1,3%) mas, ainda assim, superior ao período de controlo MPPT.



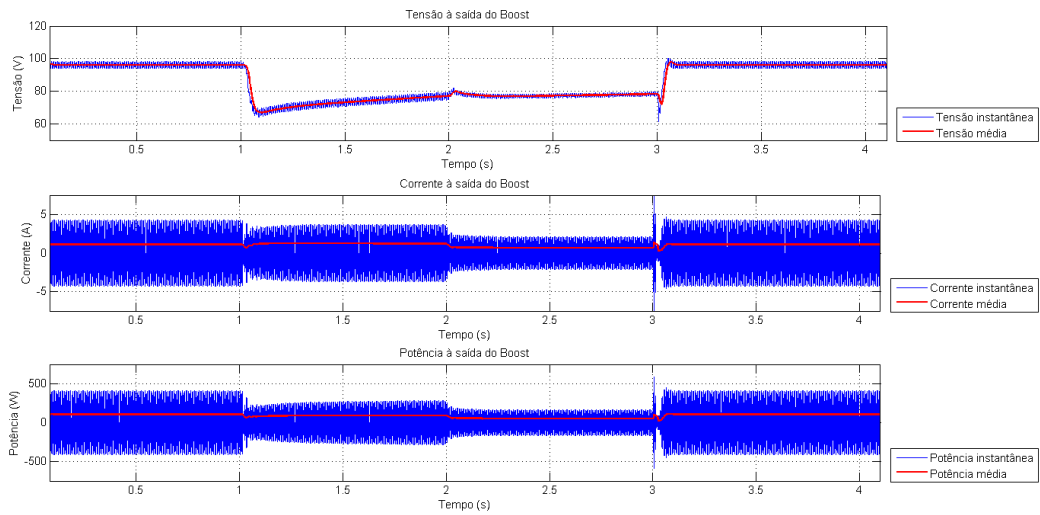
**Figura 3.33 - Tensão, corrente e tensão/corrente à saída do filtro no período de Controlo em Potência**

A razão deste aumento na THD tem a ver com o facto de, no período de controlo MPPT, a potência fornecida ser superior relativamente ao período de Controlo em Potência (como se pode ver na Figura 3.30) e, portanto, a corrente fornecida também ser superior. Deste modo, ao ser fornecida mais corrente, o nível da primeira harmónica (relativamente às restantes) irá subir, o que significa que a THD irá baixar.

### 3.5.2. Fora de condições STC (400 W/m<sup>2</sup>)

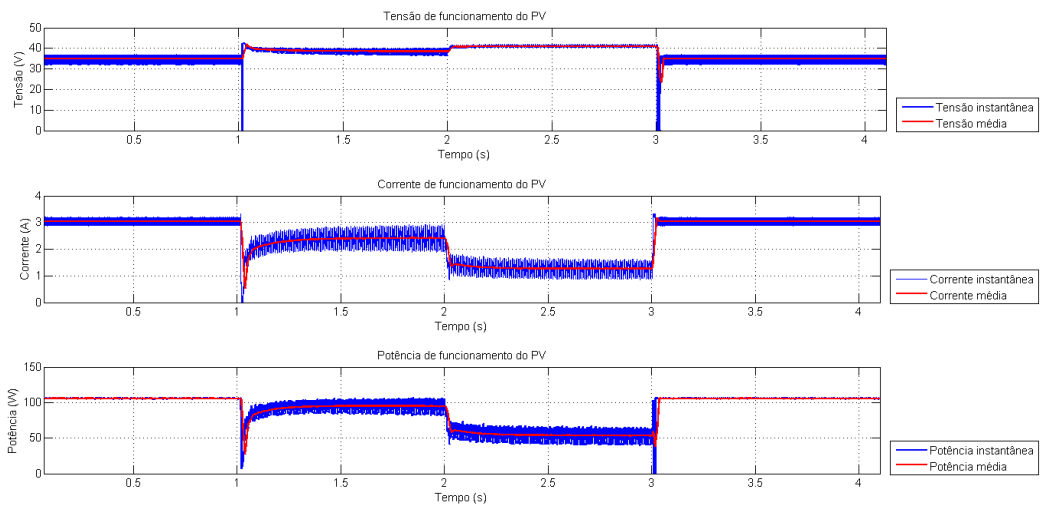
Mantendo-se as condições anteriores, alterou-se a irradiância solar de 1000 W/m<sup>2</sup> para 400 W/m<sup>2</sup>. Neste caso o valor máximo de potência do PV utilizado será de 105 W, o que significa que, no período de 1 s a 2 s onde a carga é de 120 W, a sua potência de funcionamento será de 90 W.

Este valor de irradiância foi escolhido para demonstrar o desempenho do sistema quando o valor de referência para a potência é muito próximo do valor máximo de potência que o PV pode fornecer. Neste caso “limite”, existe o risco de mau desempenho, no sentido em que o controlador estaria sempre a comutar entre o modo MPPT e Controlo em Potência, o que contribuiria para um aumento considerável da THD da corrente.



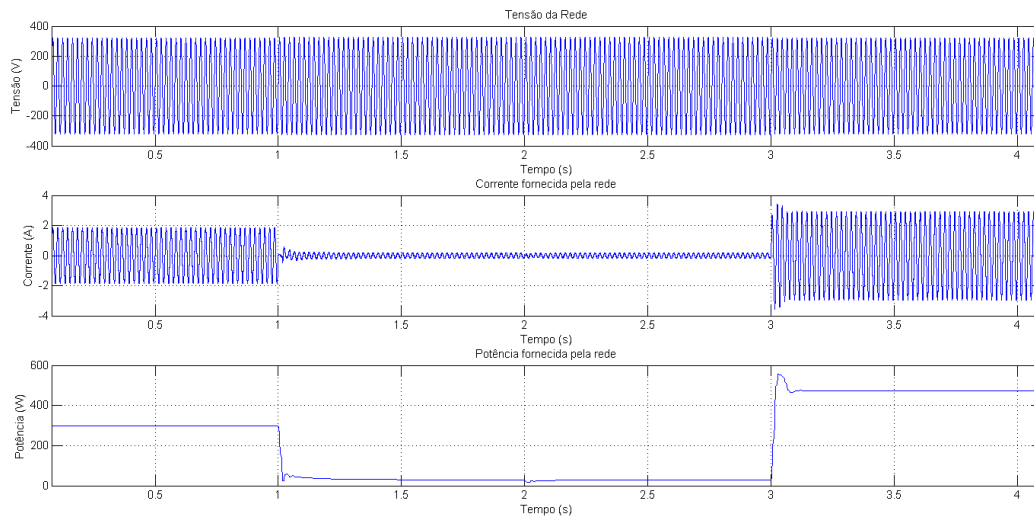
**Figura 3.34 – Tensão, corrente e potência à saída do Boost**

Conforme se pode ver na Figura 3.34, este problema não se verifica e o sistema cumpre os requisitos pretendidos, à semelhança da simulação anterior.



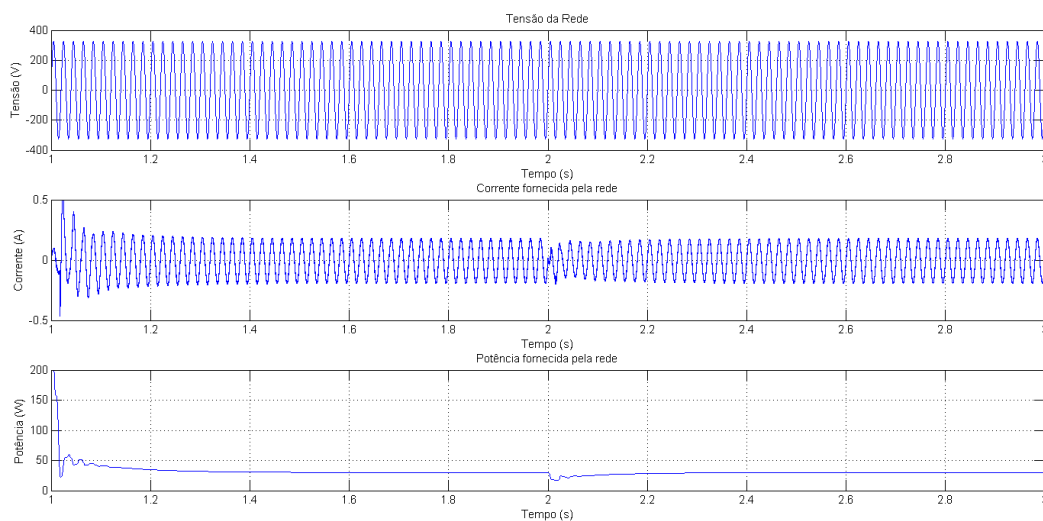
**Figura 3.35 – Tensão, corrente e potência de funcionamento do PV**

A Figura 3.35, representa o ponto de funcionamento do PV durante o período de simulação.



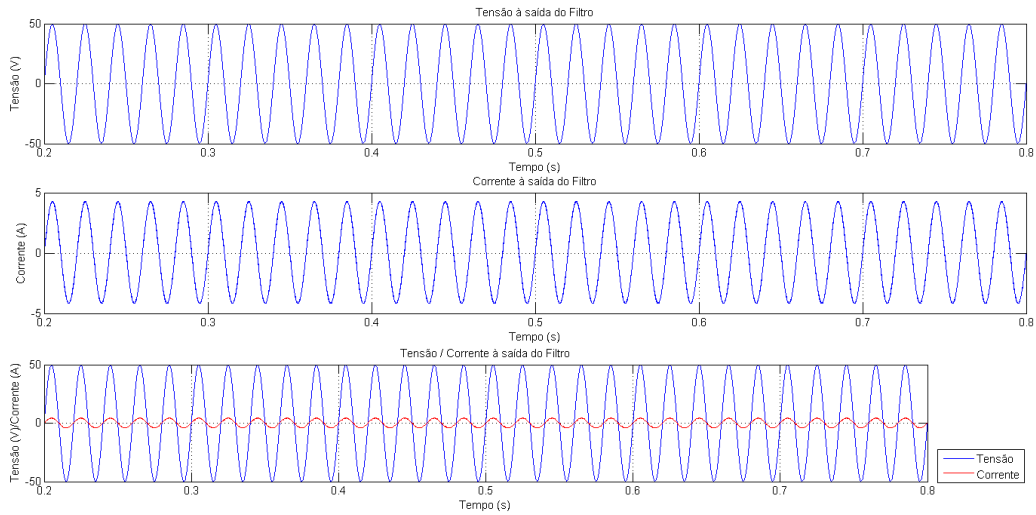
**Figura 3.36 – Tensão, corrente e potência fornecidos pela rede**

Do lado da rede eléctrica, pode-se verificar, na Figura 3.36, que também não foi injectada potência na rede e ainda que a potência fornecida (na zona de Controlo em Potência) também estabilizou na margem de segurança de 30 W, como se pode ver mais detalhadamente na Figura 3.37.

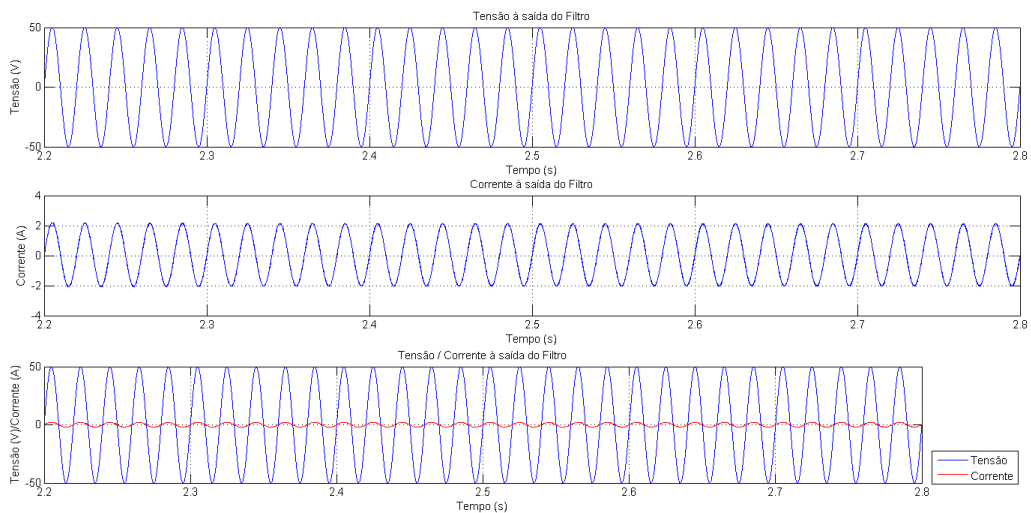


**Figura 3.37 – Zoom ao período de Controlo em Potência da Figura 3.36**

Nas Figuras 3.38 e 3.39, pode-se verificar que as sinusóides de corrente e tensão à saída do filtro são semelhantes às obtidas no subcapítulo anterior, variando apenas a amplitude das mesmas.



**Figura 3.38 – Tensão, corrente e tensão/corrente à saída do filtro no período de controle MPPT**



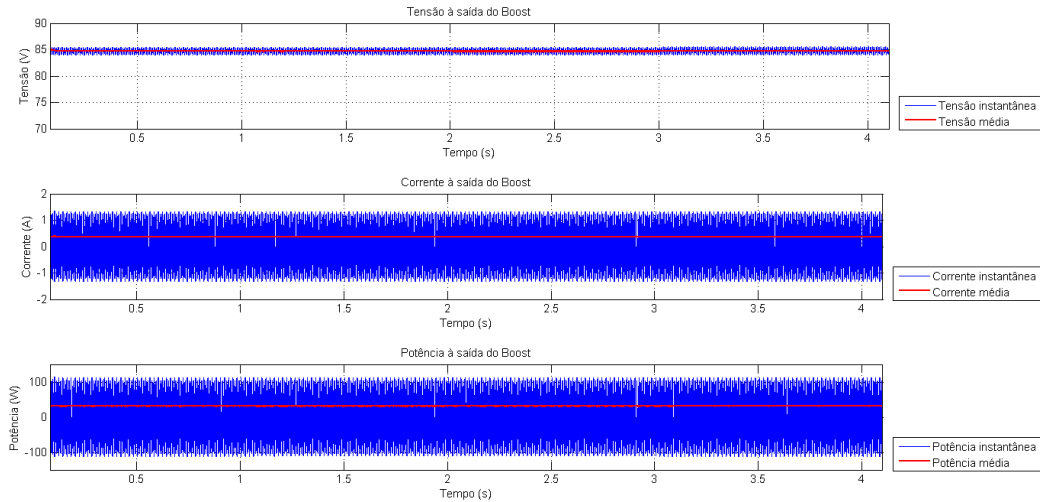
**Figura 3.39 – Tensão, corrente e tensão/corrente à saída do filtro no período de Controlo em Potência**

Relativamente à qualidade da energia, os valores da distorção harmónica total são ligeiramente superiores (no período de controlo MPPT) relativamente à simulação anterior, apresentando uma THD de 0,9% no período MPPT e 1,3% no período de Controlo em Potência.

### 3.5.3. Fora de condições STC (150 W/m<sup>2</sup>)

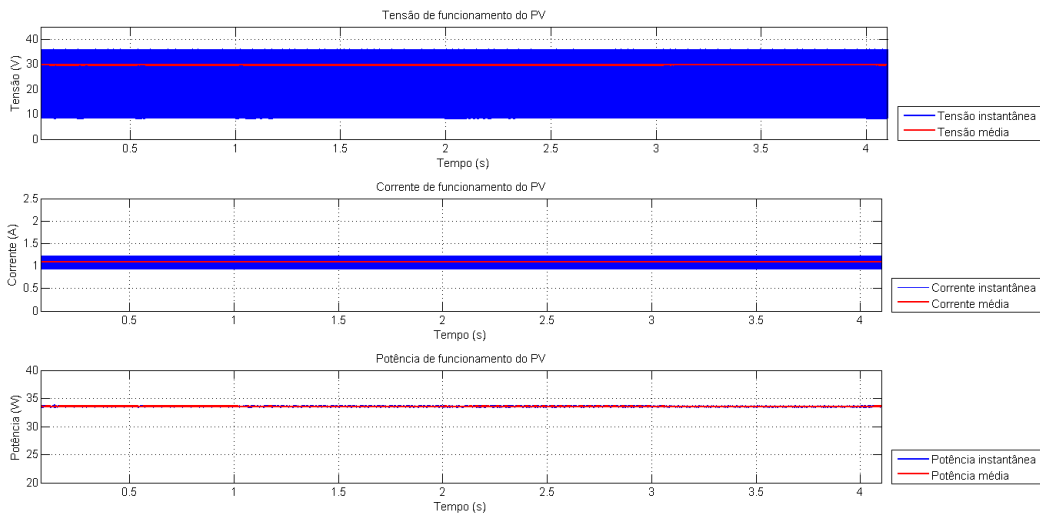
Nesta simulação, escolheu-se o valor de 150 W/m<sup>2</sup> para representar a situação em que, devido ao facto da potência máxima do PV ter diminuído para 35 W, todos os valores considerados para a carga são superiores a essa potência.

Na Figura 3.40, pode-se observar que todos os gráficos são constantes no tempo. Isto significa que o sistema esteve sempre no modo MPPT (como se pode ver no gráfico da potência de saída), mesmo no período de 1 s a 3 s em que, caso a irradiância fosse superior, corresponderia ao período onde o modo de Controlo em Potência seria utilizado.



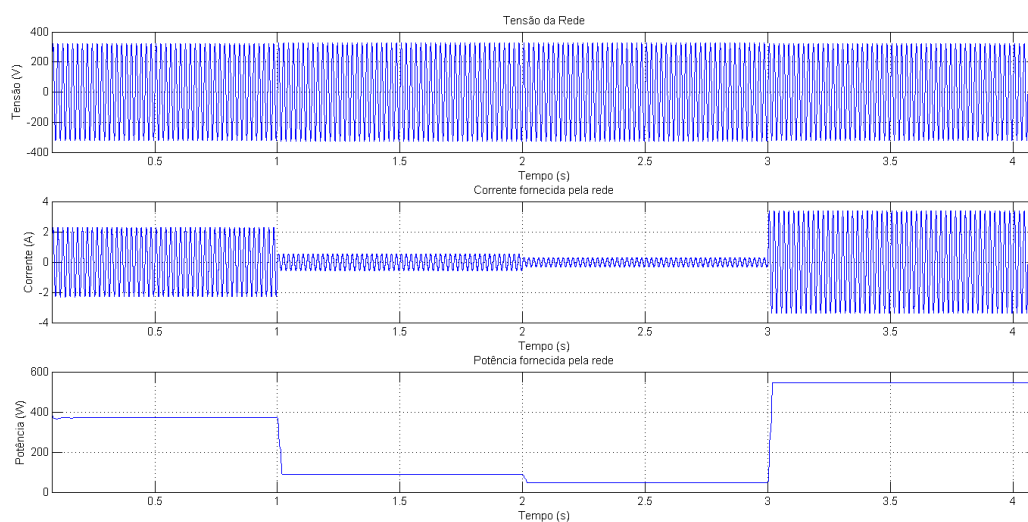
**Figura 3.40 – Tensão, corrente e potência à saída do Boost**

A Figura 3.41 representa o ponto de funcionamento do PV durante o período de simulação, onde se pode confirmar que, de facto, o PV esteve sempre a funcionar em MPPT.



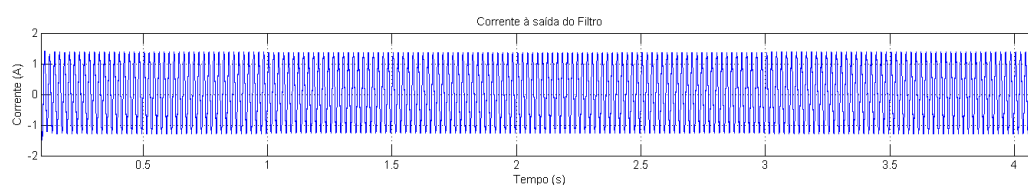
**Figura 3.41 – Tensão, corrente e potência de funcionamento do PV**

No caso da Figura 3.42, obviamente, não foi injectada potência na rede, já que a potência pedida foi sempre superior à potência máxima do PV.



**Figura 3.42 – Tensão, corrente e potência fornecidos pela rede**

Na Figura 3.43, pode-se observar que, à saída do filtro e conforme esperado, a amplitude da corrente de saída é sempre igual.



**Figura 3.43 – Corrente à saída do filtro**

Relativamente à distorção da corrente, verificou-se que, devido ao facto da corrente fornecida ser menor em relação às simulações anteriores, o valor da THD subiu para 1,3% em todo o período de simulação.

# Capítulo 4 - Rentabilidade da solução

---

Neste capítulo será realizada uma análise simples da rentabilidade deste sistema, assumindo um conjunto de pressupostos de mercado cuja validade depende da conjuntura económica em vigor. Além disso, pretende-se também espelhar o raciocínio efectuado por um potencial comprador.

Esta análise foi focada em habitações e pequenos escritórios com menos de 7 pessoas onde, nos subcapítulos seguintes, serão apresentados diagramas correspondentes à energia fornecida pela rede, com e sem este sistema. No final, será efectuada uma estimativa da poupança no final do ano.

Nestes diagramas, o painel fotovoltaico considerado foi de 500 Wp, em vez de 280 Wp, para dar uma melhor percepção (ao nível gráfico) da diferença entre a energia fornecida pela rede, com e sem o sistema.

No entanto, no subcapítulo final, onde é simulada a poupança no final do ano, serão considerados os dois valores de potência.

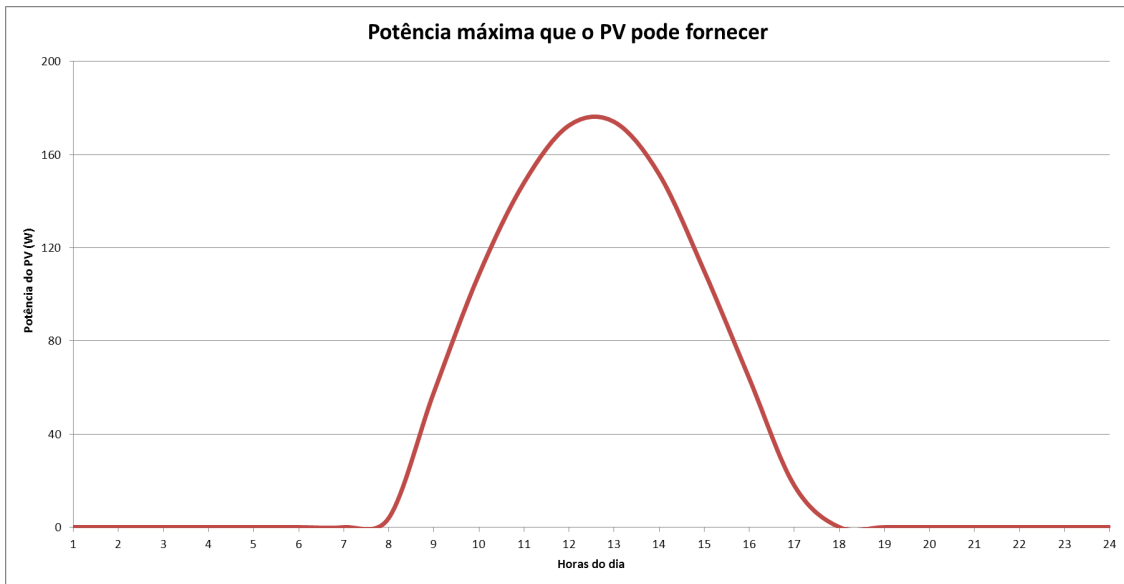
## 4.1. Metodologia aplicada

A metodologia seguida na análise do comportamento do sistema em vários perfis de utilização, assenta no cenário matricial, apresentado na Tabela 4.1, e no comportamento do PV, em termos da potência máxima passível de ser produzida, como função da irradiância solar colectada (Figura 4.1 e Figura 4.2).

<b>Local</b> \ <b>Período</b>	Dia de Semana	Fim-de-Semana	Férias
Habitação	X	X	X
Escritório	X	X	X

**Tabela 4.1 – Cenário matricial referente aos perfis de utilização de cada local em cada período**

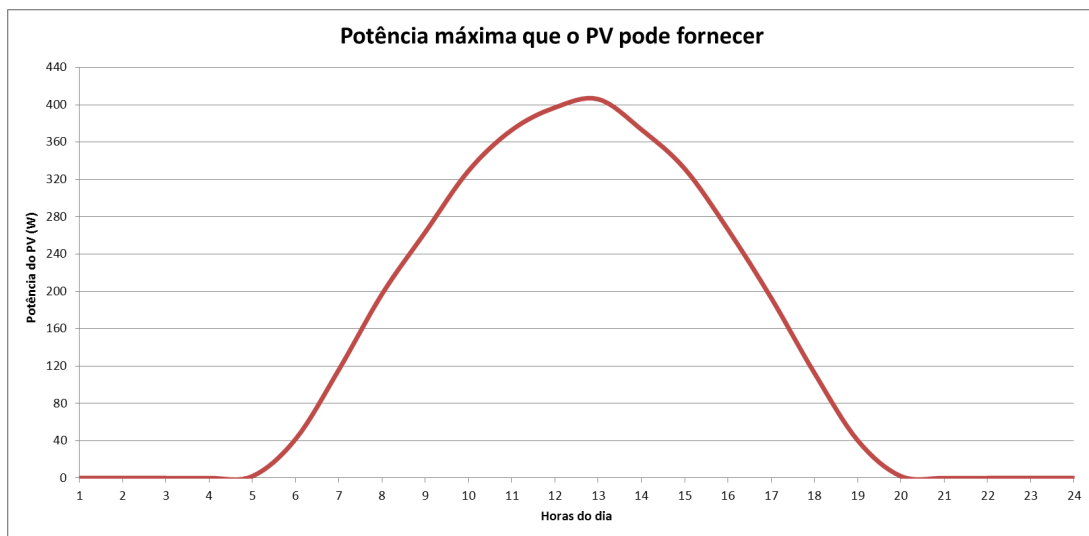
A Figura 4.1 representa a potência máxima que o PV pode fornecer em cada hora de um dia num mês de Inverno.



**Figura 4.1 – Diagrama correspondente à potência máxima que o PV pode fornecer (Inverno)**

Dado que a potência máxima que o PV pode fornecer depende directamente da irradiância solar, neste gráfico pode-se verificar que apenas entre as 8h e as 18h o sistema é produtivo.

A Figura 4.2 representa a potência máxima que o PV pode fornecer em cada hora de um dia num mês de Verão.



**Figura 4.2 – Diagrama correspondente à potência máxima que o PV pode fornecer (Verão)**

Neste caso, além dos valores de potência serem superiores aos valores conseguidos no período de Inverno, o período de contribuição energética do sistema já se estende entre as 5h e as 20h.

Assim, foram analisadas as 6 situações distintas, indicadas na Tabela 4.1, que cobrem a globalidade dos casos reais em que este sistema poderá vir a ser utilizado. Complementarmente, utilizaram-se valores reais de consumo nominal de electrodomésticos e equipamentos que são vulgarmente utilizados nos locais referenciados e que constam das tabelas utilizadas nos subcapítulos seguintes. Desta forma, podem-se considerar aceitáveis, em termos de mercado, as conclusões decorrentes da aplicação desta metodologia, no caso concreto do sistema em análise.

## **4.2. Diagramas de carga (habitação)**

Na análise do funcionamento deste sistema numa habitação, foram considerados os seguintes pressupostos:

1. Família composta por 4 pessoas, sem empregada (o que irá influenciar os horários de utilização dos aparelhos);
2. Perfis de utilização diferentes para os dias de semana, fins-de-semana e férias (período de Verão – 3 semanas), de modo a reflectir o tempo de permanência em casa e, conseqüentemente, o tempo de utilização dos aparelhos.

Relativamente aos aparelhos mais utilizados, foram considerados os indicados na Tabela 4.2.

<b>Aparelhos</b>	<b>Potência [W]</b>	<b>Energia [Wh]</b>	<b>Período</b>
<b>Frigorífico</b>	200	60	Inverno
<b>Frigorífico</b>	200	100	Verão
<b>Microondas</b>	720	60	Verão/Inverno
<b>Torradeira</b>	750	125	Verão/Inverno
<b>Forno</b>	2000	2000	Verão/Inverno
<b>Fogão</b>	1300	433	Verão/Inverno
<b>Máq. Café</b>	1000	33	Verão/Inverno
<b>Máq. Lavar Roupa</b>	1400	1400	Verão/Inverno
<b>Máq. Lavar Louça</b>	1500	1375	Verão/Inverno
<b>Secador de Roupa</b>	900	900	Inverno
<b>Ferro de engomar</b>	750	750	Verão/Inverno
<b>Aspirador</b>	1500	1500	Verão/Inverno
<b>TV</b>	120	120	Verão/Inverno
<b>Luzes</b>	70	70	Verão/Inverno
<b>Computadores</b>	150	150	Verão/Inverno
<b>Aquecimento</b>	900	600	Inverno
<b>A/C</b>	1000	750	Verão
<b>Carga constante</b>	30	30	Verão/Inverno

**Tabela 4.2 – Lista de aparelhos e respectivos valores de potência, energia e período onde são utilizados (Verão/Inverno)**

Na Tabela 4.2, o frigorífico aparece diferenciado no Inverno e no Verão porque se considerou que, no período de Verão, o motor consumia mais energia. A “carga constante” que se encontra na última linha, refere-se ao conjunto de aparelhos que estão sempre ligados, como por exemplo, os equipamentos que asseguram o sinal de televisão e internet por cabo.

## **4.2.1. Diagrama típico de um dia num mês de Inverno**

Neste subcapítulo apresentam-se os diagramas de carga que espelham as diferentes situações em que se pretende analisar o comportamento do sistema, durante o período de Inverno, aplicado a uma habitação.

### **4.2.1.1. Dia de semana**

Tendo em conta a Tabela 4.2, onde são mostrados os aparelhos utilizados neste período (Inverno), foi elaborada a Tabela 4.3 referente aos períodos de utilização de cada aparelho.

Aparelhos	Horas																							
	1-6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24					
Frigorífico	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X		
Microondas		X											X											
Torradeira			X																					
Forno																								
Fogão														X										
Máq. Café			X										X			X								
Máq. Lavar Roupas																					X			
Máq. Lavar Louça																		X						
Secador de Roupas		X																						
Ferro de engomar														X										
Aspirador														X										
TV		X	X										X	X	X	X	X	X	X					
Luzes		X	X										X	X	X	X	X	X	X			X		
Computadores													X	X		X	X	X						
Aquecimento															X	X	X	X	X			X		
Carga constante	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X		

Tabela 4.3 – Período de funcionamento de cada aparelho num dia de semana

Na Tabela 4.3, as horas em que cada aparelho está a funcionar estão indicadas com um “X” durante as 24 horas do dia. Como no período entre a 1h e as 6h se considera que nenhum aparelho, além dos que estão sempre ligados, está a ser utilizado, este período de funcionamento encontra-se na mesma coluna.

Deste modo, o diagrama de carga referente aos dados mostrados na Tabela 4.3, encontra-se na Figura 4.3.

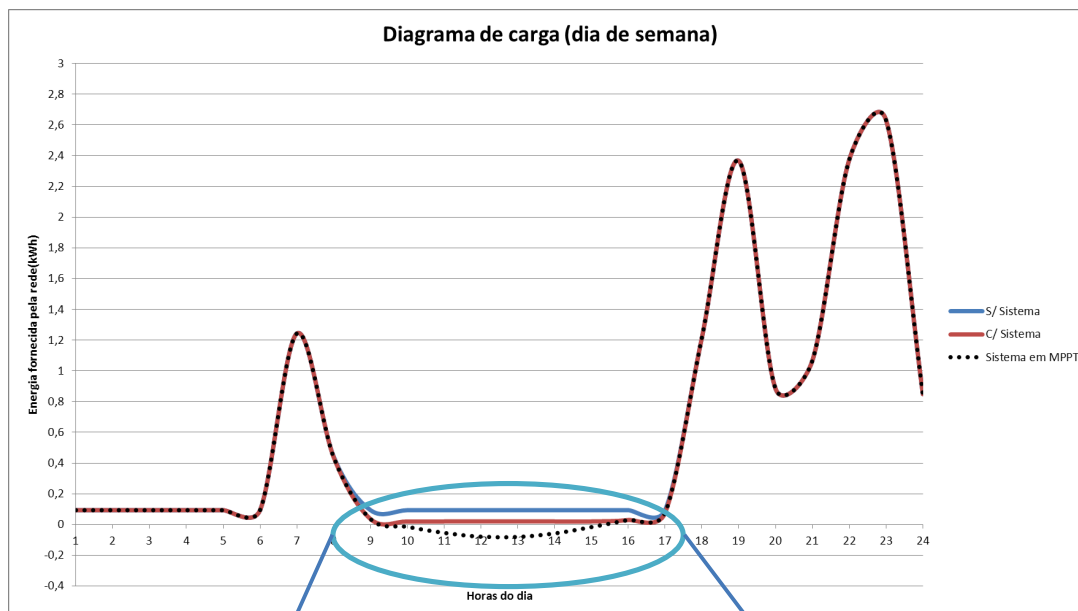
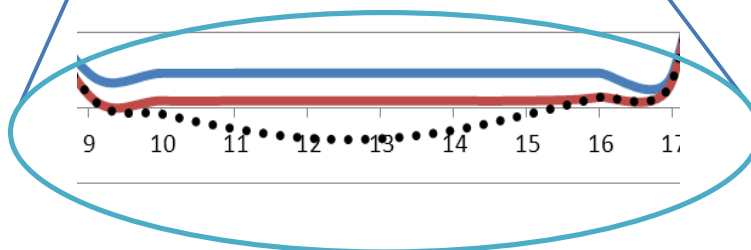


Figura 4.3 – Diagrama de carga num dia de semana



A Figura 4.3 representa o diagrama de carga num dia de semana, considerando três situações:

1. Diagrama sem o sistema (gráfico azul);
2. Diagrama com o sistema (gráfico vermelho);
3. Diagrama se o sistema estivesse sempre no modo MPPT (gráfico preto).

Conforme seria esperado, nas horas de maior carga, o sistema não tem nenhum impacto na energia fornecida pela rede, já que nestes períodos a irradiância é zero.

Durante o dia, pode-se verificar, no zoom entre as 9h e as 17h, que existe um decréscimo na energia fornecida pela rede, dado pela diferença entre a curva azul e a curva vermelha. No entanto, pelo gráfico preto, pode-se ver que a energia máxima que o PV pode fornecer não está a ser utilizada. Portanto, nesta situação, o sistema está a funcionar no modo de Controlo em Potência.

Assim, com este padrão de carga nos dias de semana, o sistema não terá grande interesse, visto que o período onde se pode verificar maior poupança não está a ser aproveitado na totalidade.

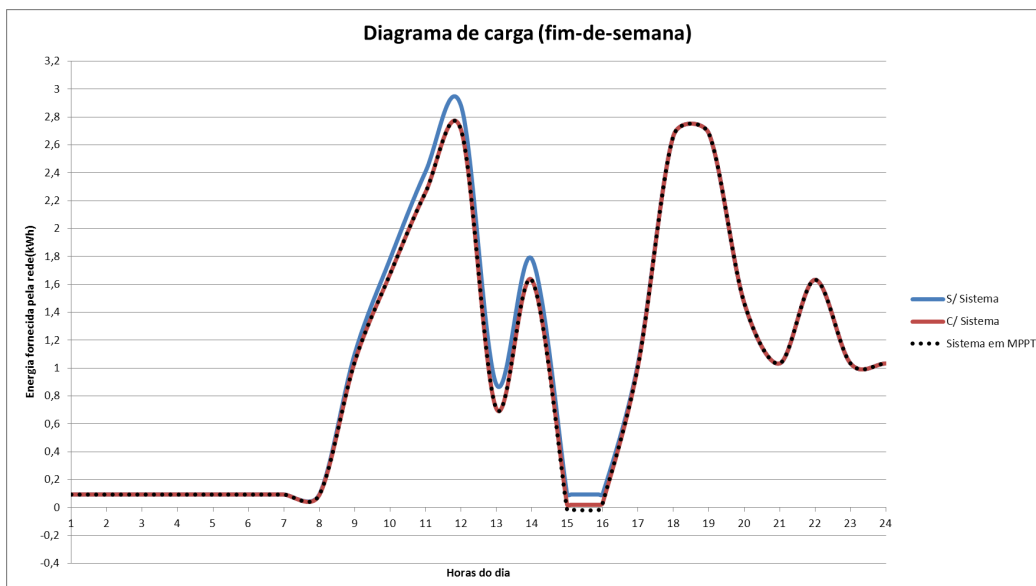
#### 4.2.1.2. Fim-de-semana

No caso dos fins-de-semana, mantendo as condições anteriores, o perfil de carga considerado será o apresentado na Tabela 4.4.

Aparelhos	Horas																							
	1-6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24					
Frigorífico	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X		
Microondas				X																				
Torradeira				X																				
Forno							X																	
Fogão															X									
Máq. Café				X																				
Máq. Lavar Roupas														X										
Máq. Lavar Louça						X																		
Secador de Roupas															X									
Ferro de engomar					X				X						X			X						
Aspirador																								
TV				X	X	X	X	X	X				X	X	X	X	X	X	X	X	X	X		
Luzes				X	X	X	X	X	X				X	X	X	X	X	X	X	X	X	X		
Computadores					X	X			X				X	X	X	X	X		X	X				
Aquecimento				X	X	X	X	X	X				X	X	X	X	X	X	X	X	X	X		
Carga constante	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X		

Tabela 4.4 - Período de funcionamento de cada aparelho nos fins-de-semana

Assim, o período de funcionamento dos aparelhos já será diferente, sendo estes também utilizados durante o dia. Deste modo, o diagrama de carga considerado será o da Figura 4.4.



**Figura 4.4 – Diagrama de carga num fim-de-semana**

Analisando a Figura 4.4, pode-se verificar através da sobreposição das curvas vermelha e preta que, durante o dia, o sistema funciona na sua potência máxima, ou seja, no modo de controlo MPPT.

Neste caso, pode-se concluir que, aos fins-de-semana, a poupança será superior quando comparada com os dias de semana.

#### **4.2.2. Diagrama típico de um dia num mês de Verão**

Neste subcapítulo apresentam-se os diagramas de carga que espelham as diferentes situações em que se pretende analisar o comportamento do sistema, durante o período de Verão, aplicado a uma habitação.

#### 4.2.2.1. Dia de semana

A Tabela 4.5 mostra os períodos de utilização de cada aparelho referido na Tabela 4.2.

Aparelhos	Horas																							
	1-6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24					
Frigorífico	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X		
Microondas		X											X											
Torradeira			X																					
Forno																								
Fogão														X										
Máq. Café			X										X			X								
Máq. Lavar Roupas																				X				
Máq. Lavar Louça																	X							
Ferro de engomar													X											
Aspirador														X										
TV		X	X										X	X	X	X	X	X	X					
Luzes		X	X										X	X	X	X	X	X	X	X		X		
Computadores													X	X		X	X	X						
A/C													X	X	X									
Carga constante	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X		

**Tabela 4.5 - Período de funcionamento de cada aparelho num dia de semana**

Tendo em conta os valores indicados na Tabela 4.5, foi considerado o diagrama de carga da Figura 4.5.

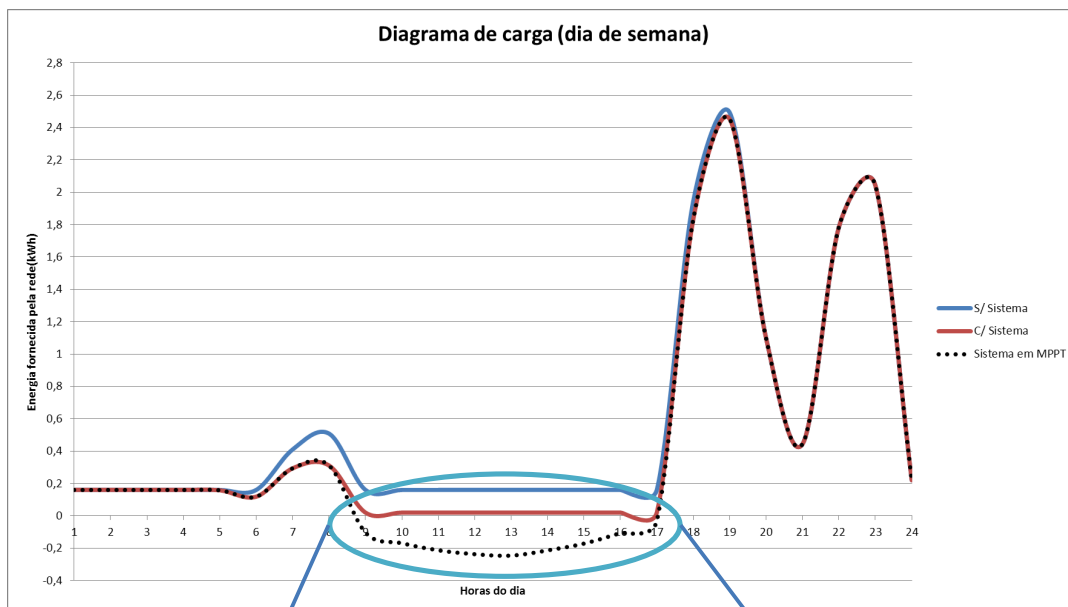
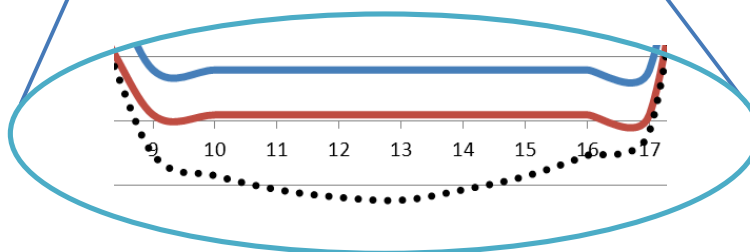


Figura 4.5 – Diagrama de carga num dia de semana



O caso do dia de Verão é semelhante ao de Inverno, variando apenas a potência máxima que o sistema pode fornecer, devido ao aumento da irradiância solar.

Assim, durante o dia, pode-se verificar que a diferença entre a linha vermelha e a linha preta é superior, relativamente ao período de Inverno. Neste caso, também se verifica um decréscimo na energia fornecida pela rede no período da manhã (entre as 7h e as 8h).

#### 4.2.2.2. Fim-de-semana

Na Tabela 4.6 está representado o período de funcionamento de cada aparelho, tendo em conta a Tabela 4.2.

Aparelhos	Horas																							
	1-6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24					
Frigorífico	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X		
Microondas				X																				
Torradeira				X																				
Forno							X																	
Fogão															X									
Máq. Café				X																				
Máq. Lavar Roupas														X										
Máq. Lavar Louça						X																		
Ferro de engomar					X				X					X			X							
Aspirador																								
TV				X	X	X	X	X	X				X	X	X	X	X	X	X	X	X	X		
Luzes				X	X	X	X	X	X				X	X	X	X	X	X	X	X	X	X		
Computadores					X	X			X				X	X	X	X	X			X	X			
A/C						X	X	X	X				X	X	X	X								
Carga constante	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X		

Tabela 4.6 - Período de funcionamento de cada aparelho nos fins-de-semana

No caso dos fins-de-semana, o diagrama de carga será semelhante ao do Inverno, variando apenas os níveis de irradiação. Assim, o diagrama de carga considerado será o da Figura 4.6.

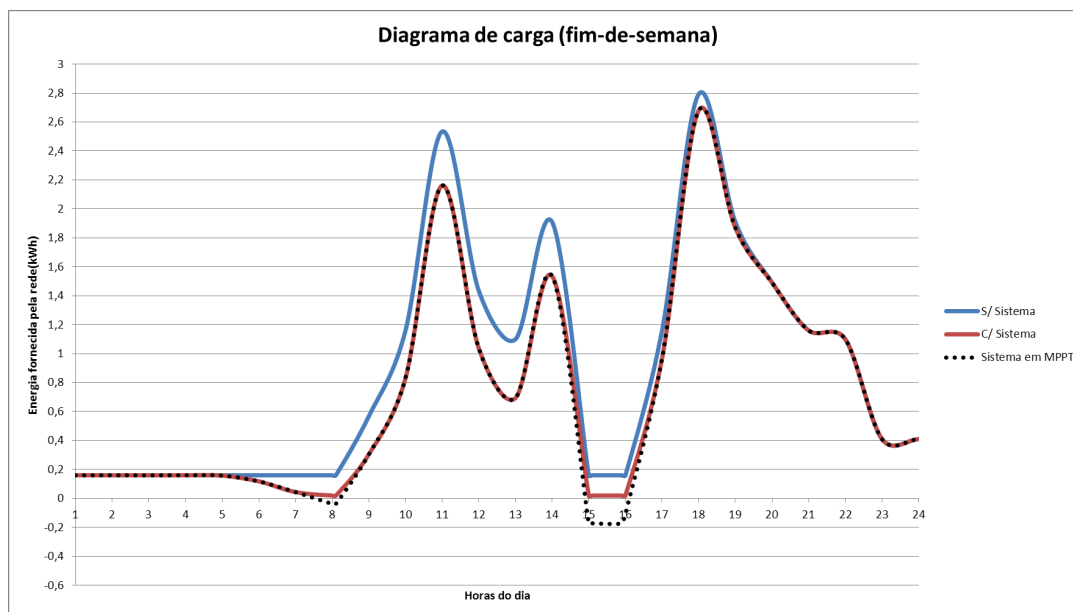


Figura 4.6 – Diagrama de carga num fim-de-semana

Conforme já foi referido no diagrama de Inverno, aos fins-de-semana é utilizada mais energia ao longo do dia, o que significa que o modo MPPT é mais utilizado. Obviamente, no Verão a poupança será maior, conforme se pode ver pela diferença entre o gráfico azul e o gráfico vermelho.

### 4.2.3. Diagrama típico de um dia no período de férias

No período de férias, considerou-se que uma família “típica” tem férias em Agosto durante três semanas, ou seja, durante três quartos do mês, aproximadamente.

Assim sendo, pode-se considerar que neste mês existem três dias típicos: um dia correspondente às três semanas fora, um dia correspondente ao dia de semana e um dia correspondente ao fim-de-semana.

Como o dia de semana de trabalho e o fim-de-semana são iguais a um dia típico de Verão, neste subcapítulo será apenas mostrado o diagrama referente às três semanas de férias.

Considerando que existe sempre uma carga fixa (frigorífico) durante o período que as pessoas estão fora, o diagrama de carga será o representado na Figura 4.7.

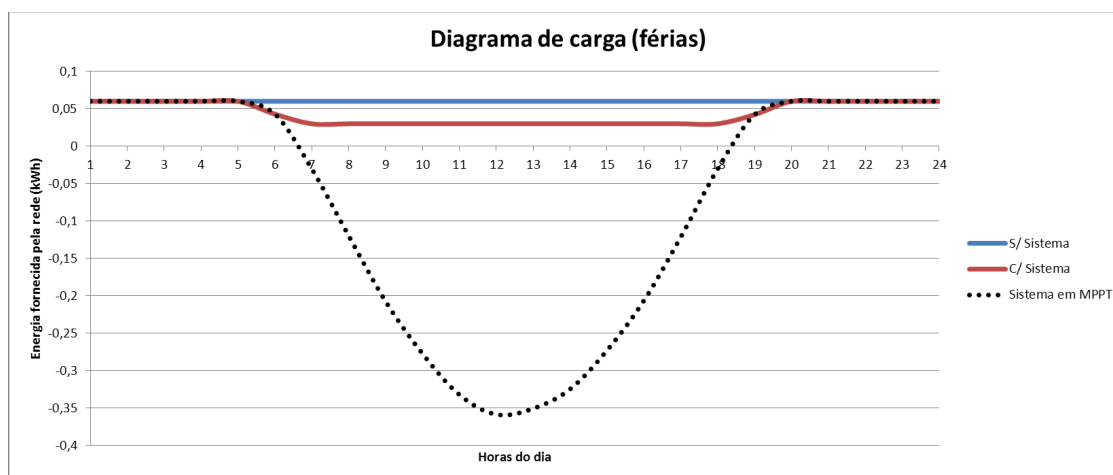


Figura 4.7 – Diagrama de carga durante o período de férias

Neste diagrama pode-se verificar que, apesar do sistema estar a funcionar no modo de Controlo em Potência, existe alguma poupança energética se o sistema ficar ligado enquanto as pessoas estão fora (diferença entre a curva azul e a curva vermelha). No entanto, pela diferença entre o gráfico vermelho e o gráfico a negro (sistema em MPPT), pode-se ver a potência que não está a ser utilizada.

Importa também referir que a energia consumida pelo frigorífico foi considerada menor que nos casos anteriores (período de Inverno e período de Verão), devido ao facto deste aparelho estar sempre fechado, o que significa que a energia consumida pelo motor será menor.

### 4.3. Diagramas de carga (pequeno escritório)

No caso de um escritório, tiveram-se em conta os seguintes pressupostos:

1. Pequeno escritório utilizado por 7 pessoas;
2. Perfis de utilização diferentes para os dias de semana, fins-de-semana e férias (período de Verão – ocupado por 4 pessoas diferentes nas várias semanas) de modo a diferenciar o valor de energia consumida.

Relativamente aos aparelhos mais utilizados, foram considerados os indicados na Tabela 4.7.

<b>Aparelhos</b>	<b>Potência [W]</b>	<b>Energia [Wh]</b>	<b>Período</b>
<b>Frigorífico</b>	200	60	Verão/Inverno
<b>Microondas</b>	720	60	Verão/Inverno
<b>Máq. Café</b>	1000	33	Verão/Inverno
<b>Luzes</b>	360	70	Verão/Inverno
<b>Computadores</b>	1050	150	Verão/Inverno
<b>A/C</b>	1000	750	Verão/Inverno
<b>Aspirador</b>	1500	1500	Verão/Inverno

**Tabela 4.7 – Lista de aparelhos e respectivos valores de potência, energia e período onde são utilizados (Verão/Inverno)**

Por uma questão de simplicidade, considerou-se um dia típico anual (igual no Inverno e Verão) diferenciando-se apenas os dias de semana dos fins-de-semana.

Assim, os períodos de funcionamento considerados, num dia de semana, para os aparelhos referidos na Tabela 4.7, serão os apresentados na Tabela 4.8.

Aparelhos	Horas											
	20-8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
<b>Frigorífico</b>	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
<b>Microondas</b>					X							
<b>Máq. Café</b>		X										
<b>Luzes</b>		X	X	X	X		X	X	X	X	X	
<b>Computadores</b>		X	X	X	X	X	X	X	X	X		
<b>A/C</b>		X	X	X	X	X	X	X	X	X		
<b>Aspirador</b>											X	

**Tabela 4.8 - Período de funcionamento de cada aparelho num dia de semana**

Entre as 18h e as 19h, foi considerado que este período seria destinado a limpezas e entre as 20 e as 8h, foi considerado que o escritório está vazio.

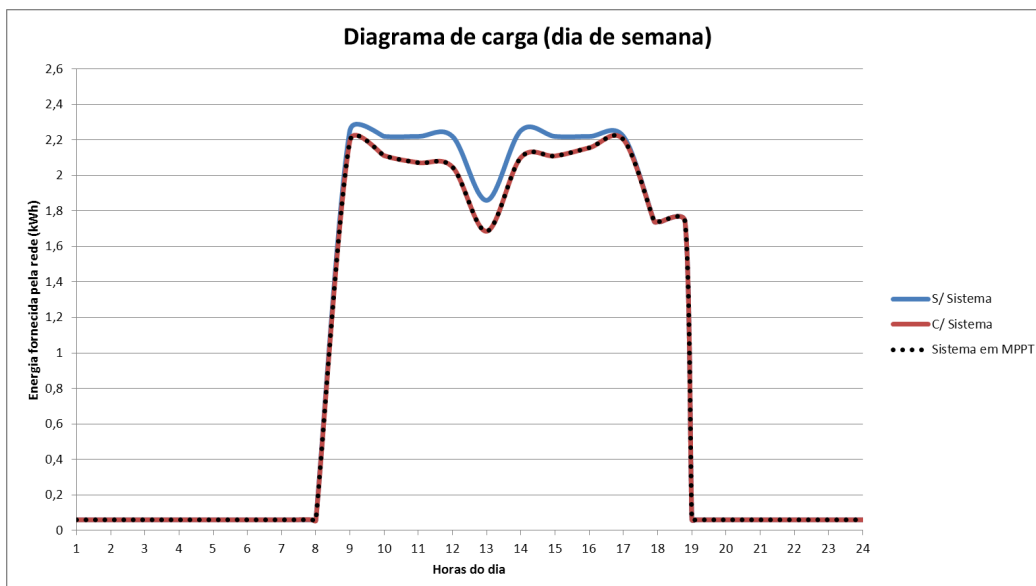
Nos fins-de-semana, considerou-se que o único aparelho ligado seria o frigorífico.

### **4.3.1. Diagrama típico de um dia num mês de Inverno**

Neste subcapítulo apresentam-se os diagramas de carga que espelham as diferentes situações em que se pretende analisar o comportamento do sistema, durante o período de Inverno, aplicado a um escritório.

#### **4.3.1.1. Dia de semana**

A Figura 4.8, mostra o diagrama de carga, num dia de semana, referente a um escritório.

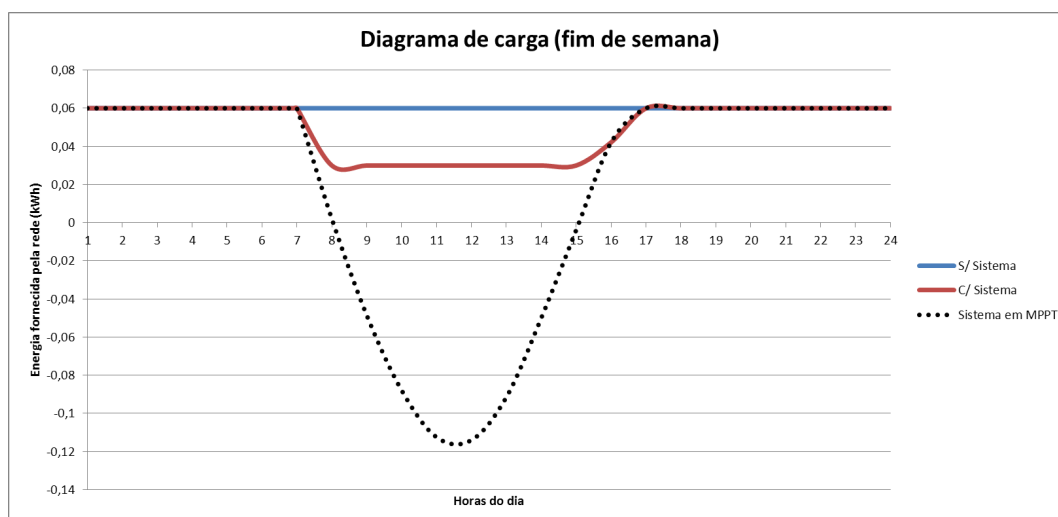


**Figura 4.8 – Diagrama de carga num dia de semana**

Neste caso, pode-se verificar, pela sobreposição das linhas vermelha e preta, que o sistema está sempre a funcionar em MPPT, o que significa que toda a energia que o PV consegue produzir está a ser utilizada e não é necessário recorrer ao Controlo em Potência.

#### 4.3.1.2. Fim-de-semana

Na Figura 4.9 apresenta-se o diagrama de carga, num fim-de-semana, referente a um escritório.



**Figura 4.9 – Diagrama de carga num fim-de-semana**

Neste período, continua a haver alguma poupança energética. No entanto, o sistema poderia estar a produzir muito mais, como se pode ver na linha preta.

### 4.3.2. Diagrama típico de um dia num mês de Verão

Neste subcapítulo apresentam-se os diagramas de carga que espelham as diferentes situações em que se pretende analisar o comportamento do sistema, durante o período de Verão, aplicado a um escritório.

#### 4.3.2.1. Dia de semana

Na Figura 4.10 apresenta-se o diagrama de carga referente a um dia de semana no período de Verão. Este diagrama é idêntico ao do período de Inverno, variando apenas os valores da energia fornecida pela rede, devido ao facto da irradiância solar, no período de Verão, ser superior.

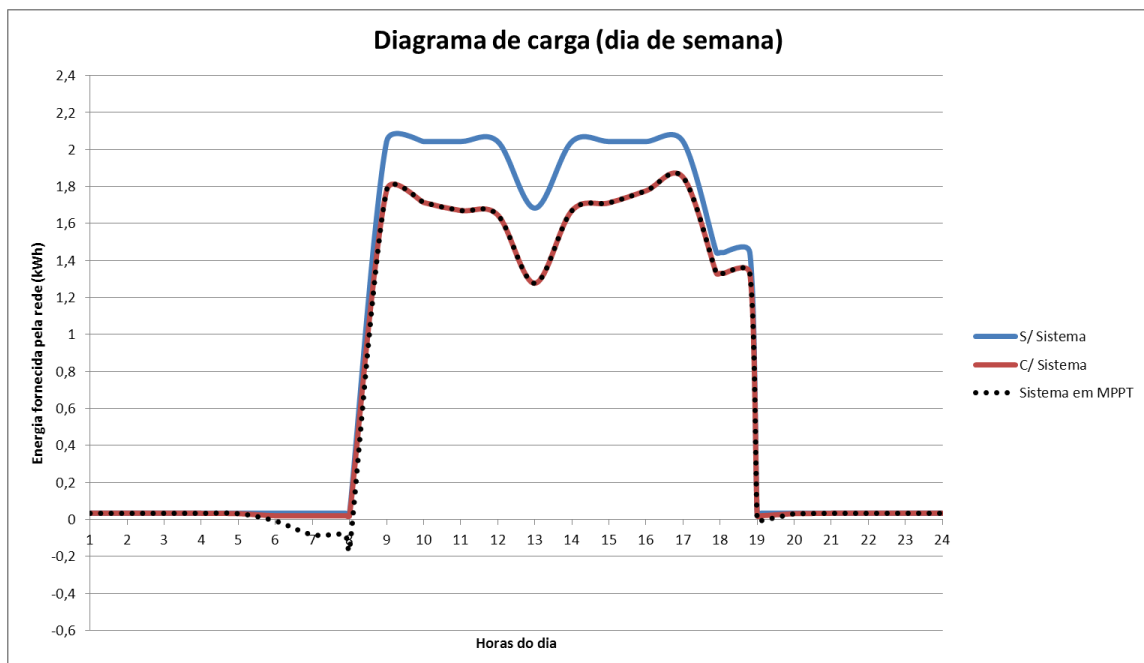


Figura 4.10 – Diagrama de carga num dia de semana

No Verão, pode-se verificar que toda a energia máxima que o sistema pode fornecer também é aproveitada (excepto no período entre as 6h e as 8h).

Como a irradiância neste período do ano é bastante superior à do Inverno, a energia produzida será maior, o que resultará numa poupança também maior, como se pode ver pela diferença entre a linha azul e a linha vermelha.

#### 4.3.2.2. Fim-de-semana

Mais uma vez, no diagrama do fim-de-semana, representado na Figura 4.11, pode-se observar pela linha tracejada que a energia máxima que o sistema poderia estar a fornecer não está a ser utilizada.

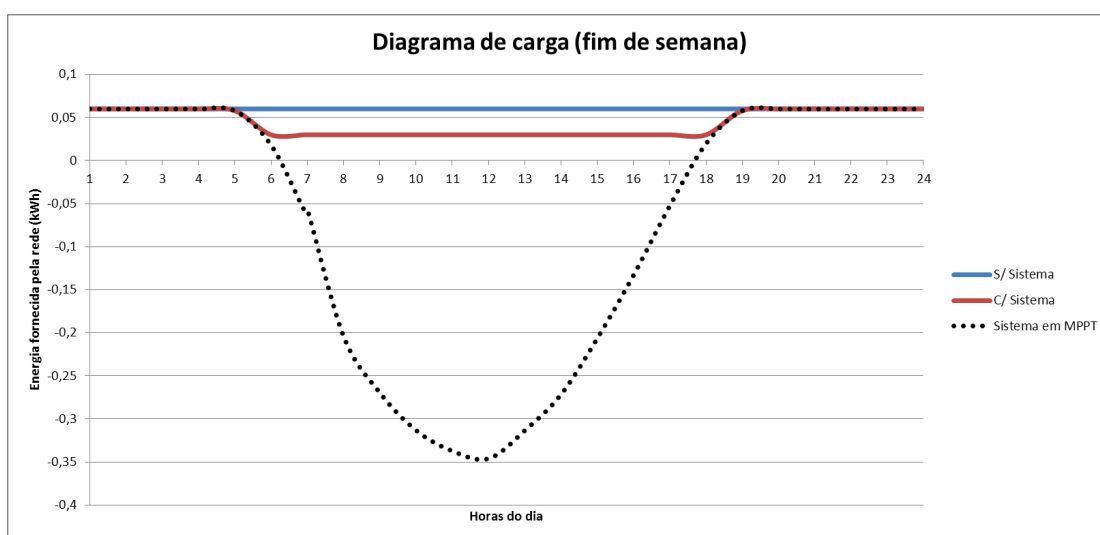


Figura 4.11 – Diagrama de carga num fim-de-semana

## 4.4. Poupança Anual

Neste subcapítulo, será analisada a poupança na factura eléctrica, com a utilização deste sistema.

Nas análises efectuadas, tiveram-se em conta os dois locais de utilização referidos anteriormente (habitação e escritório), todos os meses do ano (com as respectivas radiações) e dois painéis fotovoltaicos com potências máximas de 280 Wp e 500 Wp.

Dado que, a partir de 2013, as tarifas de electricidade serão liberalizadas, considerou-se uma tarifa única de 0,15 €/kWh.

Relativamente ao preço deste sistema, ele será condicionado fundamentalmente pelo preço do painel fotovoltaico utilizado. Assim, considerou-se que um sistema de 280 Wp custará cerca de 700 € e que um sistema de 500 Wp custará cerca de 1500 €, incluindo um valor de, aproximadamente, 200 € para o bloco de Controlo e Inversão e Transformador.

#### 4.4.1. Habitação

Tendo em conta o consumo estimado para cada mês do ano e respectivos valores de irradiância, foi elaborado o gráfico de barras, representado na Figura 4.12, para um PV de 280 Wp.

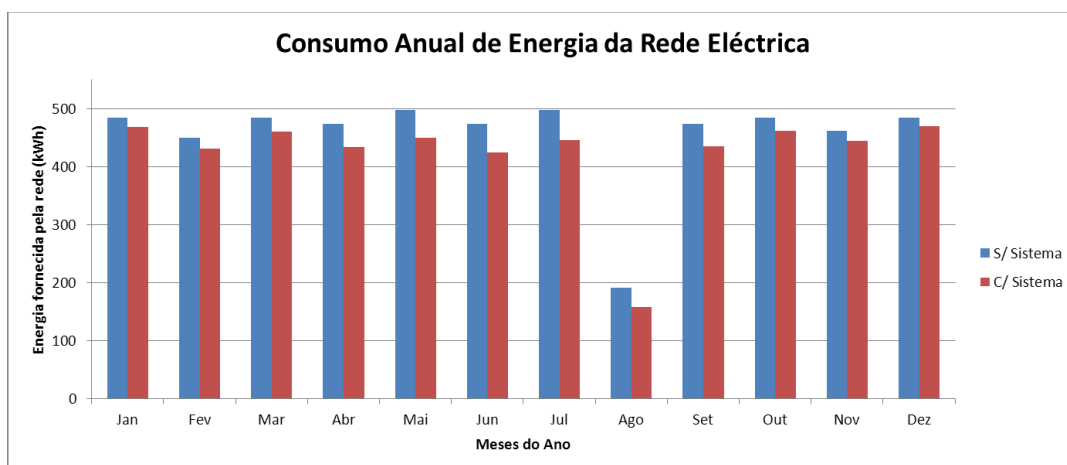
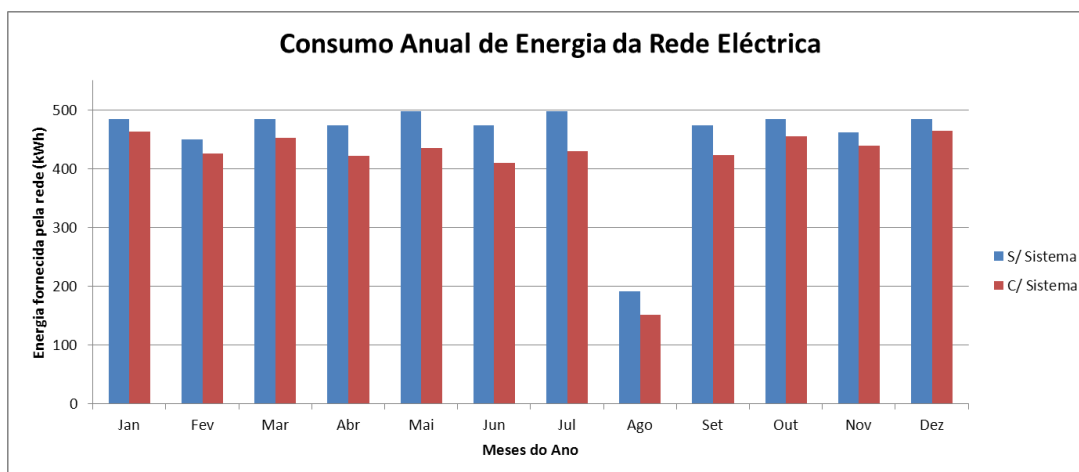


Figura 4.12 – Energia fornecida pela rede em cada mês do ano (para um PV de 280 Wp)

Na Figura 4.12 pode-se observar, através da diferença entre as barras azuis e vermelhas, a poupança de energia em cada mês, especialmente no período de Verão.

Assim, pela simulação energética mensal considerada, estima-se uma poupança na ordem dos 56 € anuais, isto é, menos 4,7 € por mês (em média) na factura eléctrica.

No entanto, para um painel fotovoltaico de 500 Wp, obviamente a poupança será um pouco superior, como se pode ver no gráfico da Figura 4.13.



**Figura 4.13 – Energia fornecida pela rede em cada mês do ano (para um PV de 500 Wp)**

Neste caso, utilizando o mesmo método da estimativa anterior, estima-se uma poupança na ordem dos 74 € anuais, isto é, menos 6,2 € por mês (em média) na factura eléctrica.

Considerando agora o custo do sistema, na tabela abaixo está estimado o tempo de recuperação do investimento.

Potência [Wp]	Poupança na factura eléctrica anual [€]	Preço do sistema [€]	Retorno do investimento [anos]
280	56	700	12,5
500	74	1500	20,3

**Tabela 4.9 – Previsão do tempo de retorno do investimento**

Pela Tabela 4.9, pode-se verificar que, contrariamente ao que, porventura, se poderia pensar, o tempo de retorno do investimento é menor para um PV de 280 Wp do que para um PV de 500 Wp.

A razão deste longo período de retorno do investimento, deve-se aos elevados preços dos painéis. No entanto, considerando que este tipo de sistema tem, tendencialmente, uma forte adesão por parte dos consumidores, estes preços poderão descer bastante, diminuindo o tempo de recuperação do investimento. De notar que não está aqui considerado o aumento anual da energia, factor que poderá também reduzir o período de recuperação do investimento.

#### 4.4.2. Pequenos escritórios

Na simulação para pequenos escritórios, mais uma vez considerando as radiações de cada mês, bem como a energia consumida, obtém-se o gráfico da Figura 4.14.

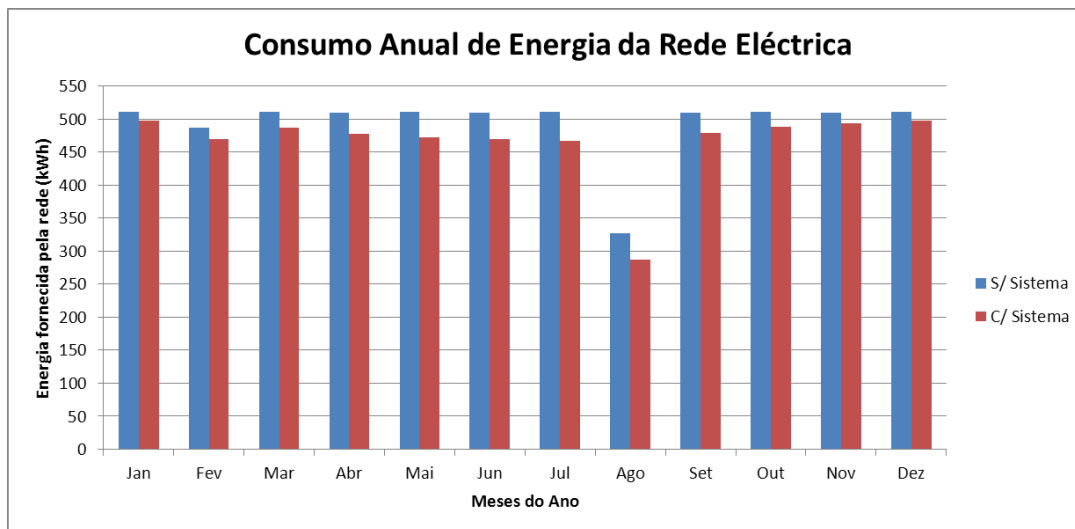


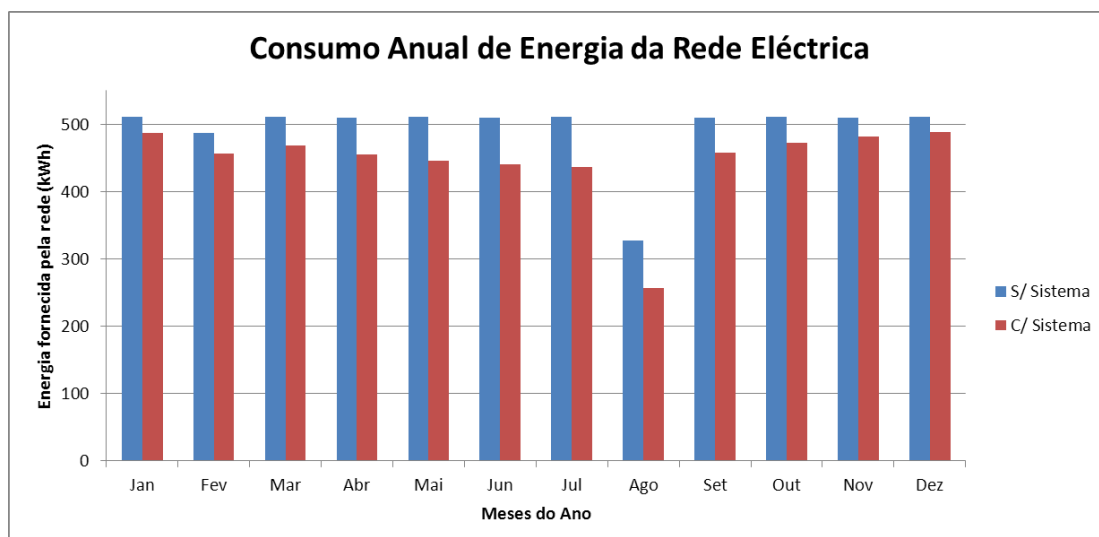
Figura 4.14 – Energia fornecida pela rede em cada mês do ano (para um PV de 280 Wp)

Neste gráfico está representado o consumo de energia fornecida pela rede eléctrica (com e sem sistema) para um PV de 280 Wp.

Através da simulação considerada, estima-se que o valor de poupança anual será de 50 €, isto é, 4,16 €/mês.

Este valor é ligeiramente inferior ao de uma habitação (56 €) porque, apesar de durante a semana o sistema estar sempre em MPPT, nos fins-de-semana está sempre no modo de Controlo em Potência, o que significa que estão a ser desperdiçados oito dias por mês de irradiação solar.

No caso de ser utilizado um PV de 500 Wp (Figura 4.15), a poupança estimada já será na ordem dos 86 €/ano, ou seja, 7,2 €/mês.



**Figura 4.15 - Energia fornecida pela rede em cada mês do ano (para um PV de 500 Wp)**

Nesta situação, a poupança é superior à de uma habitação (74 €) porque, o facto do PV ser de maior potência e de estar sempre em MPPT durante a semana, já irá compensar a quase não utilização ao fim-de-semana.

Pela análise da Tabela 4.10, pode-se verificar que o tempo de retorno do investimento no sistema mais barato (280 Wp) subiu de 12,5 anos para 14 anos e, no sistema mais caro (500 Wp), desceu de 20,3 anos para 17,4 anos.

Potência [Wp]	Poupança na factura eléctrica anual [€]	Preço do sistema [€]	Retorno do investimento [anos]
280	50	700	14
500	86	1500	17,4

**Tabela 4.10 – Previsão do tempo de retorno do investimento**

Considerando que as práticas de mercado conferem às empresas descontos comerciais em produtos tecnológicos, assumem-se também na Tabela 4.11 os seguintes níveis de desconto sobre o P.V.P: 10% no sistema de 280 Wp e 15% no sistema de 500 Wp.

Potência [Wp]	Poupança na factura eléctrica anual [€]	Preço do sistema [€]	Retorno do investimento [anos]
280	50	630	12,6
500	86	1275	14,8

**Tabela 4.11 – Previsão do tempo de retorno do investimento**

Nesta previsão foi considerado um desconto superior no sistema de 500 Wp por ser o mais caro e, portanto, o menos vendido.

Assim, no caso de um escritório, a diferença no tempo de retorno de investimento entre o sistema de 280Wp e o sistema de 500Wp é de 2 anos.

## Capítulo 5 - Conclusões

---

Nesta dissertação estudou-se uma forma de desenvolver um sistema fotovoltaico que, por um lado, ajudasse os consumidores a poupar na factura da electricidade e, por outro lado, fosse um sistema inteligente que, comunicando com um *smartmeter*, utilizasse a informação recolhida (valor da potência fornecida) para ajustar o seu modo de controlo.

Assim, este sistema apresenta uma vantagem significativa face ao tradicional inversor, unicamente com controlo MPPT. De facto e do ponto de vista do utilizador, este só tem de ligar o sistema à tomada e a um computador, sem nenhuma preocupação adicional, como por exemplo, garantir que a energia consumida é sempre superior à que o PV pode fornecer, de modo a não injectar potência na rede, de acordo com a Lei.

Relativamente à topologia utilizada e ao respectivo módulo de controlo, verificou-se, pelas simulações efectuadas, que têm um bom desempenho e que a corrente fornecida pelo sistema apresenta valores baixos de distorção harmónica (THD). Além disso, o requisito fundamental de não injectar potência na rede eléctrica, também é cumprido.

No final, foi efectuada uma estimativa do tempo de recuperação do investimento em habitações e pequenos escritórios, tendo em conta as simulações energéticas consideradas para cada mês do ano.

Admitindo uma boa adesão, por parte dos consumidores, a este tipo de sistemas, pode-se antever uma possível mudança nos hábitos de consumo energético das pessoas, de modo a maximizar a sua poupança.

Assim, os consumidores podem começar a utilizar as funcionalidades de programação diferida dos seus electrodomésticos de maior potência (máquina da louça/roupa/secador). De facto, em vez de se utilizarem estas máquinas à noite quando se chega a casa, estas podem ser programadas para funcionarem, por exemplo, às horas de almoço, todos os dias (onde a irradiância é maior). Deste modo, além dos consumidores aumentarem a sua poupança, também a rede terá picos de carga menores devido à utilização deste sistema e à utilização dos aparelhos de maior consumo durante o dia, nestas habitações.

Adoptando estes hábitos, os consumidores podem poupar até 61 €/ano, no caso do sistema de 280 Wp, e até 106 €/ano no caso do sistema de 500 Wp.

Deste modo, admitindo estes máximos, a tabela do tempo de retorno do investimento será a seguinte:

Potência [Wp]	Poupança na factura eléctrica anual [€]	Preço do sistema [€]	Retorno do investimento [anos]
280	65,4 (+9,4)	700	10,7 (- 1,8 anos)
500	114 (+40)	1500	13,1 (- 7,2 anos)

Tabela 5.1 – Previsão do tempo de retorno do investimento (poupança máxima)

Conjugando estes factores com a baixa nos preços dos PV's que, porventura, possam vir a acontecer (devido ao aumento das vendas) e o aumento anual previsível para a energia, o tempo de retorno do investimento poderá ainda baixar mais.

Tendo em conta que o preço das energias fósseis tem influência directa no preço da electricidade e que este tem vindo a aumentar, este tipo de equipamentos será uma mais-valia para os consumidores e para a sociedade em geral.

## 5.1. Sugestões de trabalho futuro

Neste subcapítulo serão feitas algumas sugestões que poderão, futuramente, complementar e melhorar este sistema.

Assim, do ponto de vista do *hardware*, em vez do equipamento físico ser constituído por dois blocos (inversor/controlador + transformador de baixa frequência), pode-se considerar a implementação de uma topologia com um transformador de alta-frequência que, sendo feito em ferrite, tem dimensões muito menores que o transformador de baixa frequência e poderia ser implementado no bloco do inversor.

Além disso, também se poderia considerar uma comunicação sem fios entre os três blocos principais (*smartmeter*, computador e sistema fotovoltaico), como por exemplo, uma ligação *Zigbee* ou *Modbus* sem fios.

Outro complemento poderá ser a integração de baterias. No entanto, deverá ser realizado um estudo adicional considerando o preço das baterias (e que capacidade deverá ser escolhida) e também o preço da electrónica de potência adicional, para garantir um bom compromisso no preço final.

# Bibliografia

---

1. **EDP**. <http://www.edpsu.pt/pt/origemdaenergia/Pages/OrigensdaEnergia.aspx>. *Origens da electricidade*. [Online] 2011.
2. —. [http://www.edp.pt/pt/investidores/publicacoes/relatorioecontas/Relatrio%20e%20Contas/RelContas11\\_PT.pdf](http://www.edp.pt/pt/investidores/publicacoes/relatorioecontas/Relatrio%20e%20Contas/RelContas11_PT.pdf). *Relatório e Contas*. [Online] 2011.
3. —. <http://www.edp.pt/pt/investidores/publicacoes/relatorioecontas/2011/Relatrios%20e%20Contas%202011/RC%201S2011%20PT.pdf>. *Relatório e Contas*. [Online] 2011.
4. **ERSE**. <http://www.erse.pt/pt/electricidade/tarifaseprecos/tarifasreguladasdeanosanteriores/tarifareguladas2011/Documents/EvolucaoTVCF2011.pdf>. *Evolução das Tarifas de Venda a Clientes Finais do Sector Eléctrico*. [Online] 2011.
5. **Erickson, R. W.** *Fundamentals of Power Electronics*. New York : Chapman and Hall, 1997.
6. **Wuidart, L.** TOPOLOGIES FOR SWITCHED MODE POWER SUPPLIES. 1999.
7. **Czarkowski, Dariusz.** DC–DC Converters. *Power Electronics Handbook*. s.l. : Rashid, Muhammad H., 2007, pp. 245-259.
8. **Simoes, Marcelo Godoy.** Power Bipolar Transistors. *Power Electronics Handbook*. s.l. : Rashid, Muhammad H., 2007, pp. 27-39.
9. **Ma, Lin, et al., et al.** The High Efficiency Transformer-less PV Inverter Topologies Derived From NPC Topology. *Power Electronics and Applications, 2009. EPE '09. 13th European Conference on*. 2009, pp. 1-10.
10. **Patrao, Iván, et al., et al.** Transformerless topologies for grid-connected single-phase photovoltaic inverters. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2011, Vol. 15, 7, pp. 3423-3431.
11. **López, Óscar, Teodorescu, Remus e Doval-Gandoy, Jesús.** Multilevel transformerless topologies for single-phase grid-connected converters. *IEEE Industrial Electronics, IECON 2006 - 32nd Annual Conference on*. 2006, pp. 5191-5196.
12. **Burger, Bruno e Kranzer, Dirk.** Extreme High Efficiency PV-Power Converters. *Power Electronics and Applications, 2009. EPE '09. 13th European Conference on*. 2009, pp. 1-13.
13. **Variath, Reshmi C, et al., et al.** A review of module inverter topologies suitable for photovoltaic systems. *IPEC, 2010 Conference Proceedings*. 2010, pp. 310-316.
14. **Jiang, Qin e Brown, James.** Comparison of electromagnetic compatibility of different PV inverter. *Power Electronics and Drive Systems, 2001. Proceedings., 2001 4th IEEE International Conference on*. 2001, Vol. 1, pp. 420-424.
15. **González, Roberto, et al., et al.** Transformerless Single-Phase Multilevel-Based Photovoltaic Inverter. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*. 2008, Vol. 55, 7, pp. 2694-2702.
16. **Araújo, Samuel Vasconcelos, Zacharias, Peter e Mallwitz, Regine.** Highly Efficient Single-Phase Transformerless Inverters for Grid-Connected Photovoltaic Systems. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*. 2010, Vol. 57, 9, pp. 3118-3128.
17. **Schimpf, Fritz e Norum, Lars E.** Grid connected converters for photovoltaic, state of the art, ideas for improvement of transformerless inverters. *NORPIE/2008, Nordic Workshop on Power and Industrial Electronics*. 2008.
18. [Online] [www.modbus.org](http://www.modbus.org).
19. **SUNTECH**. [Online] 2010. <http://www.coeptum.pt/gestor/download.php?file=../../publicFTP/STP275-280-24Vd.pdf>.
20. **Zainudin, Hairul Nissah e Mekhilef, Saad.** Comparison Study of Maximum Power Point Tracker Techniques for PV Systems. *Proceedings of the 14th International Middle East Power Systems Conference (MEPCON'10)*. 2010.
21. **S. Jain, V. Agarwal.** Comparison of the performance of maximum power point tracking schemes applied to single-stage grid-connected photovoltaic systems. *IET Electric Power Applications*. 2007, Vol. 1, 5, pp. 753-762.
22. **D. P. Hohm, M. E. Ropp.** Comparative Study of Maximum Power Point Tracking Algorithms Using an Experimental, Programmable, Maximum Power Point Tracking Test Bed. *Photovoltaic Specialists Conference, 2000. Conference Record of the Twenty-Eighth IEEE*. 2000, pp. 1699-1702 .
23. —. Comparative Study of Maximum Power Point Tracking Algorithms. *PROGRESS IN PHOTOVOLTAICS: RESEARCH AND APPLICATIONS*. 2002, pp. 47-62.

24. **Mohapatra, Mohamayee e Babu, B.Chitti.** Fixed and sinusoidal-band hysteresis current controller for PWM voltage source inverter with LC filter. *Students' Technology Symposium (TechSym)*. 2010, pp. 88-93.
25. **P, Karuppanan e Mahapatra, Kamala Kanta.** PI and fuzzy logic controllers for shunt active power filter — A report. *Power Electronics, Drives and Energy Systems (PEDES) & 2010 Power India, 2010 Joint International Conference on*. 2011, Vol. 51, 1, pp. 163-169.
26. **Ciobotaru, Mihai, Teodorescu, Remus e Blaabjerg, Frede.** Control of single-stage single-phase PV inverter. *Power Electronics and Applications, 2005 European Conference on*. 2005, pp. 1-10.
27. —. A New Single-Phase PLL Structure Based on Second Order Generalized Integrator. *Power Electronics Specialists Conference, 2006. PESC '06. 37th IEEE*. 2006, pp. 1-6.
28. **Arruda, Lícia Neto, Silva, Sidelmo Magalhães e Filho, Braz J. Cardoso.** PLL Structures for Utility Connected Systems. *Industry Applications Conference, 2001. Thirty-Sixth IAS Annual Meeting. Conference Record of the 2001 IEEE*. 2001, Vol. 4, pp. 2655 - 2660.