

FACULDADE DE ENGENHARIA DA UNIVERSIDADE DO PORTO



Universidade do Porto

Faculdade de Engenharia

FEUP

Monitorização de desempenho de produção de microgeração fotovoltaica utilizando sistemas de inferência e simulação computacional

Eduardo Gomes Santos

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

Orientador: Prof. Doutor Cláudio Domingos Martins Monteiro

Fevereiro de 2009

Eduardo Gomes Santos, 2009

RESUMO

A necessidade de um crescimento económico sustentável, fez da microgeração uma aposta forte de produção de electricidade através de fontes alternativas de energia capazes de assegurar o bem-estar, sem comprometer o futuro. A geração fotovoltaica apresenta uma parcela importante de energia produzida na microgeração, originando um mercado receptivo a novas soluções. Daí surge a ferramenta de monitorização de geração fotovoltaica.

Esta ferramenta consiste num sistema de gestão centralizada e remota para monitorizar o funcionamento, identificar causas de avaria e necessidade de manutenção, possibilitando a prestação de um serviço ao produtor-consumidor. Permite ainda fazer a detecção de fraude de produção para prestar um serviço ao comercializador de energia.

O instrumento de detecção de anomalias determina os valores de referência de resposta do sistema para diferentes condições atmosféricas a partir de uma rede neuronal previamente treinada. De seguida, recebe a medição dos valores de referência. O instrumento de detecção, após adquirir os valores de referência previstos e medidos, identifica as anomalias a partir de redes neuronais modelizadas para detectar as anomalias separadamente. O modo de diagnóstico classifica o estado da geração FV quanto à necessidade de assistência técnica e transmite a informação remotamente.

Foi desenvolvida a metodologia e a ferramenta de software de inteligência computacional para monitorização do desempenho, sendo esta capaz de detectar e classificar as anomalias quanto à necessidade de assistência técnica da microgeração fotovoltaica.

Palavras-chave:

Geração fotovoltaica; monitorização; detecção; anomalias; manutenção; rede neuronal

ABSTRACT

The necessity for a sustainable economic growth, made the microgeneration into a strong bet in the production of electricity through alternative sources of energy capable of ensuring the well-being, without compromising the future. The photovoltaic generation presents a significant portion of energy produced in the microgeneration, creating a market receptive to new solutions. From that is born a system for the monitoring of photovoltaic generation.

This consists of a centralized management and remote system to monitor the operation, identifies causes of failure and the need for maintenance, allowing the provision of a service to the producer-consumer. Also allows making the detection of fraud in production to provide a service to the marketer of energy.

The tool for detecting anomalies determines the benchmarks of the system response to different weather conditions from a previously trained neural network. Then get's the measurement of the response values from the system. The detection system after acquiring the planned and measured benchmarks detects the anomalies from neural networks modeled to detect the anomalies separately. The expert system classifies the installation state on the need for technical assistance and transmits the information remotely.

It was developed the methodology and a computational intelligence software tool for monitoring the performance, being able to detect and classify defects on the need for technical assistance for microgeneration photovoltaics.

Keywords:

Photovoltaic generation; monitoring; detection; anomalies; maintenance; neural network.

AGRADECIMENTOS

Em primeiro quero agradecer ao meu Orientador, Professor Doutor Cláudio Monteiro, por me ter ajudado e me ter motivado nas alturas mais difíceis.

Aos meus pais, ao meu irmão e em especial à minha namorada. Por todo o apoio que me deram...

Ao Eng. João Sousa e ao Eng. Ricardo Bessa, por toda a ajuda que me deram.

Ao professor Luís Góis por ter facultado a estação meteorológica e todo o seu tempo livre que me pode disponibilizar.

E ainda aos meus colegas que me mantiveram motivado para continuar.

Índice

RESUMO	iii
ABSTRACT	v
AGRADECIMENTOS	vii
Índice de tabelas	xv
Abreviaturas e definições	xvii
1. Introdução	1
1.1. Enquadramento.....	1
1.2. Motivação.....	1
1.3. Objectivos	2
1.4. Estrutura.....	3
2. Estado da arte	5
2.1. Microgeração.....	5
2.2. Geração Fotovoltaica	5
2.2.1. Princípio de funcionamento de uma célula	5
2.2.2. Tecnologias FV.....	6
2.2.2.1. Primeira Geração	6
2.2.2.2. Segunda Geração.....	7
2.2.2.3. Terceira Geração	8
2.2.3. Gerador Fotovoltaico	8
2.2.4. Inversor	9
2.2.5. Protecções	9
2.3. Equipamentos de medição e comunicação.....	10
2.3.1. Contador de energia.....	10
2.3.2. Inversores	10
2.3.3. Sensores climatéricos	11
2.4. Detecção de Anomalias	12
2.4.1. Detecção de anomalias em parques FV.....	12
2.4.2. Sujidade nos painéis.....	13
2.4.3. Sombreamento Integral do sistema FV	14
2.4.4. Saída de séries e paralelos de módulos.....	16
2.4.5. Limites do inversor	17
2.5. Inteligência Computacional	17
3. Ponto de funcionamento do sistema	19
3.1. Corrente de curto-circuito: ICC.....	24
3.2. Tensão de circuito aberto: VCA.....	25
3.3. Ponto de maior potência: VMPP, IMPP, PMPP, TMPP	26
3.4. Ponto V4, I4, P4, T4 (V constante)	27

3.5. Ponto V3, I3, P3, T3 (I constante)	29
3.6. Ponto V2, I2, P2, T2 (V constante)	30
3.7. Ponto V1, I1, P1, T1 (P constante)	32
3.8. Corrente fornecida pelo módulo de tecnologia SI e CIS.....	33
3.9. Corrente fornecida pelo módulo de filmes finos	33
3.10. Fotocorrente e corrente de saturação de módulo.....	35
3.11. Temperatura do módulo e coeficiente de absorção da radiação	35
3.12. Condutores e resistências equivalentes	37
4. Previsão dos Valores de Referência	41
4.1. Valores de Referência Simulados	42
4.1.1. Ferramenta de apoio ao utilizador	42
4.1.2. Treino da RN	42
4.1.3. Desempenho da RN	44
4.1.3.1. Valores meteorológicos gerados	44
4.1.3.2. Histórico de valores meteorológicos	46
4.1.3.3. Análise do conjunto de validação	48
4.1.3.4. Resposta do Sistema.....	49
4.1.3.5. Análise da distribuição do erro	52
4.2. Valores de referência experimentais e o modelo de ajuste.....	54
5. Detecção de avarias	55
5.1. Condições normais de funcionamento	55
5.2. Sujidade	56
5.3. Sombreamento integral	58
5.4. Saída de séries e paralelos de módulos.....	60
5.5. Resposta do inversor.....	64
5.6. Fraude de produção	67
5.7. Confirmação das anomalias	68
5.8. Modo de Diagnóstico.....	69
5.9. Sistema de detecção de anomalias.....	70
6. Conclusão e Trabalhos Futuros.....	71
Referências	73
Anexos A- Ferramenta para determinação dos valores de referência simulados.....	74
Anexos B- Desempenho da RN para valores de referência simulados com histórico de valores meteorológicos	76

Índice de figuras

Figura 1- Microrede e unidades de microgeração [2].....	5
Figura 2-Princípio de funcionamento de uma célula fotovoltaica [3].....	6
Figura 3-Módulo de silício monocristalino Phaesun modelo UP10 [4]	7
Figura 4-Módulo de silício policristalino BP modelo 380j [4]	7
Figura 5-Módulo de silício amorfo Unisolar modelo ES 62 T [4].....	8
Figura 6-Interligação de módulos FV [6]	8
Figura 7-Ligação do Inversor entre gerador FV e a rede eléctrica [7]	9
Figura 8- Curvas de rendimentos de vários tipos de inversores [6].....	9
Figura 9- Díodos de passo nas células FV [8]	10
Figura 10-Díodos de passo e bloqueio nos módulos e fileiras, respectivamente [8].....	10
Figura 11-Contador de energia ISKRAEMECO MT851/MD851 [9].....	10
Figura 12-Opções de comunicação e tipos de visualização de dados dos inversores SMA [7]	11
Figura 13- Piranômetro Vaisala CM6B [10]	11
Figura 14-Sensor velocidade e direcção do vento Vaisala QMW110 [10]	11
Figura 15-Parque fotovoltaico de Serpa, Portugal [15].....	12
Figura 16- Perdas médias diárias de sujidade em diferentes tipos de regiões e ambientes [11]	13
Figura 17- Rendimento η_{temp} com a precipitação num sistema FV em Los Angeles [11]	13
Figura 18- Rendimento η_{temp} sem precipitação num sistema FV em SC [11]	14
Figura 19- Radiação solar incidente no plano inclinado [12]	15
Figura 20-Configuração da sombra e curvas características para uma ligação em série [6]	16
Figura 21-Configuração da sombra e curvas características para uma ligação em paralelo, com sombreamento em 2 fileiras [6]	16
Figura 22- Limites de entrada do inversor SMC 7000 HV [7].....	17
Figura 23- Constituição de uma Rede Neuronal [13].....	17
Figura 24- Evolução dos erros E_{TR} no conjunto de treino e E_{VL} no conjunto de validação com o tempo (épocas) [13].....	18
Figura 25-Curva de potência do módulo e tensão máxima suportada pelo inversor.....	20
Figura 26-Curva de potência do módulo e corrente máxima suportada pelo inversor	21
Figura 27-Curva de potência do módulo e potência máxima suportada pelo inversor	21
Figura 28-Curva de potência do módulo e os limites suportados pelo inversor	22
Figura 29-Fluxograma para determinação do ponto de funcionamento dos módulos	23
Figura 30-Fluxograma para determinação da corrente de curto-circuito das células dos módulos ...	24
Figura 31-Fluxograma para determinação da tensão de circuito aberto das células dos módulos ...	25
Figura 32-Fluxograma para determinação do ponto de potência máxima das células dos módulos ..	27
Figura 33-Fluxograma para determinação de V_4 , I_4 , P_4 e T_4	28
Figura 34-Fluxograma para determinação de V_3 , I_3 , P_3 e T_3	29
Figura 35- Fluxograma para determinação de V_2 , I_2 , P_2 e T_2	31
Figura 36- Fluxograma para determinação de V_1 , I_1 , P_1 e T_1	32

Figura 37-Potência módulo em função de T_c	36
Figura 38-Potência em função v para $T_a=293,15$ K (20°C) e $G=1000$ W/m ²	37
Figura 39-Influência de G e T_a na potência do módulo	37
Figura 40- Resistências nos condutores na microgeração FV	38
Figura 41-Modelo eléctrico de "um diodo" de módulo FV [14]	38
Figura 42- Estrutura da RN que determina $\{P_p, U_p, I_p\}$	43
Figura 43- Evolução do erro de treino com o n° de épocas com geração de valores meteorológicos. 43	43
Figura 44- Evolução do erro de treino com o n° de épocas com valores meteorológicos reais	44
Figura 45- Frequência e $f(T_a, \mu, \sigma^2)$ do conjunto treino gerado e teste de T_a	45
Figura 46- Frequência e $f(G, \mu, \sigma^2)$ do conjunto treino gerado e teste de G	46
Figura 47- Frequência e $f(v, \mu, \sigma^2)$ do conjunto treino gerado e teste de v	46
Figura 48- $f(T_a, \mu, \sigma^2)$ do conjunto treino e teste do histórico de valores de T_a	47
Figura 49- $f(G, \mu, \sigma^2)$ do conjunto treino e teste do histórico de valores de G	47
Figura 50- $f(v, \mu, \sigma^2)$ do conjunto treino e teste do histórico de valores de v	47
Figura 51- Radiação solar G , temperatura ambiente T_a e velocidade do vento v no dia 10-05-2008 (FEUP)	48
Figura 52- Radiação solar G , temperatura ambiente T_a e velocidade do vento v no dia 06-06-2008 (FEUP)	48
Figura 53- Potência medida P_m e prevista P_p (simulação dos valores meteorológicos) no dia 06-06-2008	49
Figura 54- Tensão medida U_m e prevista U_p (simulação dos valores meteorológicos) no dia 06-06-2008	50
Figura 55- Corrente medida I_m e prevista I_p (simulação dos valores meteorológicos) no dia 06-06-2008	50
Figura 56- Potência medida P_m e prevista P_p (simulação dos valores meteorológicos) no dia 10-05-2008	51
Figura 57- Tensão medida U_m e prevista U_p (simulação dos valores meteorológicos) no dia 10-05-2008	51
Figura 58- Corrente medida I_m e prevista I_p (simulação dos valores meteorológicos) no dia 10-05-2008	52
Figura 59- F.d.p do erro de resposta da RN para valores de Potência	53
Figura 60- F.d.p do erro de resposta da RN para valores de Tensão	53
Figura 61- F.d.p do erro de resposta da RN para valores de corrente	53
Figura 62- P_p e P_m de um sistema FV em normal funcionamento	55
Figura 63- P_p / P_m de um sistema FV em normal funcionamento	56
Figura 64- Potência prevista e potência medida com sujidade ($T_a=298,15$ K e $v=0$)	57
Figura 65- Resposta da Rede Neuronal de detecção sujidade.....	57
Figura 66- Topologia da RN de detecção sujidade de detecção sujidade	57
Figura 67- Total (h_t), Directa (h_b) e Difusa (h_d) média do mês de Julho no Porto	58
Figura 68- Irradiância Total (h_t), Directa (h_b) e Difusa (h_d) média do mês de Dezembro no Porto....	59
Figura 69- P_p e P_m na ocorrência de um sombreamento integral.....	59
Figura 70- Resposta da Rede Neuronal de detecção de sombreamento	60

Figura 71- Topologia da RN de detecção sujidade de detecção sombreamento	60
Figura 72- Característica da tensão e corrente do gerador FV com a saída de n fileiras e k paralelos de módulos.....	61
Figura 73- P_m com a saída de n fileiras e k paralelos de módulos do gerador FV	62
Figura 74- Valores de V_p/V_m e de I_p/I_m com a saída de n fileiras e k paralelos de módulos do gerador FV.....	62
Figura 75- Resposta contínua de detecção de saída de séries e paralelos de módulos do gerador FV63	
Figura 76- Ponto de operação do inversor para limites de $U_{m\acute{a}x_inv}$ com diferentes T_a e G	65
Figura 77- Valores de U_m , P_p e P_m com limites de $U_{m\acute{a}x_inv}$	65
Figura 78- U_m , P_p/P_m e $U_{m(t)} - U_{m(t-i)}$ na ocorrência da anomalia em $(t-i)$ e detecção em t	66
Figura 79- Topologia da RN de detecção da resposta do inversor para limites de tensão	66
Figura 80- Topologia da RN de detecção da resposta do inversor para limites de corrente	66
Figura 81- Topologia da RN de detecção da resposta do inversor para limites de potência	66
Figura 82- Resposta da Rede Neuronal de detecção de fraude de produção	67
Figura 83- Topologia da RN de detecção de fraude de produção.....	67
Figura 84- Porta lógica AND de confirmação de anomalias.....	68
Figura 85- Ferramenta de detecção de anomalias	70
Figura 86-Interface dos dados técnicos dos módulos FV	74
Figura 87-Interface dos dados técnicos do inversor e condutores.....	74
Figura 88- Simulação dos valores de referência do sistema com geração de dados meteorológicos. 75	
Figura 89- Simulação dos valores de referência do sistema com dados meteorológicos reais.	75
Figura 90- Radiação solar G , temperatura ambiente T_a e velocidade do vento v no dia 06-06-2008 (FEUP)	76
Figura 91- Potência eléctrica medida e prevista da microgeração no dia 06-06-2008	76
Figura 92- Tensão eléctrica medida e prevista da microgeração no dia 06-06-2008	77
Figura 93- Corrente eléctrica medida e prevista da microgeração no dia 06-06-2008	77
Figura 94- Radiação solar G , temperatura ambiente T_a e velocidade do vento v no dia 10-05-2008 (FEUP)	78
Figura 95- Potência eléctrica medida e prevista da microgeração no dia 10-05-2008	78
Figura 96- Tensão eléctrica medida e prevista da microgeração no dia 10-05-2008	79
Figura 97-Corrente eléctrica medida e prevista da microgeração no dia 10-05-2008.....	79
Figura 98- F.d.p do erro de resposta da RN para valores de tensão	80
Figura 99- F.d.p do erro de resposta da RN para valores de corrente	80
Figura 100- F.d.p do erro de resposta da RN para valores de potência	80

Índice de tabelas

Tabela 1- MAPE médio da resposta da RN treinada com valores históricos e gerados de meteorologia	54
Tabela 2- Classificação da necessidade de assistência técnica em função das anomalias	69

Abreviaturas e definições

Lista de Abreviaturas

MG	Microgeração
FV	Fotovoltaicos
MPP	Ponto de potência máxima gerada pelos módulos FV
RN	Redes Neurais
EDP	Electricidade de Portugal

Definições

Valores referência de resposta do sistema FV	São os valores de tensão, corrente e potência do ponto de funcionamento do sistema fotovoltaico à entrada do inversor para uma dada condição meteorologia sem ocorrência de anomalia (1)
---	--

1.Introdução

1.1.Enquadramento

As consecutivas crises petrolíferas fizeram disparar os preços dos combustíveis fósseis e, em conjunto com grandes alterações ambientais, deram origem a uma procura por energias alternativas.

O Protocolo de Quioto, que foi discutido em 1997, teve como objectivo a criação e desenvolvimento de compromissos políticos de modo a zelar pelo desenvolvimento económico sustentável; a criação de metas para diminuir a produção dos gases que provocam o efeito de estufa e ao mesmo tempo não afectar, negativamente, a economia dos países envolventes; aumentar a produção de energias renováveis; diminuir a dependência dos combustíveis fósseis e racionalizar o uso da energia. São medidas que têm por base o desenvolvimento económico e o equilíbrio ecológico. Uma das medidas tomadas por Portugal para satisfazer os compromissos do tratado foi aumentar a componente renovável na microgeração.

A microgeração consiste na produção eléctrica, de pequena dimensão, orientada para alimentar directamente os consumidores no local. Este tipo de produção permite aproveitar os recursos energéticos que se encontram distribuídos ou dispersos, podendo assim integrar uma maior parcela de aproveitamento energético de origem renovável no sistema eléctrico. Esta aumenta a segurança no que diz respeito ao abastecimento de energia, melhora a eficiência de energia (evita perdas de transporte e distribuição), incentiva a competitividade da indústria (novos mercados, novas tecnologias) e diminui as dificuldades crescentes na construção de infraestruturas de transporte e distribuição. A maior parcela de microgeração é proveniente da energia solar fotovoltaica.

Em Portugal, foram abandonadas as iniciativas de construção de novos parques fotovoltaicos centralizados e aposta-se na microgeração para aumentar a componente de energia renovável diversificada. São criados incentivos económicos com tarifas de remuneração de produção de energia atractivas para os clientes de microgeração.

O aumento da educação e consciencialização ambiental, a diminuição do custo das tecnologias fotovoltaicas e aumento dos incentivos políticos e económicos têm contribuído para o aumento de um mercado no sector das energias fotovoltaicas mundial receptivo a novas ideias e soluções para a necessidade do mercado.

Este trabalho pretende melhorar a eficiência da exploração de microgeração FV e assim explorar novos produtos e serviços para o mercado do solar fotovoltaico.

1.2.Motivação

O impacto provocado pela Humanidade no ambiente está a atingir níveis cada vez mais elevados. Uma grande parcela desse impacto deve-se à procura de energia, pois grande parte é

proveniente de combustíveis fósseis. É cada vez mais importante que os esforços científicos se direccionem para as tecnologias que favoreçam o meio ambiente.

Nas centrais fotovoltaicas existem soluções de monitorização de funcionamento, detecção de avarias e avisos para necessidades de manutenção. No entanto, devido ao custo destes sistemas de monitorização estes só foram instalados em poucas centrais fotovoltaicas em Portugal (ex: central fotovoltaica de Serpa). Devido ao custo desses sistemas, eles apenas representam um produto para grandes produtores de energia fotovoltaica. Não existe uma ferramenta de detecção de anomalias no mercado que tenha viabilidade económica para pequenos produtores de energia fotovoltaica.

O mercado da energia solar fotovoltaica já apresenta várias soluções e vários tipos de tecnologias implementadas. Quando se pretende criar um novo produto ou serviço, torna-se mais simples porque já existem várias soluções com viabilidade técnica e económica que podemos aproveitar para criar uma nova solução tornando a nossa solução mais fácil de implementar e apresentar elevada viabilidade.

A actual facilidade de aquisição de dados e transmissão é também impulsionador deste trabalho. Na microgeração, os contadores de energia de microgeração são dotados de sistema de telecontagem e os inversores apresentam várias opções de leitura e transmissão de dados. O progressivo aumento da facilidade de comunicação de informação (GSM, GPRS, internet) tem permitido implementar sistemas de monitorização e controlo à distância, anteriormente impensáveis.

Qualquer investidor e principalmente aqueles que investem em negócios em que o tempo de retorno do investimento é considerável (aproximadamente de 6 a 12 anos, dependendo do tipo de instalação, localização, exploração, etc.) pretendem que o seu dinheiro retorne rapidamente e que os lucros sejam maximizados. Para tal, é relevante que o sistema fotovoltaico seja, não só bem instalado, como também que o sistema seja bem explorado. A preocupação com o seu investimento incentiva o investidor a encontrar soluções viáveis que garantam uma boa exploração da instalação.

Normalmente, os proprietários da microgeração não têm conhecimento técnico, sendo assim incapazes de saber se a produção é ou não boa para as condições atmosféricas existentes. São incapazes de saber se existe uma avaria ou um correcto funcionamento. Existem certos casos em que, inicialmente, há uma preocupação no desempenho do sistema fotovoltaico (ver energia produzida, limpeza dos painéis, etc.), mas com o tempo e, mesmo muitas vezes, devido à inacessibilidade dos painéis (telhado) o cuidado com a instalação vai diminuindo. Pode até haver situações de adiar manutenções devido às despesas associadas.

Em circunstâncias normais, quando existe um equipamento que necessita de manutenção, opta-se por manutenções periódicas. O técnico é chamado periodicamente, independentemente do estado da instalação. Com a ferramenta desenvolvida pretende-se que o técnico vá ao local apenas quando existe necessidade de manutenção ou em situações de avarias, permitindo assim uma diminuição dos custos de manutenção e um maior controlo da manutenção de sistemas fotovoltaicos.

Existe interesse por parte do comercializador que a energia que é vendida pelo promotor da microgeração seja apenas de origem renovável. No passado, o comercializador detectou um historial de fraudes ou tentativas para diminuir a factura energética a pagar por parte dos seus clientes. É natural que com a microgeração o comercializador receie fraudes de venda de energia por parte dos seus clientes que não tenha origem renovável. Caso a energia vendida à rede tenha um valor demasiado excessivo para a instalação, o comercializador tem razões para desconfiar do vendedor. Mas caso a energia vendida à rede não tenha um valor demasiado excessivo, o comercializador não pode provar a fraude porque desconhece as condições de radiação solar do local no período em que existe injeção de energia não renovável.

1.3.Objectivos

Criar uma ferramenta de monitorização do funcionamento da geração fotovoltaica para identificar anomalias e alertar para a necessidade de manutenção e reparação.

Numa primeira fase, é criado uma ferramenta para o utilizador simular os valores de referência de resposta do sistema da geração fotovoltaica conforme os dados técnicos da instalação e de acordo com as condições atmosféricas onde está inserida.

É utilizado uma ferramenta de inteligência computacional (Redes Neurais) capaz de obter os valores de referência do sistema para uma dada condição atmosférica com baixo erro e com baixa exigência computacional. A ferramenta recebe dos aparelhos de medição, os valores do sistema FV

e os valores climatéricos. Assim, o sistema, num dado instante, tem disponíveis os valores previstos e medidos.

De seguida, é estudado o comportamento das anomalias no sistema e modelizada cada anomalia. Por intermédio de redes neuronais separadas é determinada cada anomalia. As anomalias detectadas passam por uma fase de confirmação, para evitar detectar anomalias precipitadamente. Após a confirmação, o modo de diagnóstico classifica o estado da instalação quanto à necessidade de assistência técnica.

As comunicações permitem uma monitorização remota do estado da instalação.

1.4.Estrutura

Esta dissertação encontra-se estruturada em seis capítulos distintos, constituindo a presente introdução o primeiro desses capítulos.

No segundo é descrito o estado da arte. É tratado o conceito de microgeração, os tipos de tecnologias e a constituição do sistema fotovoltaico. Também é descrito o estado da arte das anomalias do sistema e são abordadas potenciais ferramentas de inteligência computacional.

No terceiro capítulo é tratada a modelização do ponto de funcionamento do sistema FV para uma dada condição climatérica. É demonstrado como é determinado o ponto de funcionamento tendo em conta o tipo de módulos (silício cristalino ou filmes finos) e tendo em conta os limites do inversor.

No quarto é apresentado o comportamento da rede neuronal em determinar os valores de referência de resposta do sistema mediante as entradas das variáveis atmosféricas. Estes podem ser simulados ou experimentais. Os experimentais são valores adquiridos experimentalmente dum sistema. Os simulados são valores obtidos por simulação tendo em conta a constituição do sistema FV e as condições atmosféricas do local. Os valores de referência de resposta do sistema simulados podem ser obtidos por condições atmosféricas simuladas (intervalo de variação das grandezas climatéricas no local) ou por um histórico de valores meteorológicos do local da instalação. Neste capítulo é feita uma abordagem a um modelo de ajuste que pretende minimizar os erros dos valores de referência de sistema simulados com utilização de valores experimentais da instalação.

No quinto capítulo é analisado o comportamento das anomalias no sistema e efectuada a modelização para cada anomalia. Por intermédio de redes neuronais separadas é determinada cada anomalia separadamente. De seguida, as anomalias passam por uma fase de confirmação e depois, o modo de diagnóstico classifica o estado da instalação quanto à necessidade de assistência técnica.

Finalmente, no último capítulo, capítulo 6, são apresentadas as diversas conclusões obtidas através da presente dissertação e são identificadas algumas perspectivas de desenvolvimentos futuros.

2.Estado da arte

2.1.Microgeração

A MG (microgeração) é a produção de electricidade ou de calor e electricidade por intermédio de instalações de pequena potência, designadas unidades de microgeração [1]. Com a microgeração pretende-se aproveitar melhor os recursos renováveis distribuídos, permitindo assim diversificar as fontes de energia, aumentar a exploração das energias renováveis e aumentar a eficiência no uso da electricidade.

As microredes permitem a ligação entre unidades de microgeração em baixa tensão. Têm infra-estruturas de comunicação e controlo como é apresentado na Figura 1.

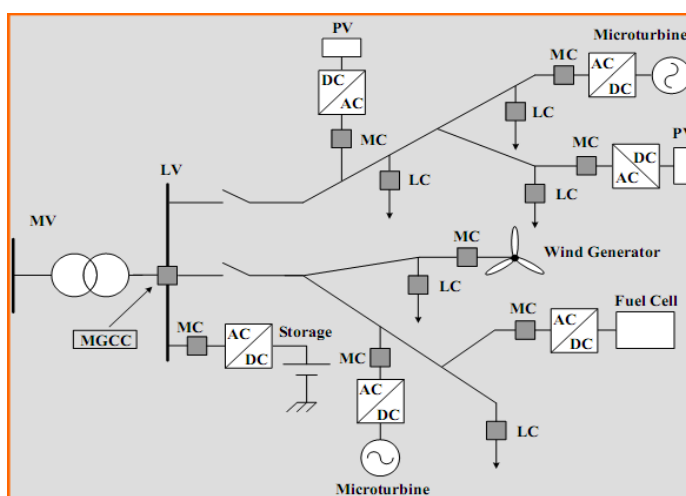


Figura 1- Microrede e unidades de microgeração [2]

As microredes podem ainda melhorar a segurança do abastecimento de electricidade, podendo operar em rede interligada ou em modo de emergência (rede isolada).

Esta tese encaixa no âmbito da microgeração fotovoltaica. A MG fotovoltaica é o tipo de MG mais procurada em Portugal, apresentando já um mercado considerável, propiciando oportunidades para novos serviços e produtos. Este trabalho pretende explorar essas possíveis oportunidades.

2.2.Geração Fotovoltaica

2.2.1.Princípio de funcionamento de uma célula

Uma célula FV (fotovoltaica) contém semicondutores que têm a capacidade de converter a energia contida num fóton em tensão e corrente eléctrica. O espectro de

radiação emitido pelo sol tem uma energia que depende do comprimento de onda desse espectro. Sendo a energia incidente dos fótons dada por (2.2.1.1):

$$E_{\lambda} = h \times \nu \quad (2.2.1.1)$$

onde:

- h : constante de Planck (6.626×10^{-34} W.s²);
- ν : frequência (Hz);

Se a energia do fóton for suficiente para que um electrão se mova da banda de valência para a banda de condução, será criado um par electrão lacuna como na Figura 2. A energia necessária no caso do silício é 1,12 eV, sendo $1 \text{ eV} = 1,6 \times 10^{-19} \text{ J}$.

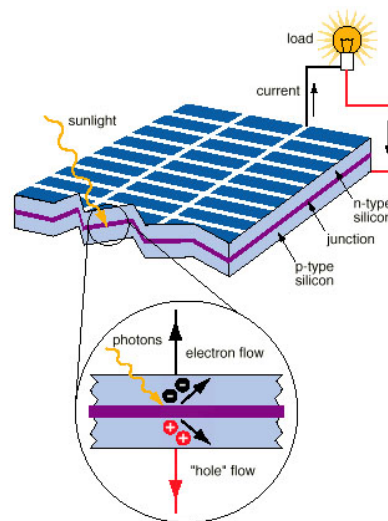


Figura 2-Princípio de funcionamento de uma célula fotovoltaica [3]

Os electrões são obrigados a circular pela carga devido ao campo eléctrico da junção p-n, originando uma corrente eléctrica.

A tensão da célula deve-se ao efeito de difusão dos portadores na junção p-n. O efeito de difusão e o campo eléctrico da junção neutralizam-se, mantendo um equilíbrio que depende da corrente na carga.

2.2.2. Tecnologias FV

2.2.2.1. Primeira Geração

O material mais importante para a produção de células fotovoltaicas de primeira geração é o silício. É um material extremamente utilizado na indústria electrónica e de microelectrónica, sendo estas indústrias responsáveis pela elevada procura e, conseqüentemente, pelo aumento do custo do silício. A 1ª geração é a tecnologia de células mais predominante do mercado tendo uma cota de cerca de 90% e é dividida em células de silício monocristalinas (Figura 3) e de silício policristalinas (Figura 4).

As células monocristalinas comerciais apresentam uma eficiência entre 15 a 18 %.

O Silício policristalino é menos eficiente que o monocristalino, mas é mais barato de produzir. A eficiência dos módulos de silício policristalino comerciais varia entre 13 a 15 %.

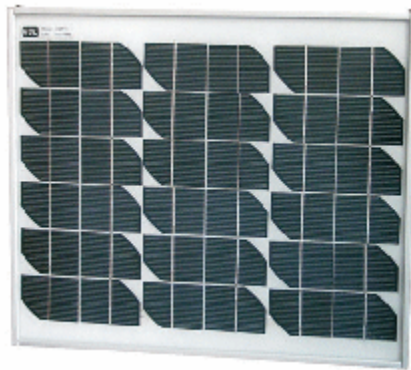


Figura 3-Módulo de silício monocristalino Phaesun modelo UP10 [4]



Figura 4-Módulo de silício policristalino BP modelo 380j [4]

2.2.2.2.Segunda Geração

Com o arranque da 2ª geração de células fotovoltaicas na década de 90, foi pretendido encontrar uma alternativa ao silício com a descoberta de novos materiais, mais baratos e eficientes. Materiais fotovoltaicos baseados em películas finas ou também designados filmes finos. A capacidade de reduzir a quantidade de materiais permitiu a redução dos custos de fabrico (€/Wp). Apesar de já existirem materiais fotovoltaicos de 2ª geração em comercialização, ainda há outros em investigação, tais como: o silício amorfo (a-Si), o telureto de cádmio (CdTe) Cobre-Índio-Gálio-Selênio (CIGS), Diselenieto de Cobre e Índio (CIS) e Arsenato de Gálio (GaAs).

Os módulos de silício amorfo (Figura 5) são mais comuns da tecnologia de filmes finos pois, apesar de apresentarem um baixo rendimento (5 a 8 %), têm um menor custo (€/Wp).



Figura 5-Módulo de silício amorfo Unisolar modelo ES 62 T [4]

A tecnologia de filmes finos tem uma cota de mercado de aproximadamente 10%. Os restantes 90% da cota de mercado pertencem à primeira geração de FV.

2.2.2.3.Terceira Geração

A 3ª geração de células fotovoltaicas consiste em nanotecnologias para formação de películas finas sobre substratos flexíveis.

As células nanocristalinas com corantes (células orgânicas), têm um funcionamento semelhante às plantas que usam a clorofila para capturar a energia da luz solar através da fotossíntese. Estas usam compostos orgânicos semicondutores como o dióxido de titânio (TiO_2) e podem ser parcialmente transparentes ou terem cores diferentes. Espera-se um baixo custo destas células.

Esta tecnologia encontra-se em investigação e experimentação.

2.2.3.Gerador Fotovoltaico

Os módulos FV são ligados entre si com ligações em série e paralelo. Os módulos que são ligados em série constituem uma fileira. O aumento dos módulos em série cria um aumento de tensão do gerador, enquanto o aumento do número de paralelos de módulos provoca um aumento de corrente na curva corrente - tensão. Tal facto é possível constatar na Figura 6. Com objectivo de diminuir as perdas no gerador utiliza-se o mesmo tipo de módulos.

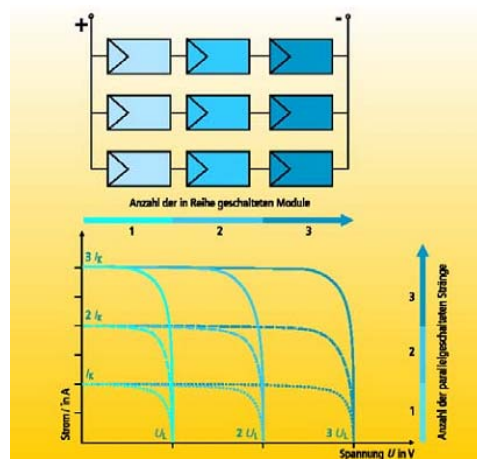


Figura 6-Interligação de módulos FV [6]

2.2.4.Inversor

O inversor solar estabelece a ligação entre o gerador fotovoltaico e a rede AC ou a carga AC (Figura 7). A sua principal tarefa consiste em converter o sinal eléctrico DC do gerador fotovoltaico num sinal eléctrico AC, e ajustá-lo para a frequência e para o nível de tensão da rede a que está ligado.

Os inversores actuais têm também a função de rastrear o ponto de potência máxima gerada pelos módulos com objectivo de maximizar a produção FV. São caracterizados por uma corrente máxima DC, tensão máxima DC e potência máxima DC que podem limitar o rastreamento do ponto de potência máxima gerado pelos módulos. A capacidade de rastreamento do ponto MPP do inversor também é limitada por V_{MPP}^{Min} e V_{MPP}^{Max} , sendo, estes, a tensão mínima e máxima de MPP que o inversor consegue rastrear.

Como a potência instalada na microgeração é baixa, normalmente é utilizado apenas um único inversor.

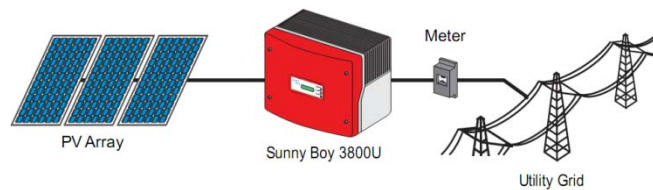


Figura 7-Ligação do Inversor entre gerador FV e a rede eléctrica [7]

Cada inversor também apresenta uma curva de rendimento (Figura 8) em função da potência nominal (%) que varia com o tipo de inversor.

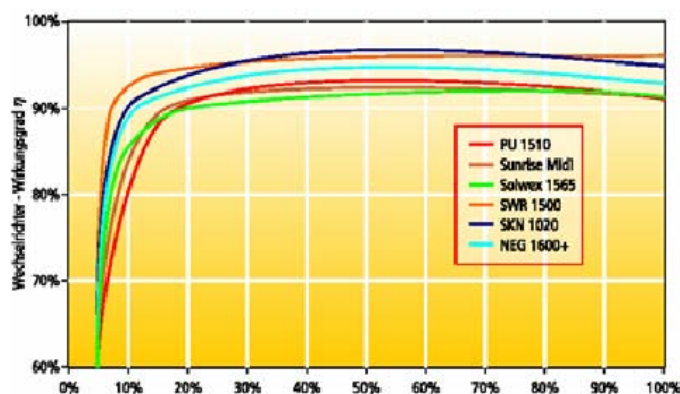


Figura 8- Curvas de rendimentos de vários tipos de inversores [6]

2.2.5.Protecções

Normalmente, as protecções utilizadas nas instalações fotovoltaicas são os díodos de passo em paralelo com séries de células no módulo (Figura 9), díodos de passo em paralelo com cada módulo (Figura 10), díodos de bloqueio em série com as fileiras (Figura 10) e fusíveis em série com as fileiras. Também são utilizados descarregadores para proteger a instalação, contra sobretensões.

Os díodos de passo e de bloqueio servem para evitar que as células, módulos ou fileiras sejam percorridos por correntes inversas (funcionam como carga) devido a um sombreamento ou curto-circuito permitindo, assim, um correcto funcionamento dos restantes elementos do sistema sem serem perturbados.

Os fusíveis de fileira permitem uma protecção dos condutores contra sobrecargas.

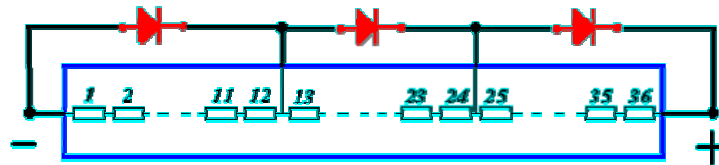


Figura 9- Diodos de passo nas células FV [8]

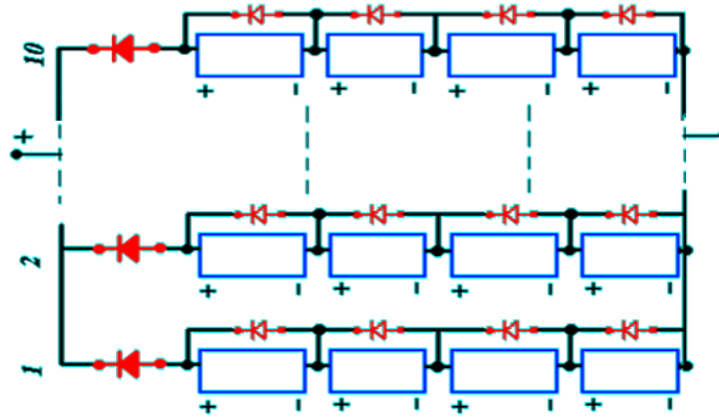


Figura 10-Diodos de passo e bloqueio nos módulos e fileiras, respectivamente [8]

2.3.Equipamentos de medição e comunicação

2.3.1.Contador de energia

A contagem de energia na microgeração é assegurada por um contador de energia bidireccional (Figura 11), podendo ser monofásico ou trifásico consoante o tipo de instalação. Este faz a medição das potências activas e reactivas a jusante do inversor entre outras grandezas eléctricas.

O contador é equipado com portas de comunicação RS 232, RS 485 e comunicação GSM.

Este tipo de comunicações impulsiona a criação de novos produtos e serviços como detecção de avarias devido à facilidade de comunicação remota.



Figura 11-Contador de energia ISKRAEMECO MT851/MD851 [9]

2.3.2.Inversores

Os inversores dispõem vários produtos e serviços, tais como várias opções de comunicação e de visualização dos dados.

É possível receber informação dos sensores climatéricos e comunicar com o inversor. Os inversores medem não apenas as características de saída do inversor, como também as de entrada.

Este tipo de produtos facilita a implementação de alerta de anomalias por e-mail, sms, portal internet, etc.

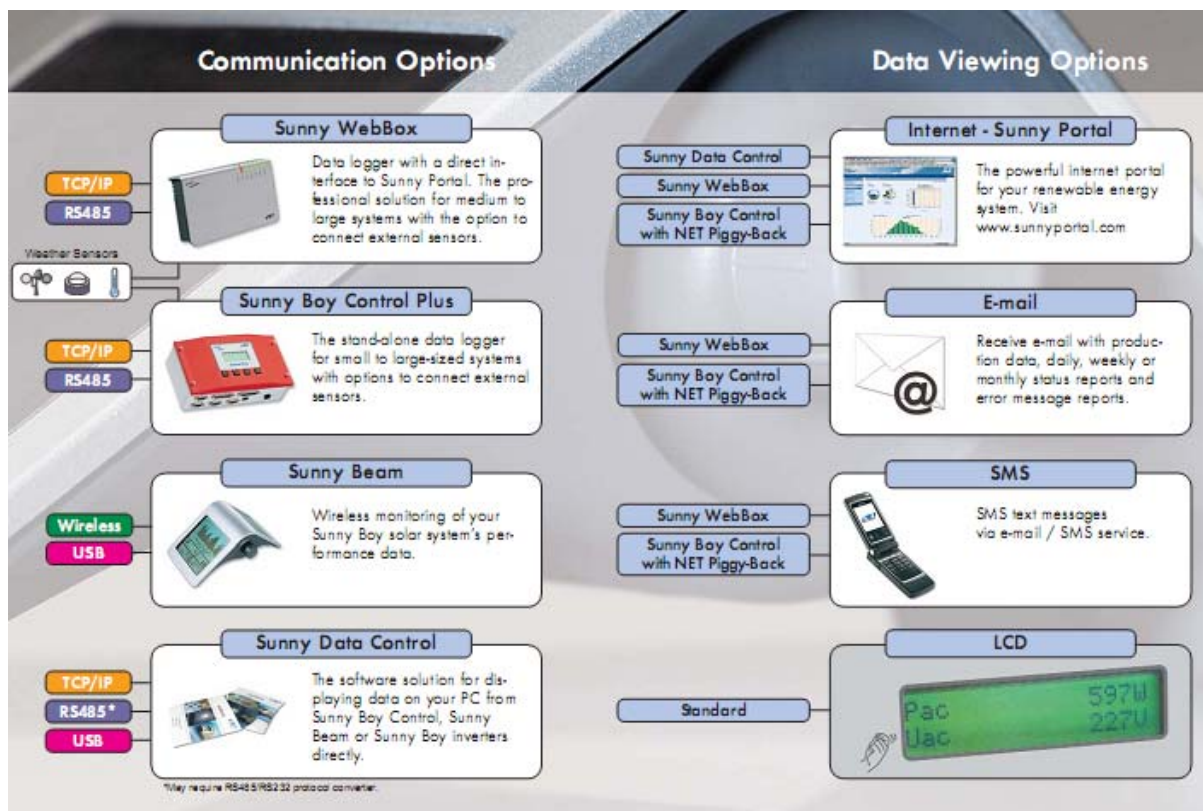


Figura 12-Opções de comunicação e tipos de visualização de dados dos inversores SMA [7]

2.3.3.Sensores climatéricos

Os agentes atmosféricos que afectam a produção fotovoltaica são a temperatura ambiente, a radiação global e a velocidade do vento.

Os módulos FV estão limitados na sua colocação devido ao facto de estarem preferencialmente direccionados para sul e a na inclinação favorável ao aumento de produção anual de energia. Os sensores estão menos limitados na localização, por isso estes devem estar localizados num local com risco mínimo de sombreamento.

O sensor de medição de radiação global, ou seja, radiação directa mais a difusa é conhecido como piranômetro e é apresentado na Figura 13. O sensor de velocidade e direcção do vento está presente na Figura 14.



Figura 13- Piranômetro Vaisala CM6B [10]



Figura 14-Sensor velocidade e direcção do vento Vaisala QMW110 [10]

2.4.Deteccção de Anomalias

2.4.1.Deteccção de anomalias em parques FV

Os parques fotovoltaicos apresentam um elevado investimento. A ocorrência de anomalias têm consequências negativas na rentabilidade do capital, por isso, existe a necessidade de uma correcta operação e manutenção do sistema.

O maior parque FV de Portugal e um dos maiores do mundo, encontra-se em Serpa. Tem uma potência instalada de 11 MWp, com 52000 painéis de silício monocristalino. Está representado na Figura 15.



Figura 15-Parque fotovoltaico de Serpa, Portugal [15]

O técnico responsável pela operação e manutenção do parque, facultou-me informações sobre como é analisado o funcionamento do sistema.

Como o parque é totalmente monitorizado, é possível saber a energia produzida e os pontos de operação do sistema. O parque é também dotado de uma estação meteorológica, que recolhe informações sobre a temperatura ambiente, radiação global e velocidade do vento.

A potência gerada P (W) estimada é calculada pela seguinte expressão:

$$P = C_s \cdot \eta_{Tc} \cdot G \cdot A \quad (2.4.1.1)$$

Onde:

C_s = coeficiente de performance (rendimento de equipamentos como inversores, cabos) (%)

η_{Tc} = rendimento dos módulos à temperatura de funcionamento (%)

G = radiação global incidente nos módulos (W/m^2)

A = área total dos módulos (m^2)

Após ser estimada a potência, o técnico responsável pode comparar com a potência medida e averiguar se existe uma possível anomalia. É necessário portanto, um técnico permanente para detectar uma anomalia no sistema.

2.4.2.Sujidade nos painéis

O rendimento dos módulos varia com a temperatura ambiente. Foi efectuada uma conversão do rendimento à temperatura ambiente para o rendimento η_{temp} ($STC_{temp} = 25^{\circ}C$), para que seja possível verificar como a precipitação afecta o rendimento dos módulos.

As regiões rurais apresentam menores perdas diárias devido à sujidade comparativamente às urbanas. As regiões urbanas ou com presença de aeroportos ou desertos apresentam elevada quantidades de partículas que aumentam as perdas devido à sujidade, como é possível constatar na Figura 16.

A partir do gráfico da Figura 17 verifica-se que, quando existe precipitação, existe um aumento do rendimento dos painéis, uma vez que, a chuva limpa os módulos fazendo com que estes tenham menos perdas devido à sujidade.

Na Figura 18, não ocorre precipitação durante um longo período de tempo, provocando uma constante acumulação de partículas que leva à diminuição do rendimento dos módulos. O rendimento do módulo a 6/20/2005 é de aproximadamente 8,2 % e a 9/8/2005 é de 6,5%. Durante este período o módulo sofreu uma redução de 21% de rendimento e de energia do sistema FV.

A sujidade cria perdas de rendimento significativas sendo, por isso, importante o explorador da instalação ser alertado para a limpeza quando o rendimento dos painéis estiver abaixo do desejado.

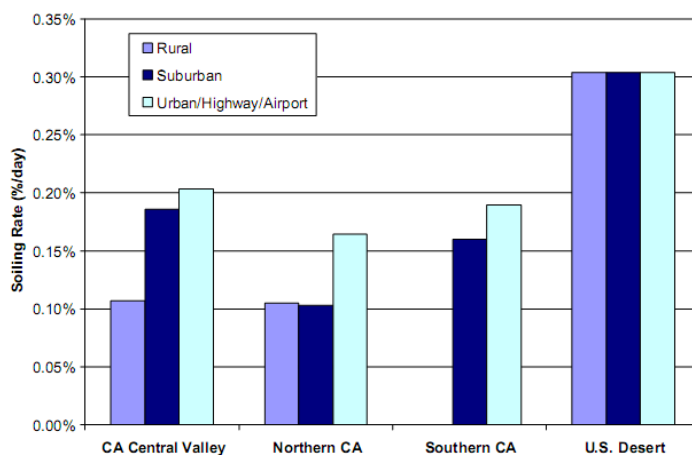


Figura 16- Perdas médias diárias de sujidade em diferentes tipos de regiões e ambientes [11]

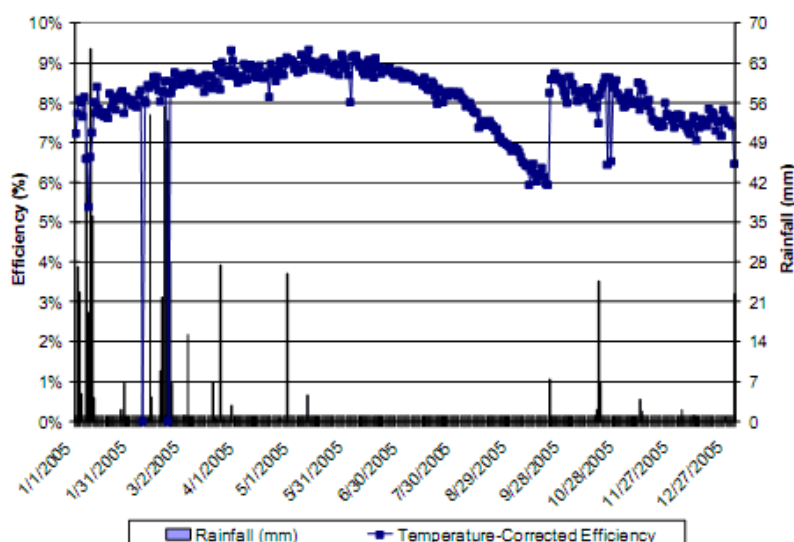


Figura 17- Rendimento η_{temp} com a precipitação num sistema FV em Los Angeles [11]

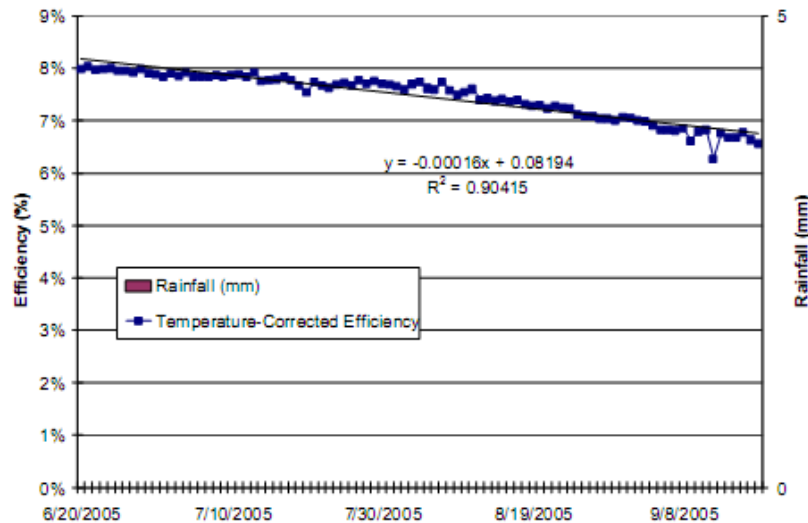


Figura 18- Rendimento η_{temp} sem precipitação num sistema FV em SC [11]

2.4.3.Sombreamento Integral do sistema FV

Parte da radiação solar extraterrestre que incide no planeta, é reflectida para o espaço exterior. Desta, parte é absorvida pela própria atmosférica. As radiações que incidem no painel FV com inclinação β são a radiação difusa H_d , a radiação directa H_b e a radiação que reflecte no albedo (superfície terrestre) como é possível observar na Figura 19. A radiação total H_t é a soma da directa, com a difusa e a reflectida no albedo. A radiação global H resulta da soma da directa com a difusa.

Na ocorrência de um sombreamento total dos módulos, estes ficam sujeitos apenas à radiação difusa, visto se pode desprezar a radiação do albedo nos telhados das casas.

O software RETScreen fornece a radiação global média diária em plano horizontal para cada mês e a temperatura média para cada mês num dado local (cidade). Pretende-se estimar a radiação difusa, directa e global no painel inclinado.

A Irradiação diária extraterrestre (Wh/m^2) no plano horizontal (2.4.3.1) é calculada com a declinação δ (2.4.3.2) do planeta num dia d_n , num local com uma latitude Φ , com um ângulo de saída do sol (2.4.3.3) e com uma constante solar (2.4.3.4). De seguida determina-se o coeficiente de atenuação da atmosfera terrestre K_T (2.4.3.5), sendo H a irradiação global média diária. A radiação difusa no plano horizontal é calculada tendo em consideração a condição da expressão (2.4.3.6) e a (2.4.3.7). A irradiação diária total no plano com inclinação β presente em (2.4.3.8), é composta pela componente de radiação directa, difusa e de reflexão no albedo. O coeficiente R_b (2.4.3.9) converte a radiação directa em plano horizontal na radiação no plano do painel. R_b necessita do cálculo de (2.4.3.10).[12]

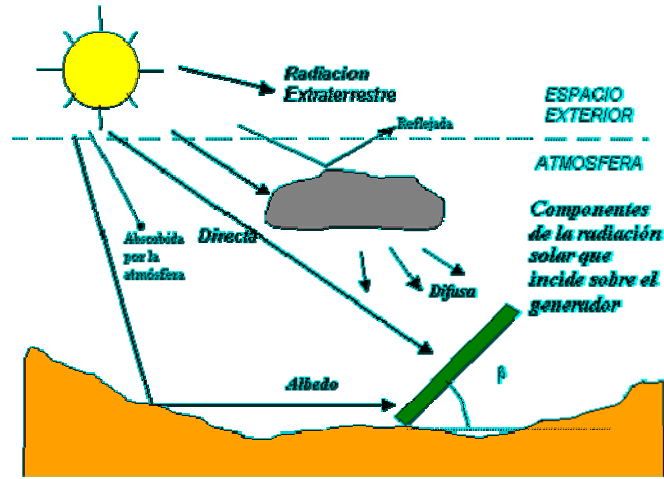


Figura 19- Radiação solar incidente no plano inclinado [12]

$$H_0 = \frac{24}{\pi} \cdot I_{sc} \cdot \left(1 + 0,033 \cdot \cos \left(\frac{2\pi \cdot d_n}{365} \right) \right) \cdot (|\omega_s| \cdot \sin \delta \cdot \sin \phi + \cos \delta \cdot \cos \phi \cdot \sin |\omega_s|) \quad (2.4.3.1)$$

$$\delta = 23,45 \cdot \sin \left(\underbrace{2\pi \cdot \frac{284 + d_n}{365}}_{\text{radianos}} \right) \quad (2.4.3.2)$$

$$\omega_s = -\arccos(-\text{tg} \delta \cdot \text{tg} \phi) \quad (2.4.3.3)$$

$$I_{sc} = 1353 \text{ W / m}^2 \quad (2.4.3.4)$$

$$K_T = \frac{H}{H_0} \quad (2.4.3.5)$$

$$H_d = H \cdot 0,99 \text{ se } K_T < 0,17 \quad (2.4.3.6)$$

ou

$$H_d = H \cdot (1,188 - 2,272 \cdot K_T + 9,473 \cdot K_T^2 - 21,856 \cdot K_T^3 + 14,648 \cdot K_T^4) \quad (2.4.3.7)$$

$$H_t = H_b \cdot R_b + H_d \cdot \left(\frac{1 + \cos \beta}{2} \right) + H \cdot \left(\frac{1 - \cos \beta}{2} \right) \cdot \rho \quad (2.4.3.8)$$

$$R_b = \frac{\cos(\phi - \beta) \cdot \cos \delta \cdot \sin |\omega_{ss}| + |\omega_{ss}| \cdot \sin(\phi - \beta) \cdot \sin \delta}{\cos \phi \cdot \cos \delta \cdot \sin |\omega_s| + |\omega_s| \cdot \sin \phi \cdot \sin \delta} \quad (2.4.3.9)$$

$$\omega_{ss} = \max(\omega_s; -\arccos(-\text{tg} \delta \cdot \text{tg}(\phi - \beta))) \quad (2.4.3.10)$$

2.4.4.Saída de séries e paralelos de módulos

A saída de séries e paralelos de módulos deve-se à presença de sombreamentos ou curto-circuitos no sistema.

Na Figura 6 é apresentado um gráfico com as curvas de funcionamento dos módulos corrente-tensão. Se aumentar os números de módulos em série, a tensão aumenta; e se aumentar o número de fileiras, existe um aumento de corrente. Caso esteja ligado um inversor e se tiver dentro dos limites de rastreamento, o inversor operará no ponto MPP.

Na Figura 20, está a ocorrer um sombreamento numa série de painéis. À medida que o número de módulos em série sombreados aumenta, existe uma diminuição da tensão do ponto MPP. A curva de funcionamento da corrente em função da tensão mantém o valor da corrente de curto-circuito constante, mas existe uma diminuição do valor de tensão de vazio à medida que aumenta o número de módulos sombreados. Verifica-se também que em todas as condições de sombreamento, o inversor conseguiu rastrear o ponto MPP.

Na Figura 21 verifica-se que quando saem as duas fileiras (8 módulos) existe uma diminuição do valor de corrente. É de notar que o ponto de máxima potência da esquerda encontra-se neste caso a cerca de 50%, ou a menos, da tensão de circuito aberto do gerador e está, por este motivo, quase sempre fora do campo de rastreio do inversor. O inversor tem mais hipóteses de rastrear o ponto máximo de potência da direita.

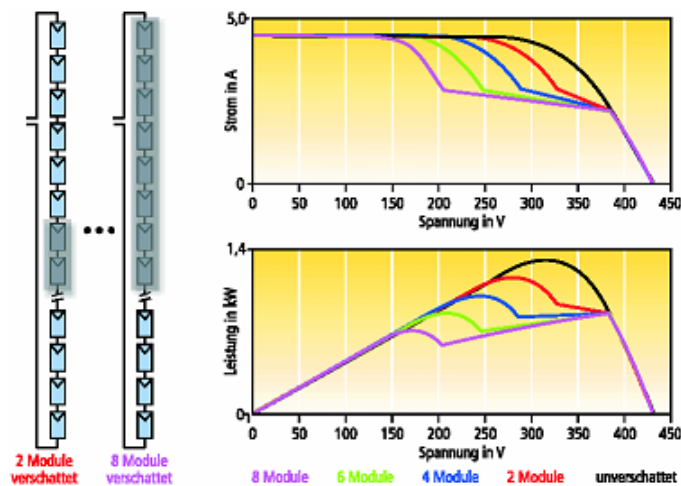


Figura 20-Configuração da sombra e curvas características para uma ligação em série [6]

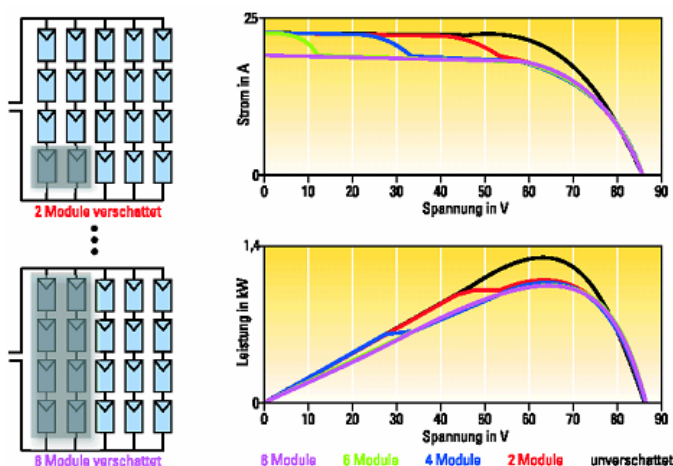


Figura 21-Configuração da sombra e curvas características para uma ligação em paralelo, com sombreamento em 2 fileiras [6]

O exemplo da Figura 21 pretende dar a conhecer que a capacidade de rastreamento do inversor é importante numa situação de sombreamento. No entanto, também é importante não esquecer que

os inversores existentes no mercado têm uma elevada margem de rastreamento. Como exemplo temos o “Sunny Boy” SWR 1500 que apresenta $V_{MPP}^{Min}=125V$ e $V_{MPP}^{Min}=500V$.

2.4.5.Limites do inversor

Os inversores são caracterizados por terem os seus limites máximos de tensão, corrente e potência de entrada do inversor como é apresentado na Figura 22.

		SMC 7000HV
Dados de conexão do gerador fotovoltaico		
Tensão máx. de entrada	U_{PV0}	800 V ^{d)} (referente à temperatura das células de -10 °C)
Corrente máx. de entrada	$I_{PV\ máx}$	23 A
Potência máx. de entrada	P_{CC}	7500 W

Figura 22- Limites de entrada do inversor SMC 7000 HV [7]

2.5.Inteligência Computacional

Devido à necessidade de classificação e aproximação de funções durante o trabalho, surgiu a necessidade de utilização de algoritmos computacionais inteligentes. As redes neurais, as máquinas de suporte vectorial (SVM) e as árvores de decisão são potenciais ferramentas.

Os SVM têm como vantagem de não ficar num mínimo local, alcançando sempre o mínimo global. As árvores de decisão são ótimas para tomar decisões e para utilizador compreender padrões. No entanto, as redes neurais para este tipo de trabalho são bastante indicadas. As Redes Neurais além fornecem um caminho mais fácil para modelar relações complexas, também oferecem adaptabilidade e habilidade de aprendizagem implícita.

As redes neurais artificiais (RN) são técnicas computacionais que apresentam um modelo matemático inspirado na estrutura neuronal de organismos inteligentes. Têm a capacidade de adquirir conhecimento através da experiência. As redes neurais são constituídas por neurónios, sendo estes unidades de processamento elementares bastantes simples.

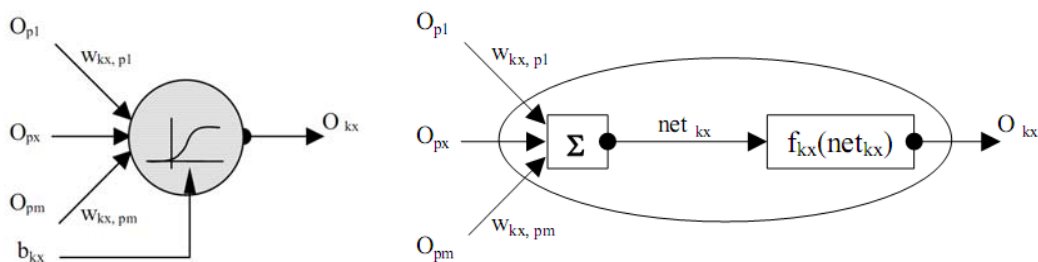


Figura 23- Constituição de uma Rede Neuronal [13]

Na Figura 23 estão presentes as operações executadas num nó genérico, designado como de ordem x na camada k , recebendo sinais da camada anterior p , depois de afectados pelos pesos w das ligações. [13]

A função f é a função de activação do neurónio. As funções de activação mais comuns são a linear, a degrau e a sigmoide. O limiar b permite criar um deslocamento da função de activação. Se $b \geq 0$ cria um deslocamento para a direita, mas se $b < 0$ existe um deslocamento para a esquerda.

Dependendo do tipo de treino, a RN pode ter uma aprendizagem supervisionada, não supervisionada ou forçada. Na supervisionada, a rede aprende com exemplos de sinais de entrada e saída. A não supervisionada é baseada apenas no sinal de entrada e em esquemas que especifiquem

a saída correspondente. Na aprendizagem forçada não são fornecidas as saídas correctas para as entradas, mas são atribuídos prémios ou castigos consoante a performance do resultado obtido na saída.

A retropropagação é utilizada para classificar, aproximar funções, prever e verificar tendências. A aprendizagem supervisionada por retropropagação tem como objectivo minimizar o erro quadrático entre a saída medida e a saída pretendida utilizando o método do gradiente decrescente. A rede aprende um conjunto predefinido de pares de exemplos de entrada/saída em ciclos de propagação/adaptação.

No processo de treino da RN pode ocorrer uma situação de sobre-adaptação (overfitting). Na Figura 24, verifica-se que no início do treino tanto os erros E_{TR} no conjunto de treino como os E_{VL} no conjunto de validação diminuem até uma dada época t^* . Após a época t^* , o erro E_{TR} no conjunto de treino decresce mas o erro E_{VL} no conjunto de validação cresce, demonstrando que a rede se sobre-adaptou ao conjunto de treino e perdeu capacidade de generalização. [13]

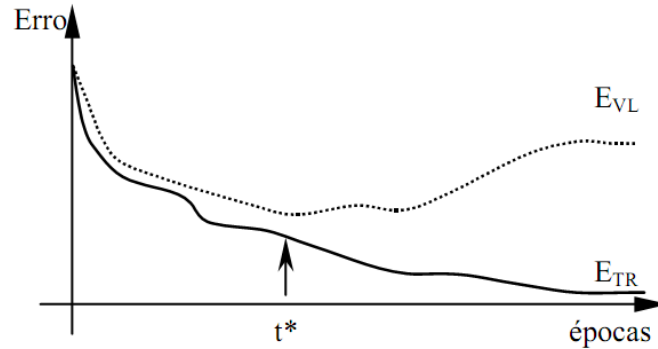


Figura 24- Evolução dos erros E_{TR} no conjunto de treino e E_{VL} no conjunto de validação com o tempo (épocas) [13]

3.Ponto de funcionamento do sistema

O ponto de funcionamento do sistema FV é calculado para uma determinada condição atmosférica de temperatura ambiente T_a (K), radiação solar G (W/m^2) e velocidade do vento v (m/s). Mudando as condições atmosféricas, o ponto de funcionamento do sistema tem que ser novamente calculado para as novas condições.

O sistema FV é constituído por um número de módulos em série e em paralelo e, um número de inversores. Normalmente, os sistemas de microgeração têm apenas um inversor, mas podem ter mais do que um. Alguns parâmetros do sistema são:

$N_{SÉRIE}^{MÓDULO}$, $N_{PARALELO}^{MÓDULO}$: número de módulos em série e em paralelo respectivamente;

$N^{INVERSOR}$: número de inversores;

$P_{MPP}^{MÓDULO}$: potência MPP (potência máxima) de cada módulo;

$P_{MAXDC}^{INVERSOR}$: potência máxima DC do inversor;

Sabendo os limites dos inversores, pode determinar-se o valor máximo de tensão, corrente e potência de cada módulo de forma a não ultrapassar os limites dos inversores:

$$V_{MAX}^{MÓDULO} = V_{MAXMPP}^{INVERSOR} / N_{SÉRIE}^{MÓDULO} \quad (3.1)$$

$$P_{MAX}^{MÓDULO} = \frac{(N^{INVERSOR} \times P_{MAXDC}^{INVERSOR})}{N_{SÉRIE}^{MÓDULO} \times N_{PARALELO}^{MÓDULO}} \quad (3.2)$$

$$I_{MAX}^{MÓDULO} = \frac{(N_{CARGA}^{INVERSOR} \times I_{MAXDC}^{INVERSOR})}{N_{PARALELO}^{MÓDULO}} \quad (3.3)$$

com:

$V_{MAX}^{MÓDULO}$: tensão máxima que poderemos ter entre terminais de cada módulo;

$V_{MAXMPP}^{INVERSOR}$: tensão máxima da janela de controlo MPP do inversor;

$I_{MAX}^{MÓDULO}$: corrente máxima que cada módulo poderá fornecer;

$I_{MAXDC}^{INVERSOR}$: corrente máxima DC que cada inversor pode absorver;

$P_{MAX}^{MÓDULO}$: potência máxima que cada módulo poderá fornecer.

Das Figura 25 a Figura 28 temos as curvas de potência em função da tensão do módulo para uma radiação solar de 1000 W/m^2 e uma temperatura do módulo de $298,15 \text{ K}$ (25°C). O módulo utilizado é o BP 7185s. Nos gráficos também estão presentes os limites impostos pelo inversor.

Na Figura 25 temos um limite de tensão máxima do inversor $V_{\text{MAXMPP}}^{\text{INVERSOR}}$. E, constatando que $\{U_1, U_2, U_3, U_4\} \leq V_{\text{MAX}}^{\text{MÓDULO}}$, então o ponto de funcionamento do sistema é $\{P_{\text{MPPT}}, U_{\text{MPPT}}, I_{\text{MPPT}}\}$.

Na Figura 26 temos a mesma curva de potência e a recta correspondente ao limite de corrente imposto pelo inversor como determinado em (3.3). Se não existisse nenhum outro limite imposto pelo inversor, então o ponto de funcionamento seria o correspondente ao ponto $\{V_3, I_3, P_3 \text{ e } T_3\}$.

Na Figura 27 temos a mesma curva de potência e a recta correspondente ao limite de potência imposto pelo inversor como determinado em (3.2). Se não existisse nenhum outro limite imposto pelo inversor, então existiriam dois pontos possíveis de funcionamento $\{V_1, I_1, P_1 \text{ e } T_1\}$ e $\{V_2, I_2, P_2 \text{ e } T_2\}$. No entanto, numa perspectiva de redução de perdas de Joule no sistema, o ponto de funcionamento escolhido seria o ponto $\{V_2, I_2, P_2 \text{ e } T_2\}$.

Na Figura 28 temos limites impostos pelo inversor de tensão, de corrente e de potência. Os pontos $\{P_2, U_2, I_2\}$ e $\{P_4, U_4, I_4\}$ estão dentro dos limites impostos. Uma vez que a potência P_2 é superior à potência P_4 , então o módulo funcionará no ponto $\{P_2, U_2, I_2\}$.

Segue-se a seguinte representação gráfica, da forma como é calculado o ponto de funcionamento do sistema.

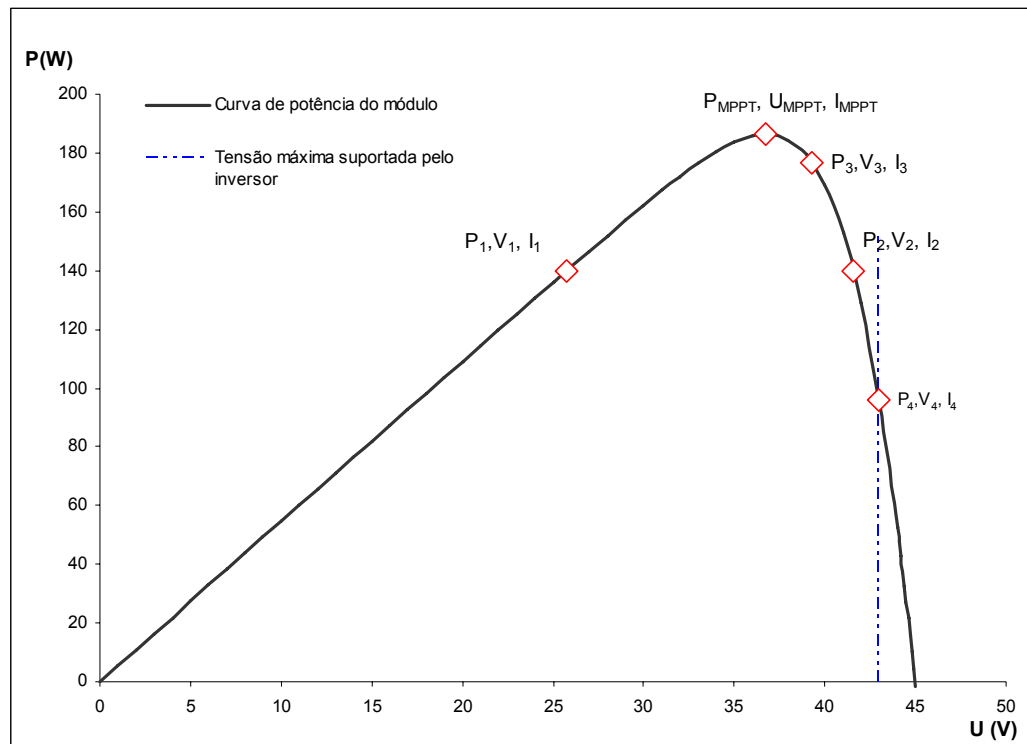


Figura 25-Curva de potência do módulo e tensão máxima suportada pelo inversor

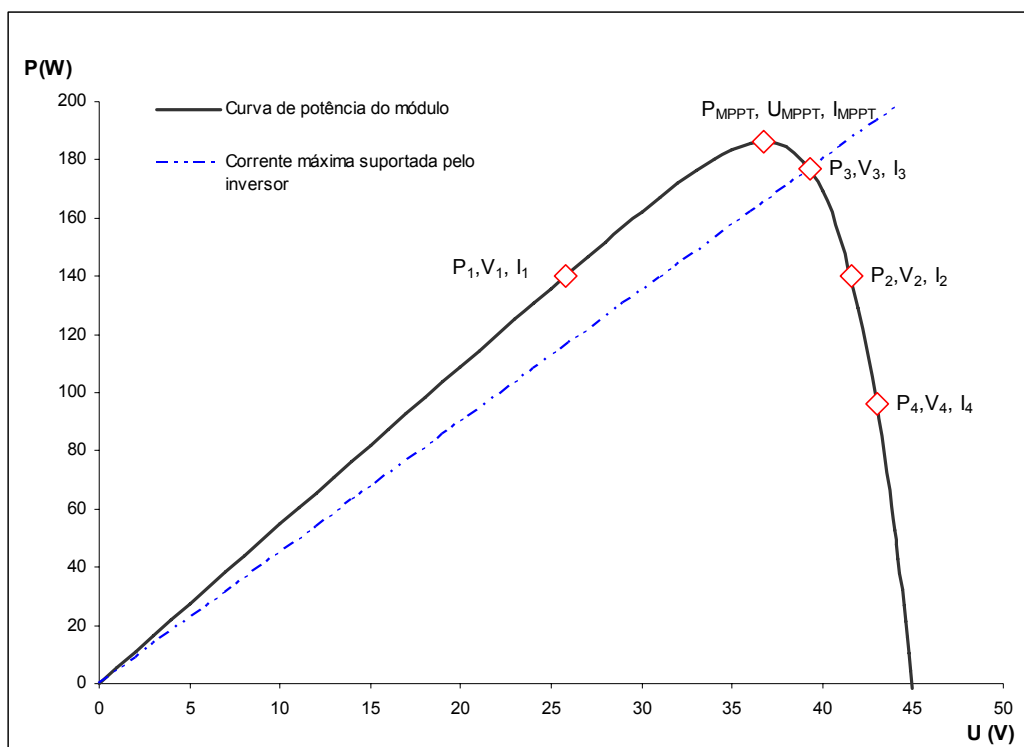


Figura 26-Curva de potência do módulo e corrente máxima suportada pelo inversor

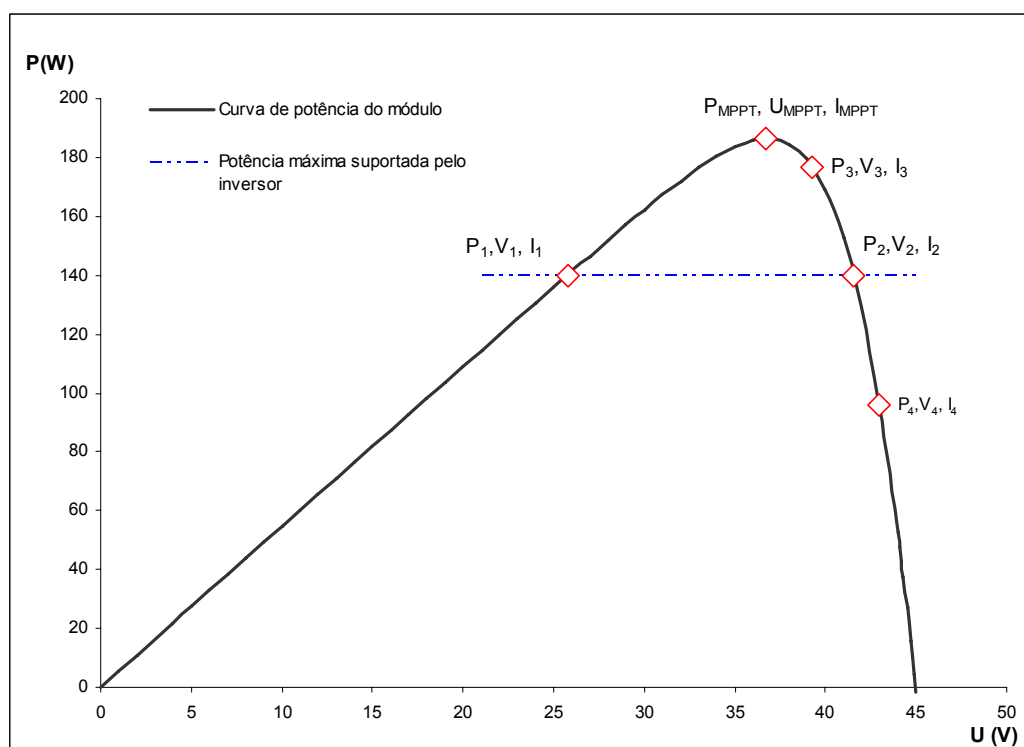


Figura 27-Curva de potência do módulo e potência máxima suportada pelo inversor

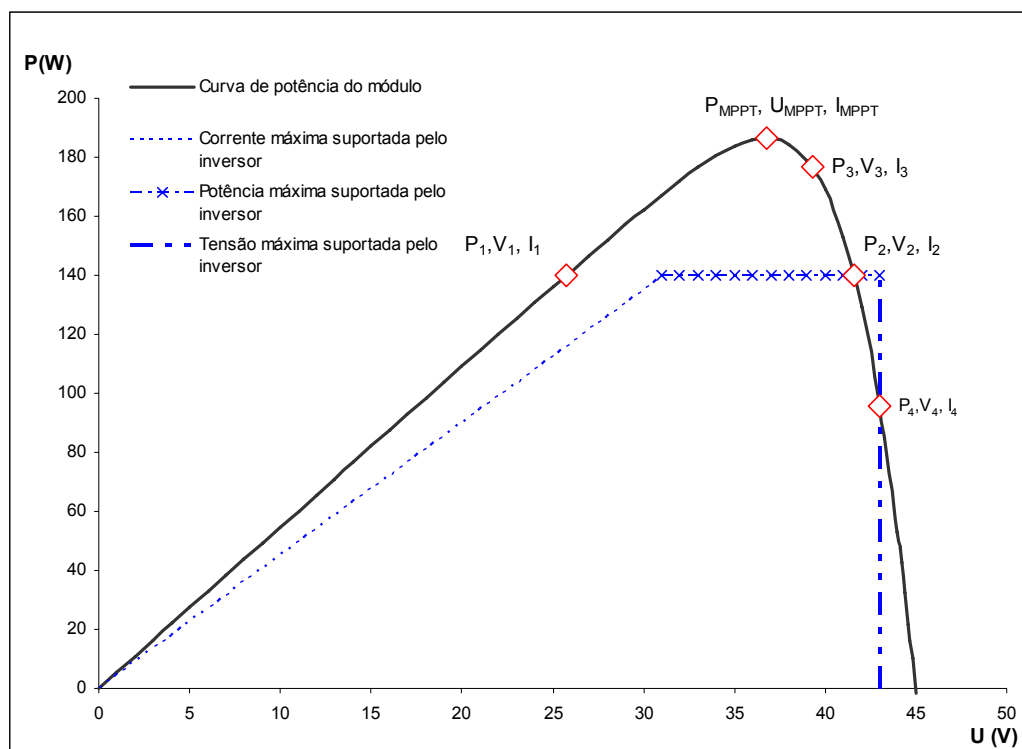


Figura 28-Curva de potência do módulo e os limites suportados pelo inversor

O cálculo do ponto de funcionamento dos módulos, depois de se determinarem os limites de tensão, corrente e potência resume-se ao seguinte fluxograma:

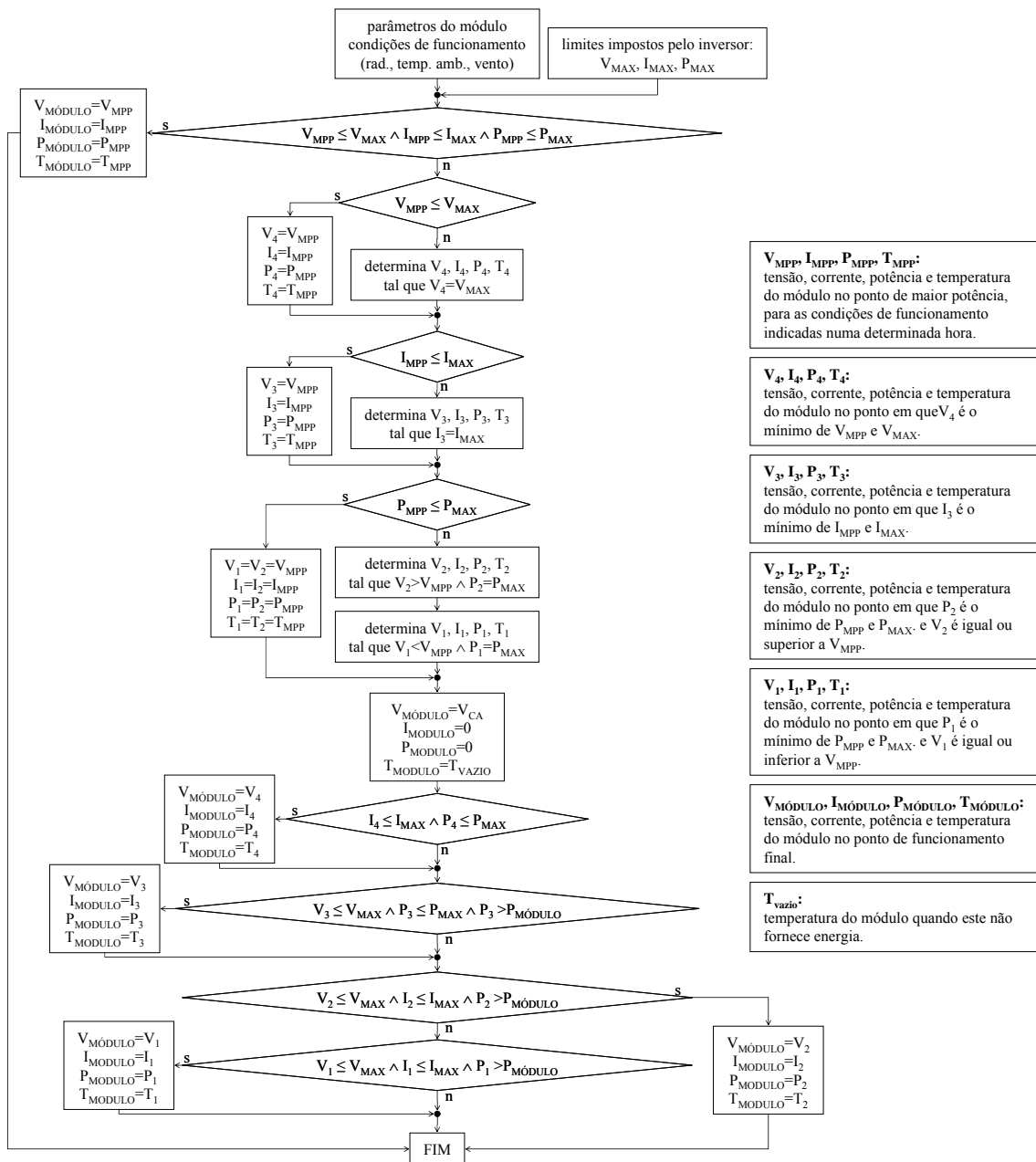


Figura 29-Fluxograma para determinação do ponto de funcionamento dos módulos

A forma como são determinados os pontos da curva de potência do módulo, correspondentes à tensão de circuito aberto (V_{CA}), à corrente de curto-circuito (I_{CC}), à potência máxima (P_{MPP}) e a V_1 , V_2 , V_3 , e V_4 será descrita nas próximas secções.

3.1. Corrente de curto-circuito: ICC

A determinação da corrente de curto-circuito do módulo, para determinadas condições de funcionamento (radiação incidente, temperatura ambiente e velocidade do vento), é feita iterativamente utilizando o método de Newton-Raphson. O erro máximo de corrente pré-definido pelo utilizador.

Definindo a função (3.1.1) e sua derivada (3.1.2), o valor de I para a iteração seguinte será dado por (3.1.3).

Na Figura 30, podemos ver o fluxograma utilizado na determinação de I_{CC} .

$$f(I) = -I + I_{FC} - I_0 \times \left[e^{\frac{q \times I \times R_S}{m \times k \times T}} - 1 \right] - \frac{I \times R_S}{R_{SH}} = 0 \quad (3.1.1)$$

$$\frac{\partial f(I)}{\partial I} = -1 - \frac{q \times R_S}{m \times k \times T} \times I_0 \times e^{\frac{q \times I \times R_S}{m \times k \times T}} - \frac{R_S}{R_{SH}} \quad (3.1.2)$$

$$I^{(n+1)} = I^{(n)} - \frac{(f(I))^{(n)}}{\left(\frac{\partial f(I)}{\partial I} \right)^{(n)}} \quad (3.1.3)$$

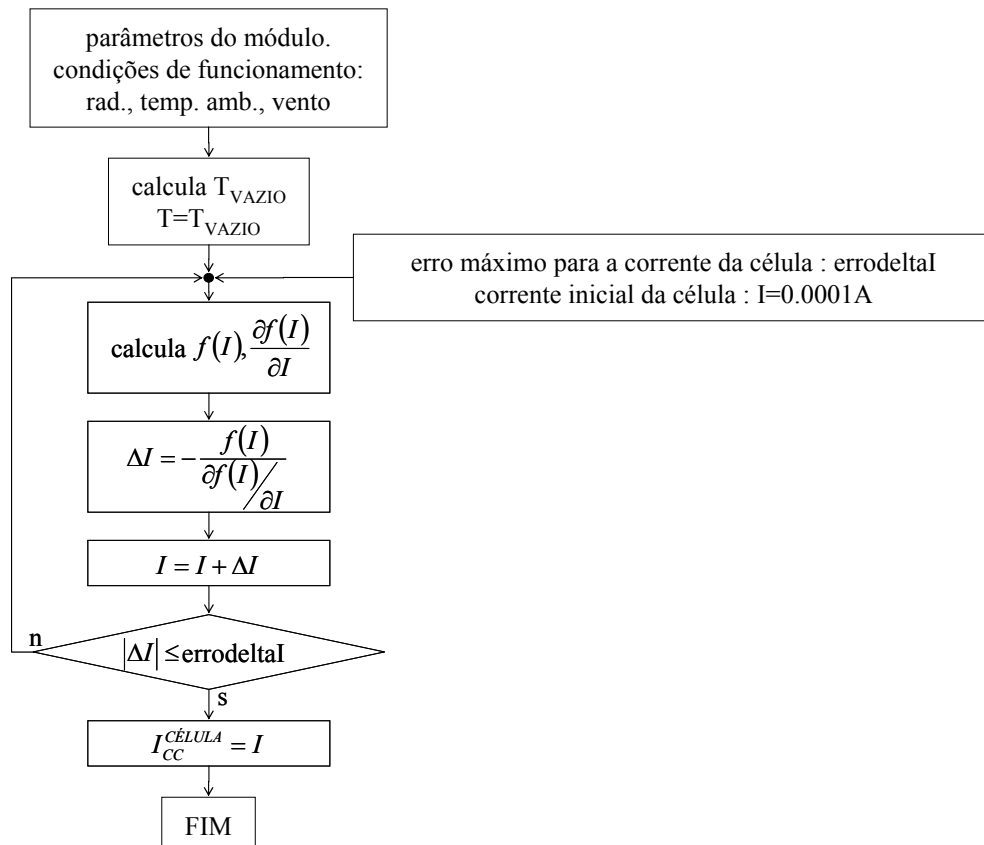


Figura 30-Fluxograma para determinação da corrente de curto-circuito das células dos módulos

3.2.Tensão de circuito aberto: VCA

A determinação da tensão de circuito aberto do módulo, para determinadas condições de funcionamento (radiação incidente, temperatura ambiente e velocidade do vento), é também feita iterativamente utilizando o método de Newton-Raphson. O erro máximo de tensão pré-definido pelo utilizador.

Definindo a função (3.2.1) e sua derivada (3.2.2), o valor de V para a iteração seguinte será dado por (3.2.3).

Na Figura 31, podemos ver o fluxograma utilizado na determinação de V_{CA} .

$$f(V) = I_{FC} - I_0 \times \left[e^{\frac{q \times V}{m \times k \times T}} - 1 \right] - \frac{V}{R_{SH}} = 0 \quad (3.2.1)$$

$$\frac{\partial f(V)}{\partial V} = -\frac{q}{m \times k \times T} \times I_0 \times e^{\frac{q \times V}{m \times k \times T}} - \frac{1}{R_{SH}} \quad (3.2.2)$$

$$V^{(n+1)} = V^{(n)} - \frac{(f(V))^{(n)}}{\left(\frac{\partial f(V)}{\partial V} \right)^{(n)}} \quad (3.2.3)$$

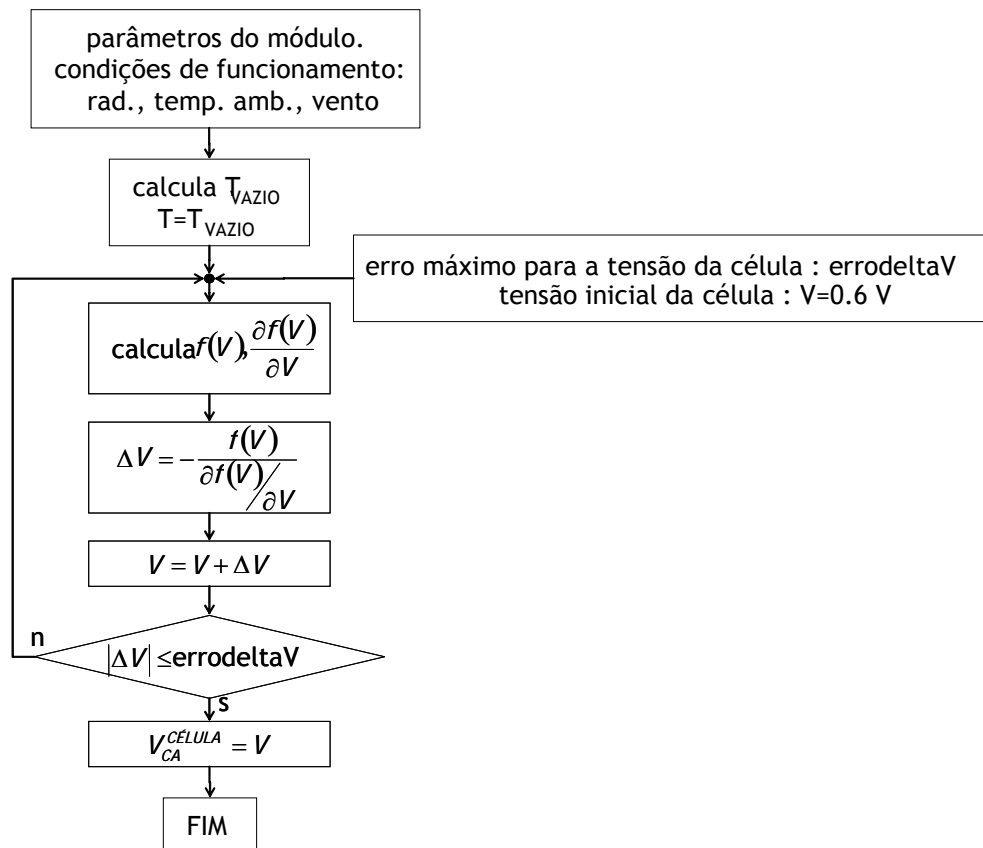


Figura 31-Fluxograma para determinação da tensão de circuito aberto das células dos módulos

3.3.Ponto de maior potência: VMPP, IMPP, PMPP, TMPP

A determinação do ponto de potência máxima, para determinadas condições de funcionamento (radiação incidente, temperatura ambiente e velocidade do vento), é também feita iterativamente utilizando o método de Newton-Raphson. Os erros máximos de tensão e correntes são pré-definidos pelo utilizador e o erro máximo de temperatura definido no programa de 0.5K.

A potência será máxima no ponto em que a sua derivada em ordem à tensão é nula.

Há que chamar a atenção para o facto de a temperatura, a fotocorrente e a corrente de saturação, serem recalculadas em cada iteração.

Utilizando (3.3.1) e definindo a função (3.3.2) e a sua derivada (3.3.4), o valor de V para a iteração seguinte será dado por (3.6).

Na Figura 32, podemos ver o fluxograma utilizado na determinação do ponto de potência máxima dos módulos.

$$I = I_{FC} - I_0 \times \left[e^{\frac{q(V+I \times R_S)}{m \times k \times T}} - 1 \right] - \frac{V + I \times R_S}{R_{SH}} \quad (3.3.1)$$

$$f(V) = \frac{\partial P}{\partial V} = \frac{\partial (V \times I)}{\partial V} = V \times \frac{\partial I}{\partial V} + I = 0 \quad (3.3.2)$$

$$\frac{\partial I}{\partial V} = -\frac{q}{m \times k \times T} \times \left(1 + \frac{\partial I}{\partial V} \times R_S \right) \times I_0 \times e^{\frac{q(V+I \times R_S)}{m \times k \times T}} - \frac{1}{R_{SH}} - \frac{\partial I}{\partial V} \times \frac{R_S}{R_{SH}} \quad (3.3.3)$$

$$\frac{\partial I}{\partial V} = \left(-\frac{q}{m \times k \times T} \times I_0 \times e^{\frac{q(V+I \times R_S)}{m \times k \times T}} - \frac{1}{R_{SH}} \right) \times \left(1 + \frac{R_S}{R_{SH}} + \frac{q}{m \times k \times T} \times R_S \times I_0 \times e^{\frac{q(V+I \times R_S)}{m \times k \times T}} \right)^{-1}$$

$$\frac{\partial f(V)}{\partial V} = V \times \frac{\partial^2 I}{\partial V^2} + 2 \times \frac{\partial I}{\partial V} \quad (3.3.4)$$

$$\frac{\partial^2 I}{\partial V^2} = -\frac{q}{m \times k \times T} \times \left(\frac{\partial^2 I}{\partial V^2} \times R_S \times I_0 \times e^{\frac{q(V+I \times R_S)}{m \times k \times T}} + \left(1 + \frac{\partial I}{\partial V} \times R_S \right) \times I_0 \times \frac{q \times \left(1 + \frac{\partial I}{\partial V} \times R_S \right)}{m \times k \times T} \times e^{\frac{q(V+I \times R_S)}{m \times k \times T}} \right) - \frac{\partial^2 I}{\partial V^2} \times \frac{R_S}{R_{SH}} \quad (3.3.5)$$

$$\frac{\partial^2 I}{\partial V^2} = \left(-\left(\frac{q}{m \times k \times T} \right)^2 \times \left(1 + \frac{\partial I}{\partial V} \times R_S \right)^2 \times I_0 \times e^{\frac{q(V+I \times R_S)}{m \times k \times T}} \right) \times \left(1 + \frac{R_S}{R_{SH}} + \frac{q}{m \times k \times T} \times R_S \times I_0 \times e^{\frac{q(V+I \times R_S)}{m \times k \times T}} \right)^{-1}$$

$$V^{(n+1)} = V^{(n)} - \frac{(f(V))^{(n)}}{\left(\frac{\partial f(V)}{\partial V} \right)^{(n)}} \quad (3.6)$$

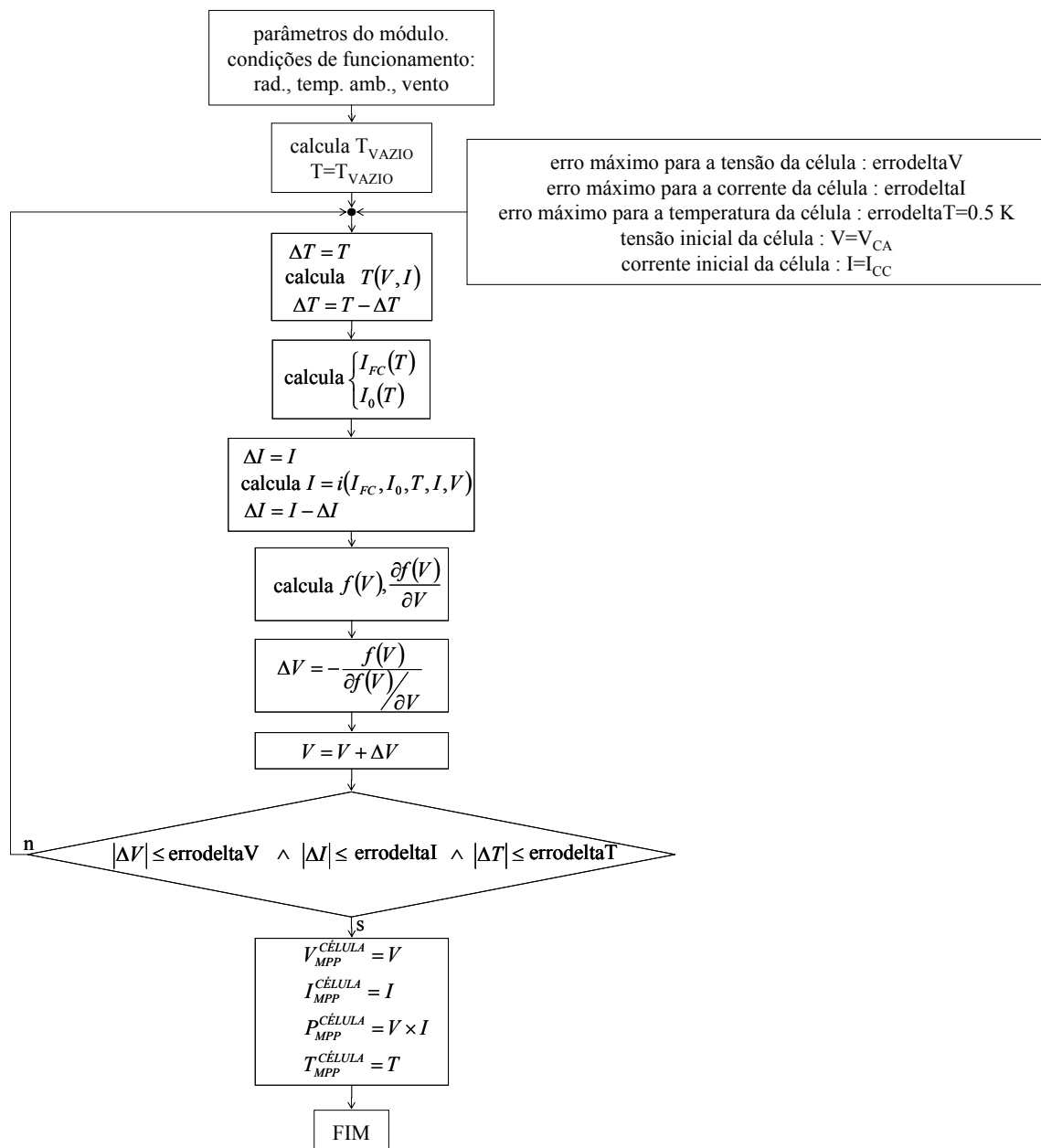


Figura 32-Fluxograma para determinação do ponto de potência máxima das células dos módulos

3.4.Ponto V4, I4, P4, T4 (V constante)

A determinação deste ponto, quando $V_{MAX} < V_{MPP}$, para determinadas condições de funcionamento (radiação incidente, temperatura ambiente e velocidade do vento), é também feita iterativamente utilizando o método de Newton-Raphson. O erro máximo de corrente é pré-definido pelo utilizador e o erro máximo de temperatura definido no programa de 0.5K.

Definindo a função (3.4.1) e a sua derivada (3.4.2), o valor de I para a iteração seguinte será dado por (3.4.3).

Na Figura 33, podemos ver o fluxograma utilizado na determinação deste ponto.

$$f(I) = -I + I_{FC} - I_0 \times \left[e^{\frac{q \times (V + I \times R_S)}{m \times k \times T}} - 1 \right] - \frac{V + I \times R_S}{R_{SH}} = 0 \quad (3.4.1)$$

$$\frac{\partial f(I)}{\partial I} = -1 - \frac{q \times R_S}{m \times k \times T} \times I_0 \times e^{\frac{q \times (V + I \times R_S)}{m \times k \times T}} - \frac{R_S}{R_{SH}} \quad (3.4.2)$$

$$I^{(n+1)} = I^{(n)} - \frac{(f(I))^{(n)}}{\left(\frac{\partial f(I)}{\partial I} \right)^{(n)}} \quad (3.4.3)$$

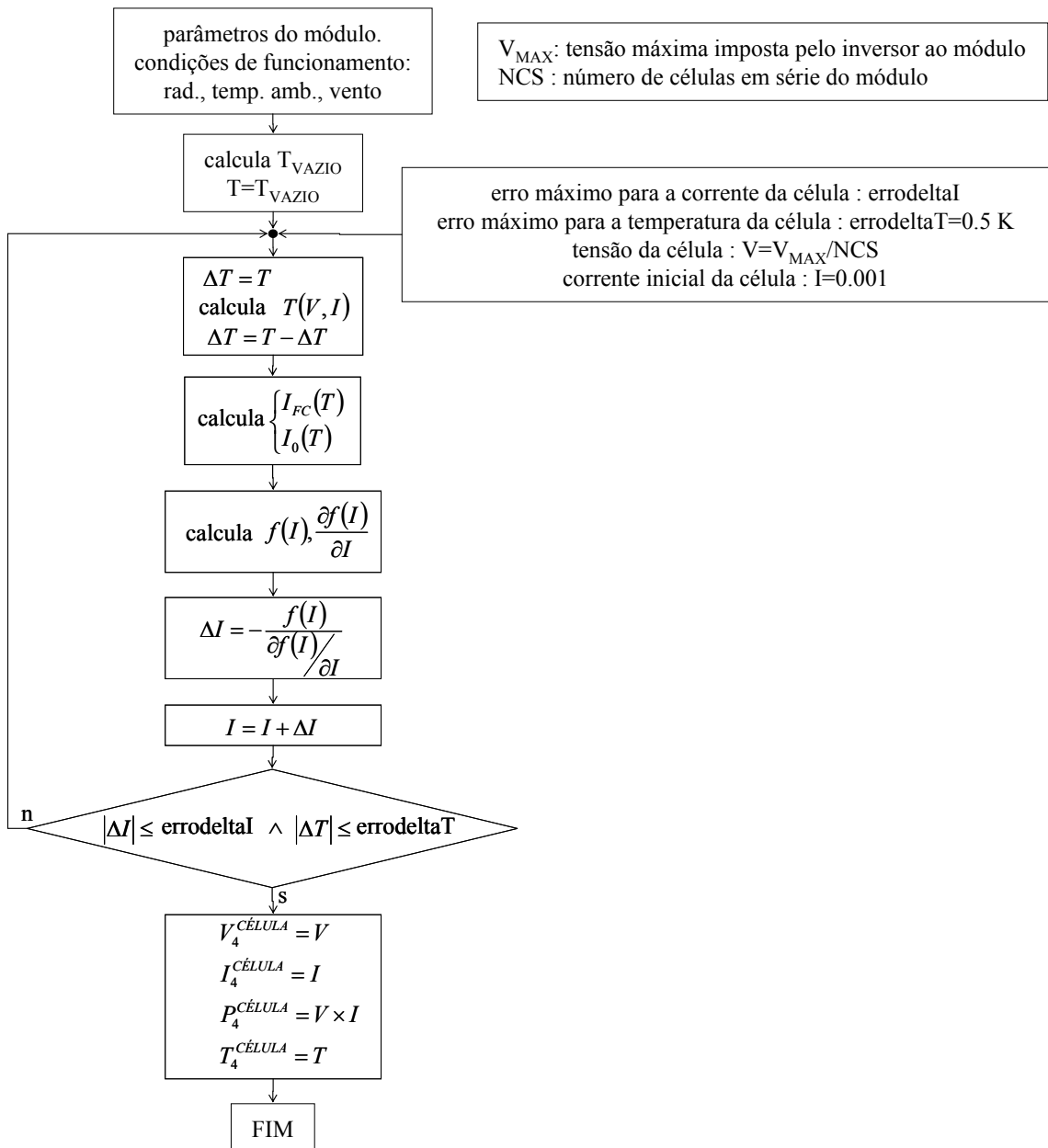


Figura 33-Fluxograma para determinação de V_4 , I_4 , P_4 e T_4

3.5.Ponto V3, I3, P3, T3 (I constante)

A determinação deste ponto, quando $I_{MAX} < I_{MPP}$, para determinadas condições de funcionamento (radiação incidente, temperatura ambiente e velocidade do vento), é também feita iterativamente utilizando o método de Newton-Raphson. O erro máximo de tensão é pré-definido pelo utilizador, e o erro máximo de temperatura definido no programa por 0.5K.

Definindo a função (3.5.1) e a sua derivada (3.5.2), o valor de V para a iteração seguinte será dado por (3.5.3).

Na Figura 34, podemos ver o fluxograma utilizado na determinação deste ponto.

$$f(V) = -I + I_{FC} - I_0 \times \left[e^{\frac{q \times (V + I \times R_S)}{m \times k \times T}} - 1 \right] - \frac{V + I \times R_S}{R_{SH}} = 0 \quad (3.5.1)$$

$$\frac{\partial f(V)}{\partial V} = -\frac{q \times}{m \times k \times T} \times I_0 \times e^{\frac{q \times (V + I \times R_S)}{m \times k \times T}} - \frac{1}{R_{SH}} \quad (3.5.2)$$

$$V^{(n+1)} = V^{(n)} - \frac{(f(V))^{(n)}}{\left(\frac{\partial f(V)}{\partial V} \right)^{(n)}} \quad (3.5.3)$$

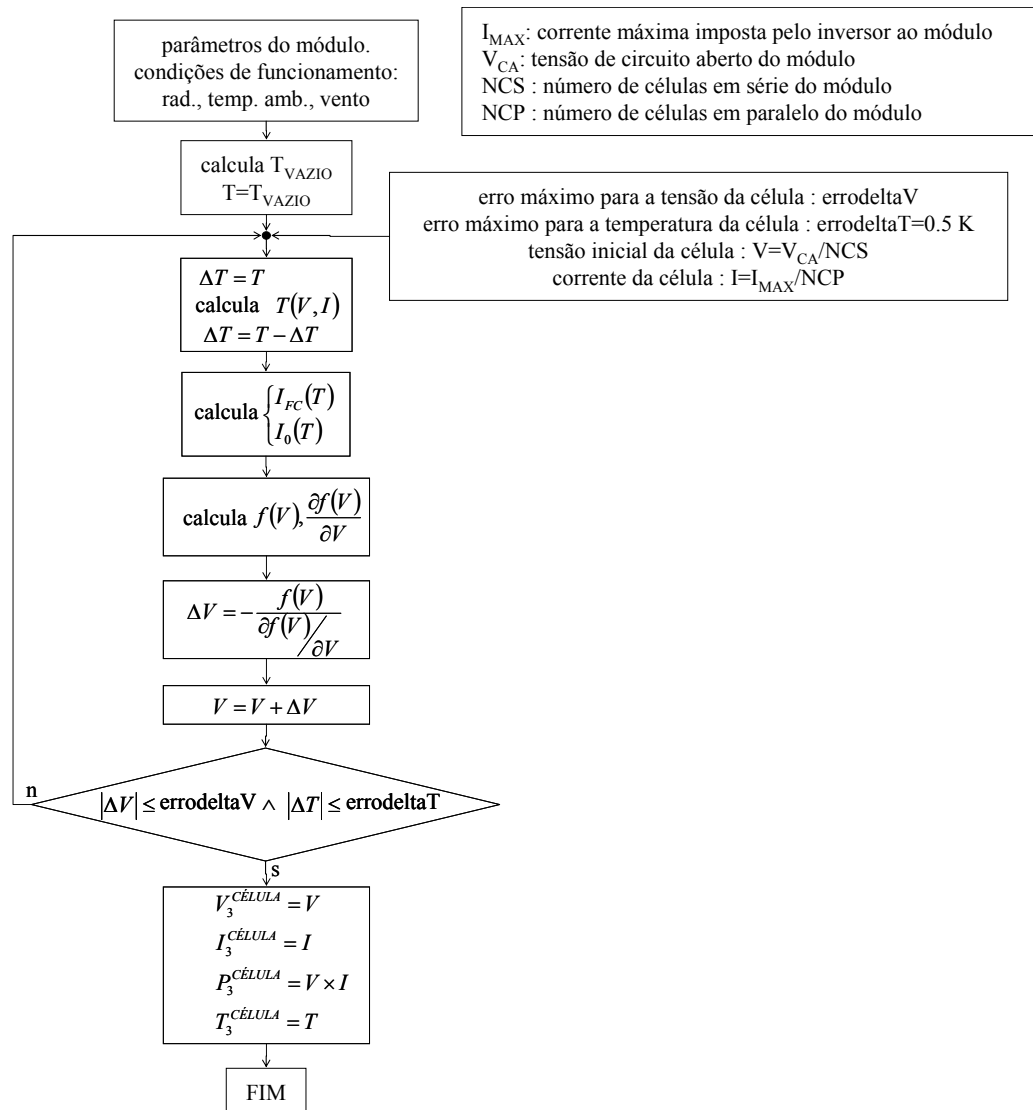


Figura 34-Fluxograma para determinação de V3, I3, P3 e T3

3.6.Ponto V2, I2, P2, T2 (V constante)

Como dos casos anteriores, a determinação deste ponto, quando $P_{MAX} < I_{MPP}$, para determinadas condições de funcionamento (radiação incidente, temperatura ambiente e velocidade do vento), é feita iterativamente utilizando o método de Newton-Raphson. O erro máximo de tensão e de corrente é pré-definido pelo utilizador.

Neste caso, a variável correspondente à corrente na célula é substituída como indicado em (3.6.1).

$$I = \frac{P_{MAX}}{NCP \times NCS} \times V^{-1} \quad (3.6.1)$$

onde:

I : corrente na célula, em A;

P_{MAX} : potência máxima que o módulo poderá fornecer, em W;

NCP : número de células em paralelo do módulo;

NCS : número de células em série do módulo;

V : tensão da célula, em V.

Definindo a função (3.6.2) e a sua derivada em ordem a V (3.6.3), o valor de V para a iteração seguinte será dado por (3.6.4).

Na Figura 35, podemos ver o fluxograma utilizado na determinação deste ponto.

$$f(V) = -\frac{P_{MÁX}^{CÉLULA}}{V} + I_{FC} - I_0 \times \left[e^{\frac{q \times \left(V + \frac{P_{MÁX}^{CÉLULA}}{V} \times R_S \right)}{m \times k \times T}} - 1 \right] - \frac{V + \frac{P_{MÁX}^{CÉLULA}}{V} \times R_S}{R_{SH}} = 0 \quad (3.6.2)$$

$$\frac{\partial f(V)}{\partial V} = \frac{P_{MÁX}^{CÉLULA}}{V^2} - \frac{q \times \left(1 - \frac{P_{MÁX}^{CÉLULA}}{V^2} \times R_S \right)}{m \times k \times T} \times I_0 \times e^{\frac{q \times \left(V + \frac{P_{MÁX}^{CÉLULA}}{V} \times R_S \right)}{m \times k \times T}} - \frac{1 - \frac{P_{MÁX}^{CÉLULA}}{V^2} \times R_S}{R_{SH}} = 0 \quad (3.6.3)$$

$$V^{(n+1)} = V^{(n)} - \frac{(f(V))^{(n)}}{\left(\frac{\partial f(V)}{\partial V} \right)^{(n)}} \quad (3.6.4)$$

onde:

$P_{MÁX}^{CÉLULA}$ é a potência máxima que a célula poderá fornecer, em W.

Na primeira iteração a tensão na célula é dada por (3.6.5).

$$V^{(0)} = 0.5 \times \left(V_{MPP}^{CÉLULA} + V_{CA}^{CÉLULA} \right) \quad (3.6.5)$$

onde:

$V_{MPP}^{CÉLULA}$: tensão correspondente ao ponto de potência máxima da célula, em V;

$V_{CA}^{CÉLULA}$: tensão em circuito aberto da célula, em V.

Neste caso não é permitido que a tensão V adquira um valor inferior a $V_{MPP}^{CÉLULA}$, uma vez que, dessa forma a tensão na célula poderia convergir para o ponto $\{V_1, I_1, P_1, T_1\}$ em vez do ponto $\{V_2, I_2, P_2, T_2\}$.

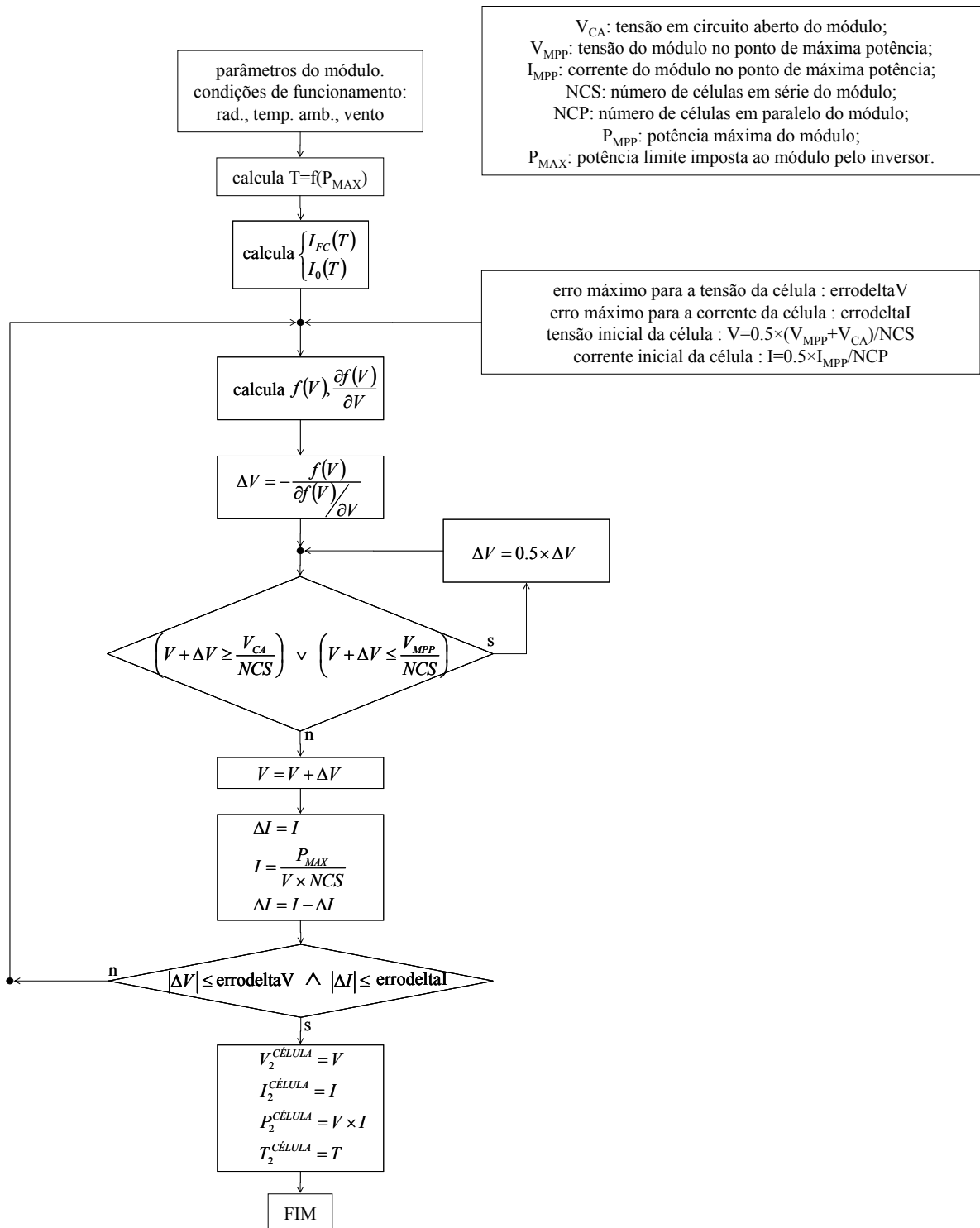


Figura 35- Fluxograma para determinação de V2, I2, P2 e T2

3.7. Ponto V1, I1, P1, T1 (P constante)

As diferenças na determinação de V_1 relativamente a V_2 , são unicamente as condições iniciais e a imposição de que a tensão nunca ultrapasse a tensão correspondente ao ponto de potência máxima, caso contrário o programa poderia convergir para o ponto $\{V_2, I_2, P_2, T_2\}$ em vez do ponto $\{V_1, I_1, P_1, T_1\}$. As diferenças relativamente à determinação do ponto $\{V_1, I_1, P_1, T_1\}$ podem ser observadas no fluxograma da Figura 36.

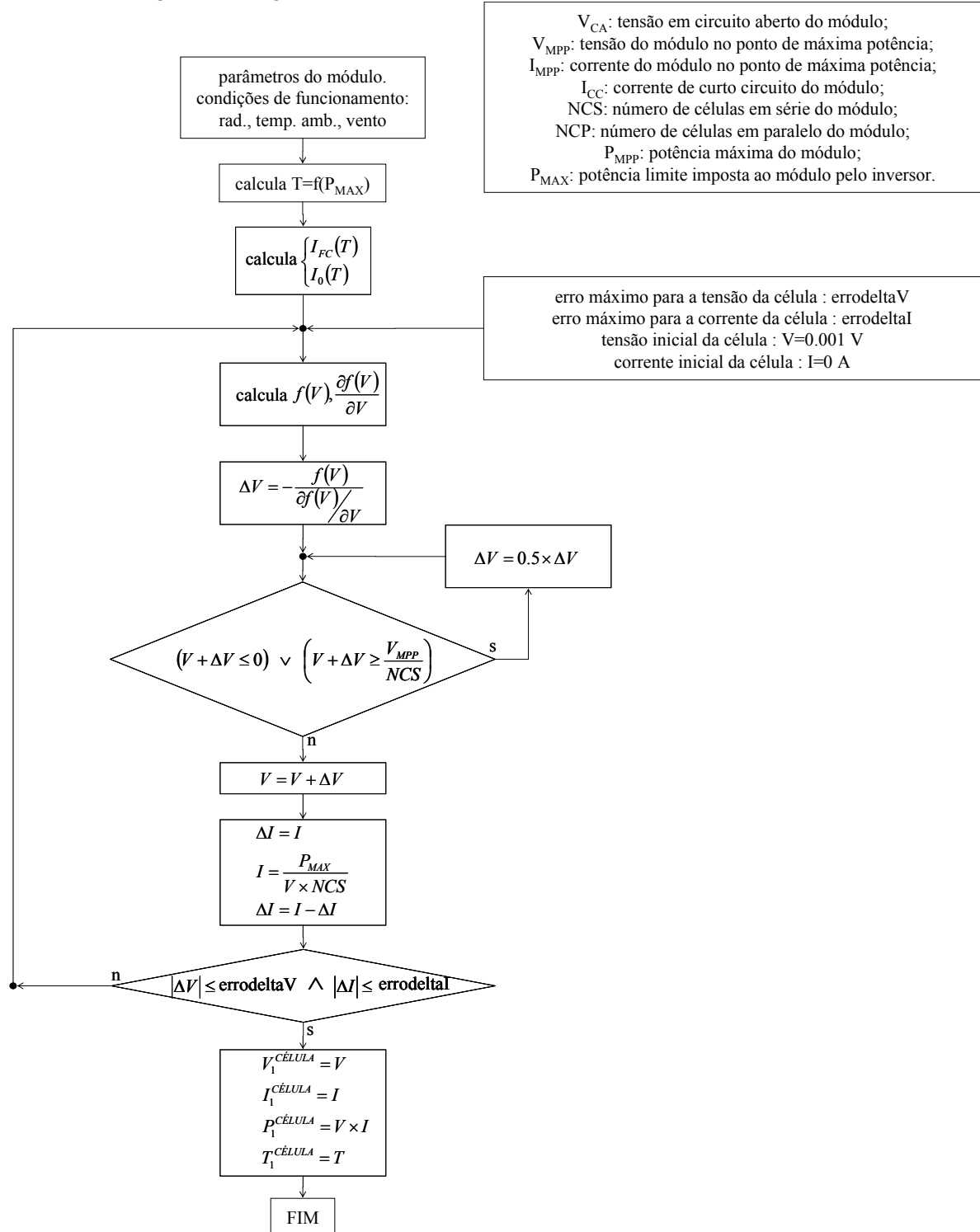


Figura 36- Fluxograma para determinação de V1, I1, P1 e T1

3.8. Corrente fornecida pelo módulo de tecnologia Si e CIS

A corrente eléctrica (I) fornecida pelo módulo de tecnologia Si e CIS é determinada através da expressão (3.8.1) [14]:

$$I = I_{FC} - I_0 \times \left[e^{\frac{q \times (V + I \times R_S)}{m \times k \times T_c}} - 1 \right] - \frac{V + I \times R_S}{R_{Sh}} \quad (3.8.1)$$

sendo :

- I: Corrente fornecida pelo módulo, em A;
- U: Voltagem aos terminais do módulo, em V;
- I_{FC} : Fotocorrente do módulo, em A;
- I_0 : Corrente inversa de saturação, em A;
- R_S : Resistência série equivalente, em Ohm;
- R_{Sh} : Resistência paralela equivalente, em Ohm;
- q: Carga do electrão, 1.602E-19 Coulomb;
- k: Constante de Boltzmann, 1.381E.23 J/K;
- m: é o produto entre γ e N_{CS} , $m = \gamma \times N_{CS}$;
- γ : factor de qualidade do díodo, que varia entre 1 e 2;
- N_{CS} : nº de células em série no módulo;
- T_c : temperatura efectiva na célula, em K;
- R_L : Carga ligada aos terminais do módulo.

Os parâmetros anteriores referentes aos módulos são determinados ao satisfazer a equação (3.8.1) nos 3 principais pontos da curva de funcionamento de cada módulo, em circuito aberto ($I=0$), curto-circuito ($V=0$) e máxima potência (MPP).

3.9. Corrente fornecida pelo módulo de filmes finos

O cálculo da corrente fornecida pelo módulo de filmes finos (excepto CIS) tem ligeiras correcções em relação à corrente fornecida por módulos cristalinos. Esta apresenta uma perda adicional por recombinação. A corrente eléctrica (I) fornecida é determinada através da expressão (3.9.1) [14]:

$$I = I_{FC} - I_{rec} - I_0 \times \left[e^{\frac{q \times (V + I \times R_S)}{m \times k \times T}} - 1 \right] - \frac{V + I \times R_S}{R_{SH}} \quad (3.9.1)$$

com,

$$I_{rec} = I_{FC} \times \frac{d_i^2}{\mu \tau_{eff}} \times \frac{1}{(V_{bi} - (V + I \times R_S))} \quad (3.9.2)$$

sendo,

$$U_{bi} = 0,9V ; \quad \frac{d_i^2}{\mu \tau_{eff}} = 1,4V \quad (3.9.3)$$

Existe também a correcção da resistência shunt RSh dada pela seguinte expressão (3.9.4) [14]:

$$R_{sh} = R_{sh}(G_{ref}) + [R_{sh}(0) - R_{sh}(G_{ref})] \times e^{(-R_{sh_exp} \times \frac{G}{G_{ref}})} \quad (3.9.4)$$

Com,

$$R_{sh}(0) = 12 \times R_{sh} \quad ; \quad R_{sh_exp} = 5.5 \quad (3.9.5)$$

Caso os módulos sejam de tecnologia de filmes finos, o método de determinação do ponto de funcionamento mantém-se igual como se fossem módulos com tecnologia de silício cristalino e CIS, torna-se apenas necessário efectuar as correcções na corrente fornecida I , na resistência shunt RSh e nas derivadas utilizadas no método de Newton-Raphson.

De forma a não sobrecarregar a determinação do ponto de funcionamento do sistema, tanto com derivadas de tecnologia cristalina e de filmes finos, opto-se apenas por colocar anteriormente derivadas de tecnologia cristalina.

No entanto, é importante dar a conhecer as seguintes expressões, relativas a derivadas, da tecnologia de filmes finos que contêm as correntes de perdas por recombinação:

$$I = I_{FC} - I_{FC} \times \frac{di^2}{\mu \tau_{eff}} \times (V_{bi} - (V + I \times R_S))^{-1} - I_0 \times \left[e^{\frac{q \times (V + I \times R_S)}{m \times k \times T}} - 1 \right] - \frac{V + I \times R_S}{R_{SH}} \quad (3.9.6)$$

$$\frac{\partial I}{\partial V} = -\frac{q}{m \times k \times T} \times \left(1 + \frac{\partial I}{\partial V} \times R_S \right) \times I_0 \times e^{\frac{q \times (V + I \times R_S)}{m \times k \times T}} - \frac{1}{R_{SH}} - \frac{\partial I}{\partial V} \times \frac{R_S}{R_{SH}} - \left(1 + \frac{\partial I}{\partial V} \times R_S \right) \times (U_{bi} - (U + I \times R_S))^{-2} \quad (3.9.7)$$

$$\frac{\partial I}{\partial V} = \left(-\frac{q}{m \times k \times T} \times I_0 \times e^{\frac{q \times (V + I \times R_S)}{m \times k \times T}} - \frac{1}{R_{SH}} - (U_{bi} - (U + I \times R_S))^{-2} \right) \times \left(1 + \frac{R_S}{R_{SH}} + \frac{q}{m \times k \times T} \times R_S \times I_0 \times e^{\frac{q \times (V + I \times R_S)}{m \times k \times T}} + R_S \right)^{-1}$$

$$\begin{aligned} \frac{\partial^2 I}{\partial V^2} = & -\frac{q}{m \times k \times T} \times \left(\frac{\partial^2 I}{\partial V^2} \times R_S \times I_0 \times e^{\frac{q \times (V + I \times R_S)}{m \times k \times T}} + \left(1 + \frac{\partial I}{\partial V} \times R_S \right) \times I_0 \times \frac{q \times \left(1 + \frac{\partial I}{\partial V} \times R_S \right)}{m \times k \times T} \times e^{\frac{q \times (V + I \times R_S)}{m \times k \times T}} \right) \\ & - \frac{\partial^2 I}{\partial V^2} \times \frac{R_S}{R_{SH}} - 2 \times \left(1 + \frac{\partial I}{\partial V} \times R_S \right) \times (U_{bi} - (U + I \times R_S))^{-3} \times \left(1 + \frac{\partial^2 I}{\partial V^2} \times R_S \right) \end{aligned} \quad (3.9.8)$$

$$\begin{aligned} \frac{\partial^2 I}{\partial V^2} = & \left[-\left(1 + \frac{\partial I}{\partial V} \times R_S \right) \times \left(\left(\frac{q}{m \times k \times T} \right)^2 \times \left(1 + \frac{\partial I}{\partial V} \times R_S \right) \times I_0 \times e^{\frac{q \times (V + I \times R_S)}{m \times k \times T}} + 2 \times (U_{bi} - (U + I \times R_S))^{-3} \right) \right] \\ & \times \left(1 + \frac{R_S}{R_{SH}} + \frac{q}{m \times k \times T} \times R_S \times I_0 \times e^{\frac{q \times (V + I \times R_S)}{m \times k \times T}} + 2 \times \left(1 + \frac{\partial I}{\partial V} \times R_S \right) \times (U_{bi} - (U + I \times R_S))^{-3} \times R_S \right)^{-1} \end{aligned}$$

3.10. Fotocorrente e corrente de saturação de módulo

A fotocorrente do módulo é determinada da seguinte expressão: [14]

$$I_{FC} = \left(\frac{G}{G_{REF}} \right) \times I_{FCREF} \times [1 + \mu I_{CC} \times (T_c - T_{REF})] \quad (3.10.1)$$

onde:

I_{FC} : fotocorrente do módulo, em A;

G_{REF} : radiação a que está referida a fotocorrente de referência, em $W.m^{-2}$;

T_{REF} : temperatura a que está referida a fotocorrente de referência, em K;

I_{FCREF} : fotocorrente de referência, em A;

μI_{CC} : coeficiente de variação com a temperatura, da corrente de curto circuito, em K^{-1} ;

A corrente de saturação do módulo é determinada da seguinte forma: [14]

$$I_0 = I_{0REF} \times \left(\frac{T}{T_{REF}} \right)^3 \times e^{\frac{q \times E_{GAP}}{m \times k} \times \left(\frac{1}{T_{REF}} - \frac{1}{T_c} \right)} \quad (3.10.2)$$

onde:

I_0 : corrente de saturação, em A;

I_{0REF} : corrente de saturação de referência, em A;

E_{GAP} : 'Energy Band Gap' do material (1.12 eV para silício cristalino, 1.03 eV para CIS, 1.7 eV para silício amorfo, 1.5 eV para CdTe);

T_{REF} : temperatura a que está referida a corrente de saturação de referência, em K.

3.11. Temperatura do módulo e coeficiente de absorção da radiação

As características dos módulos, dadas pelos fabricantes, são características em condições normalizadas de teste (STC-Standard Test Conditions), com a temperatura da célula constante a 25°C e $AM=1,5$ (massa de ar). Também se verifica uma radiação incidente é constante ao longo da curva de corrente eléctrica fornecida em função da tensão aos terminais.

Em condições normais de funcionamento, a temperatura dos módulos T_c varia com as condições meteorológicas, com a temperatura ambiente T_a , a radiação solar G e a velocidade do vento v . T_c também é afectada pelo tipo de instalação dos módulos que condiciona a ventilação desses mesmos.

A temperatura do módulo é dada pela seguinte expressão:

$$T_c = T_a + \left(\alpha \times G - \frac{V \times I}{S} \right) \times \left(\frac{1}{K_C + v \times K_V} \right) \quad (3.11.1)$$

onde:

T_c : temperatura do módulo, em K;

T_a : temperatura ambiente, em K;

α : coeficiente de absorção da radiação conforme determinado em (3.11.2);

G : radiação incidente, em $W.m^{-2}$;

V, I : tensão (V) e corrente (A) no módulo;

S : superfície de cada módulo onde incide a radiação, em m^2 ;

v : velocidade do vento, em $m.s^{-1}$;

K_C, K_V : componentes fixa ($W.K^{-1}.m^{-2}$) e variável ($J.K^{-1}.m^{-3}$), respectivamente, do factor de perdas térmicas do colector.

O comportamento da potência gerada com a temperatura do módulo é apresentado na Figura 37:

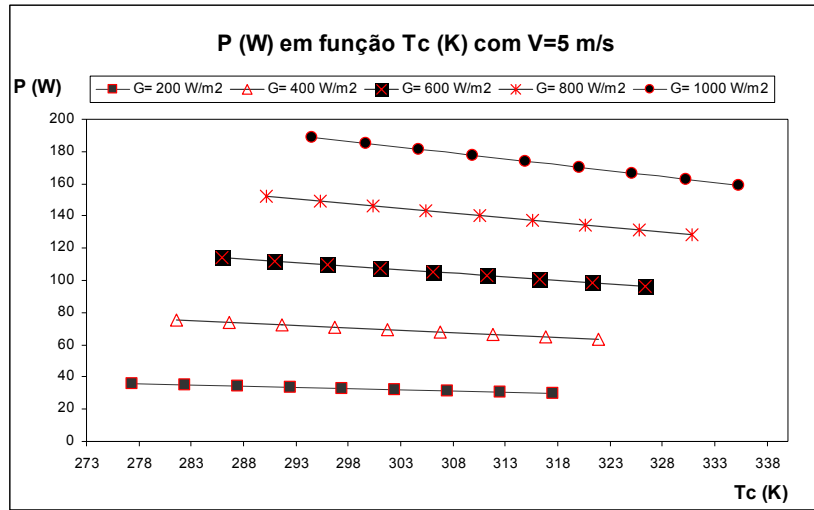


Figura 37-Potência módulo em função de Tc

Constata-se que o aumento da temperatura do módulo conduz a uma diminuição da potência. Apesar do declive das rectas ser baixo, verifica-se que existe uma perda considerável da potência.

O coeficiente de absorção da radiação (α) é determinado através da expressão (3.11.2):

$$\alpha = \frac{(K_C + v_{VENTO}^{NOCT} \times K_V) \times (NOCT - T_{AMB}^{NOCT})}{G^{NOCT}} \quad (3.11.2)$$

onde:

$NOCT$: é a temperatura nominal de funcionamento do colector, em K;

T_{AMB}^{NOCT} : temperatura ambiente quando $NOCT$ foi medida, em K (normalmente 20 °C);

G^{NOCT} : radiação incidente quando $NOCT$ foi medida, em $W.m^{-2}$ (normalmente 800 $W.m^{-2}$);

v_{VENTO}^{NOCT} : velocidade do vento quando $NOCT$ foi medida, em $m.s^{-1}$ (normalmente 1 $m.s^{-1}$);

K_C, K_V : componentes fixa ($W.K^{-1}.m^{-2}$) e variável ($J.K^{-1}.m^{-3}$), respectivamente, do factor de perdas térmicas do colector.

O factor de perda térmica é dado pela expressão:

$$K = K_C + v \times K_V \quad (3.11.3)$$

Os valores de K_C e K_V afectam as perdas térmicas do módulo e no PVsyst [14] apresentam os seguintes valores dependendo do tipo de ventilação da instalação:

Circulação de ar nas duas faces do módulo: $K_C = 20$ e $K_V = 6$

Circulação de ar numa face do módulo: $K_C = 25$ e $K_V = 1,2$

Circulação de ar inexistente no módulo: $K_C = 29$ e $K_V = 0$

O gráfico da Figura 38 demonstra como o factor de perda térmica influencia na potência do módulo.

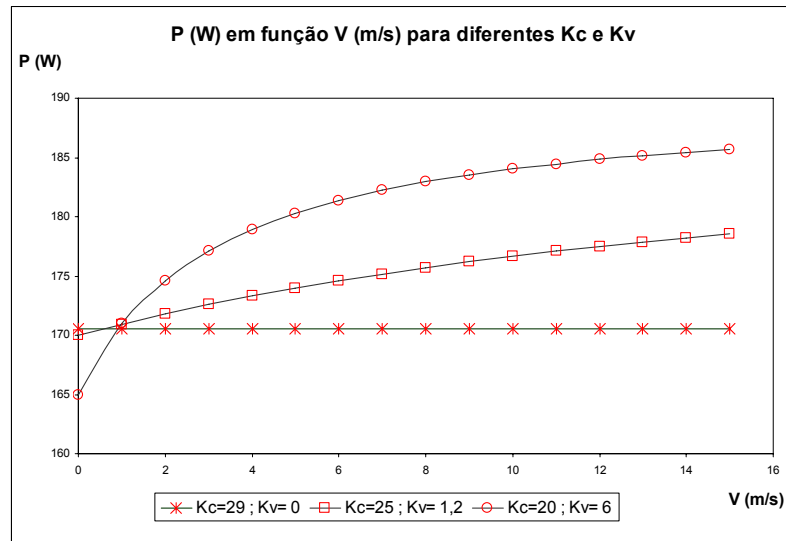


Figura 38-Potência em função v para $T_a=293,15$ K (20°C) e $G=1000$ W/m²

Verifica-se que, quando a circulação de ar ocorre nas duas faces do módulo, a velocidade do vento permite uma diminuição da temperatura do módulo que provoca um aumento da potência gerada. Constata-se também que, se a velocidade tender para um valor elevado, a potência tem tendência a estabilizar. No caso de módulos ventilados numa só face, o aumento da potência não é tão significativo com o aumento da velocidade como se verifica em duas faces. Quando não existe circulação de ar, a potência é constante.

Existe grande interesse em que os módulos sejam instalados de forma à ventilação ocorrer em ambas as faces. Como se trata de microgeração nem sempre é possível, ao contrário dos grandes parques fotovoltaicos.

Tal como a velocidade do vento V, a radiação solar G e a temperatura ambiente T_a têm consequência na potência do painel como é possível verificar na Figura 39.

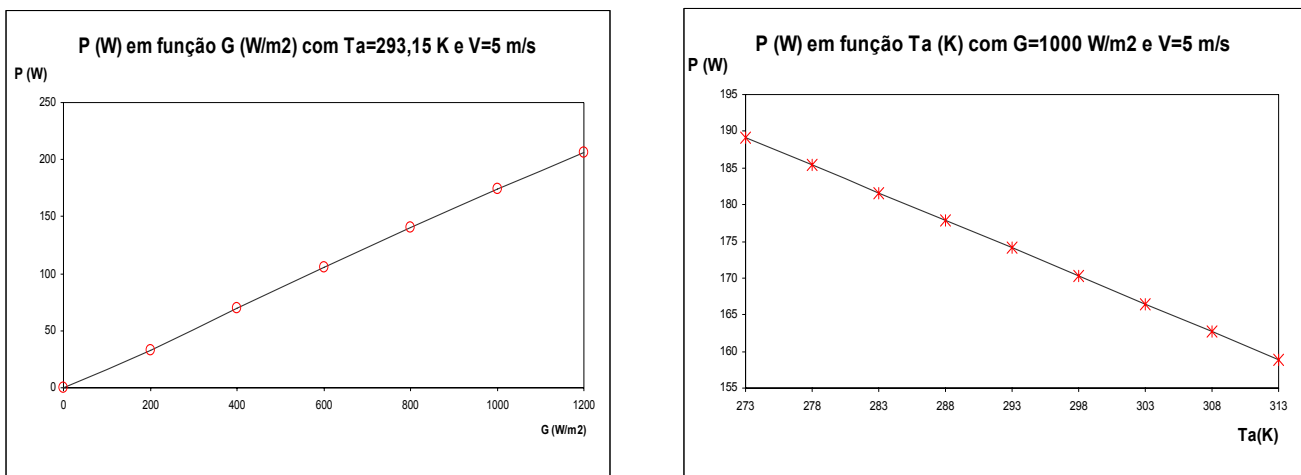


Figura 39-Influência de G e T_a na potência do módulo

A potência gerada aumenta linearmente com G e diminui linearmente com o aumento de T_a .

3.12. Condutores e resistências equivalentes

Uma instalação fotovoltaica deve ser dimensionada tendo em conta a minimização das perdas e da queda de tensão na cablagem. As resistências dos cabos podem ser consideradas até ao inversor. Na microgeração vai considerar-se apenas dois tipos de secções diferentes. Considerando a Figura 40:

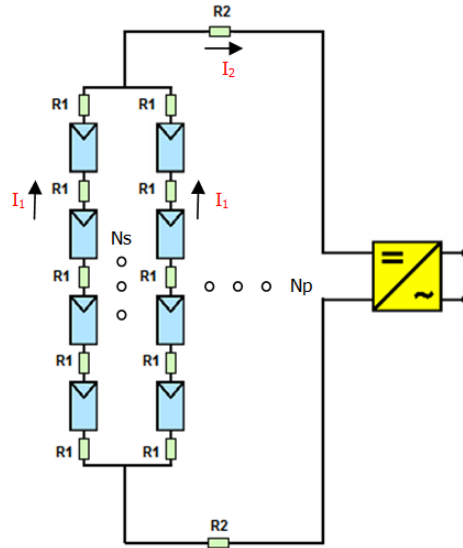


Figura 40- Resistências nos condutores na microgeração FV

A resistência R_1 é a resistência eléctrica associada ao condutor de menor secção em Ω e R_2 é a resistência eléctrica associada ao condutor de maior secção em Ω . As equações que permitem determinar os seus valores são as seguintes:

$$R_1(20^\circ c) = \rho_1 \cdot \frac{l_1}{S_1} \quad (3.12.1) \quad R_1(70^\circ c) = R_1(20^\circ c) \times (1 + \alpha_1 \cdot (70 - 20)) \quad (3.12.2)$$

$$R_2(20^\circ c) = \rho_2 \cdot \frac{l_2}{S_2} \quad (3.12.3) \quad R_2(70^\circ c) = R_2(20^\circ c) \times (1 + \alpha_2 \cdot (70 - 20)) \quad (3.12.4)$$

Sendo:

- ρ_1 = Resistividade eléctrica do condutor de menor secção, em [$\Omega \cdot m$];
- l_1 = Distância entre dois módulos sucessivos do condutor de menor secção, em [m];
- S_1 = Secção do condutor de menor secção, em [m^2];
- α_1 = Coeficiente de dilatação linear do condutor de menor secção, em [$^\circ C^{-1}$];
- ρ_2 = Resistividade eléctrica do condutor de maior secção, em [$\Omega \cdot m$];
- l_2 = Comprimento total do condutor de maior secção, em [m];
- S_2 = Secção do condutor de maior secção, em [m^2];
- α_2 = Coeficiente de dilatação linear do condutor de maior secção, em [$^\circ C^{-1}$];

Os condutores utilizados podem ser de alumínio ou cobre. Considera-se que a distância entre módulos é aproximadamente igual e com o valor l_1 . As temperaturas dos condutores nos telhados são aproximadamente $70^\circ C$. Foi por isso que a resistência dos condutores foi corrigida para essa temperatura.

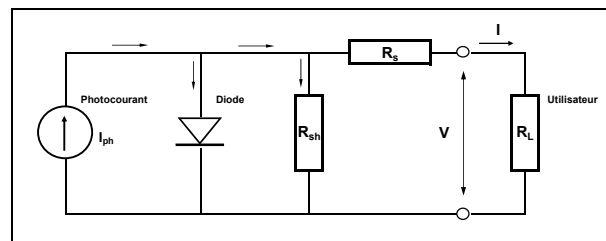


Figura 41-Modelo eléctrico de "um diodo" de módulo FV [14]

Como é possível observar na Figura 41, cada módulo apresenta uma resistência série R_s e uma resistência shunt R_{sh} .

Se considerarmos as resistências dos condutores juntamente com as resistências dos módulos, podemos determinar a resistência equivalente série e paralelo do gerador fotovoltaico.

A partir da Figura 40 pode verificar-se que a resistência série equivalente do gerador R_{Sg} é dada pela seguinte expressão:

$$R_{Sg} = \frac{R_1 \times (N_s + 1) + R_s \times N_s}{N_p} + R_2 \quad (3.12.5)$$

A resistência shunt do gerador R_{ShG} é dada pela seguinte expressão:

$$R_{ShG} = \frac{R_{Sh}}{N_s \times N_p} \quad (3.12.6)$$

4. Previsão dos Valores de Referência

Anteriormente estudou-se como era possível tratar o sistema de microgeração de forma a determinar o ponto de funcionamento. Esse ponto de operação é calculado tendo em conta as características dos módulos, do número de módulos, a ligação entre eles, os limites técnicos do inversor, a resistência eléctrica dos cabos e os agentes climatéricos.

O valor de referência de resposta do sistema FV é o valor das grandezas (tensão, corrente e potência) do ponto de funcionamento do sistema à entrada do inversor para uma dada condição atmosférica sem ocorrência de anomalia.

O ponto de operação determinado pelo sistema FV num dado tempo e numa dada condição vai ser tratado a jusante como ponto de operação previsto $\{P_p, U_p, I_p\}$. O ponto de operação monitorizado pelo sistema FV num dado tempo e numa dada condição é definido como ponto de operação medido $\{P_m, U_m, I_m\}$.

Sendo:

P_p, P_m = Potência prevista e medida, respectivamente, aos terminais de saída do inversor (AC) em W;

U_p, U_m = Tensão prevista e medida, respectivamente, aos terminais de entrada do inversor (DC) em V;

I_p, I_m = Corrente prevista e medida, respectivamente, aos terminais de entrada do inversor (DC) em A;

O cálculo do ponto de operação previsto $\{P_p, U_p, I_p\}$ necessita de inúmeras iterações para convergir e apresentar um erro satisfatório. Apesar de que, com computadores pessoais, se tratariam de cálculos bastante simples, para microprocessadores e microcontroladores seria uma tarefa demorada. Por isso no local da instalação não é efectuado nenhum processo iterativo. O que será utilizado serão Redes Neurais Artificiais. Elas antes de serem utilizadas no local de instalação, serão previamente treinadas para devolver $\{P_p, U_p, I_p\}$ mediante as condições meteorológicas $\{T_a, G, v\}$.

Os valores de referência de resposta do sistema FV que podem ser utilizados no treino da RN são:

- Simulados
 - Com valores meteorológicos gerados para local da instalação
 - Com valores meteorológicos reais do local da instalação

- o Experimentais

Os valores de referência simulados são obtidos pela determinação do ponto de funcionamento para o tipo de sistema FV e para as condições meteorológicas do local da instalação.

Os valores de referência experimentais são históricos dos pontos de funcionamento medidos na da instalação.

4.1.Valores de Referência Simulados

4.1.1.Ferramenta de apoio ao utilizador

Foi desenvolvida uma ferramenta para facilitar, ao utilizador, a determinação dos valores de referência do sistema simulados. Esta foi construída no *Excel*. A metodologia utilizada, no terceiro capítulo (Ponto de funcionamento do sistema), está feita em *VBA*.

No anexo A, está presente o interface dos dados técnicos do gerador (Figura 86) e o interface dos dados técnicos do inversor e condutores (Figura 87). Nele são colocados os dados do sistema FV. Na folha de cálculo *Excel* existe uma base de dados das características técnicas de vários módulos e inversores.

Na Figura 88 é insiro os valores atmosféricos do local da instalação. O utilizador insere os valores mínimos e máximos coerentes dos valores atmosféricos do local. Assim é possível simular os valores de referência do sistema com valores meteorológicos gerados.

Na Figura 89 é apresentado como são determinados os valores de referência simulados com valores meteorológicos reais. Os valores meteorológicos são importados para a folha de cálculo e imediatamente calculados. Os valores climatéricos utilizados neste trabalho são os valores adquiridos pela estação meteorológica, propositadamente instalada no departamento de Energia da FEUP, com o objectivo de apoiar o desenvolvimento desta tese.

4.1.2.Treino da RN

No treino da RN são utilizados dois conjuntos de dados na RN: treino e validação. As entradas da RN são as variáveis $\{T_a, G, v\}$ e as variáveis de saídas são $\{P, U, I\}$. O conjunto de dados de treino e validação vão ser analisados mais à frente.

Antes de colocar os dados na RN em ambos os métodos de treino, o programa efectua a estandardização pelo método Min-Máx para a RN ser melhor treinada.

Supondo que min_a e max_a são o mínimo e o máximo do conjunto de entrada a , a estandardização Min-Máx mapeia o valor y de a , na escala $[min_a, max_a]$, em y' de A , na escala $[min_A, max_A]$.

A fórmula da estandardização Min-Máx y' é a seguinte expressão:

$$y' = \frac{y - \min_a}{\max_a - \min_a} \times (\max_A - \min_A) + \min_A \quad (4.1.2.1)$$

A destandardização Min-Máx é o processo inverso da estandardização, sendo y :

$$y = \frac{y' - \min_A}{\max_A - \min_A} \times (\max_a - \min_a) + \min_a \quad (4.1.2.2)$$

Na estandardização é utilizada a escala $[min_A, max_A]$ com o $min_A=0$ e o $max_A=1$.

De seguida, o conjunto de treino e o conjunto de teste da RN é importado para o Matlab.

A RN é constituída por duas camadas como está presente na Figura 42. A primeira camada tem 7 neurónios porque foi utilizada a “regra” $2 \times n + 1$, sendo n o número de entradas. A segunda camada é constituída por 3 neurónios. O utilizador pode utilizar diferentes números de neurónios e

camadas. No entanto, se exagerar corre o risco de sobre-adaptação (overfitting) e se por outro lado, houver um déficit corre-se o risco sob-adaptação (underfitting).

Em ambas as camadas, os neurónios têm funções de activação sigmoide, porque interage melhor para valores com $\min_A = 0$ e $\max_A = 1$. Caso $\min_A = -1$ e $\max_A = 1$ será mais conveniente utilizar uma função de activação do tipo linear.

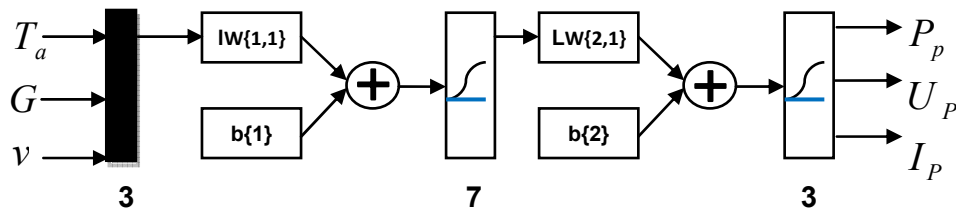


Figura 42- Estrutura da RN que determina $\{P_p, U_p, I_p\}$

No Matlab, o utilizador deve colocar na função de treino (*Training function*) como *TRAINLM* e na função de aprendizagem e adaptação (*Adaption learning function*), como *LEARNGD*.

A RN deve ser treinada por retropropagação. O treino tem como objectivo minimizar o erro quadrático entre o sinal produzido pela rede e o sinal-alvo pretendido, por correcção progressiva dos valores dos pesos da rede.

A função de aprendizagem e adaptação utilizada é a do método do gradiente decrescente.

O gráfico do erro de aprendizagem da RN, para valores de referência de resposta do sistema simulados com geração de valores meteorológicos, encontra-se na figura seguinte:

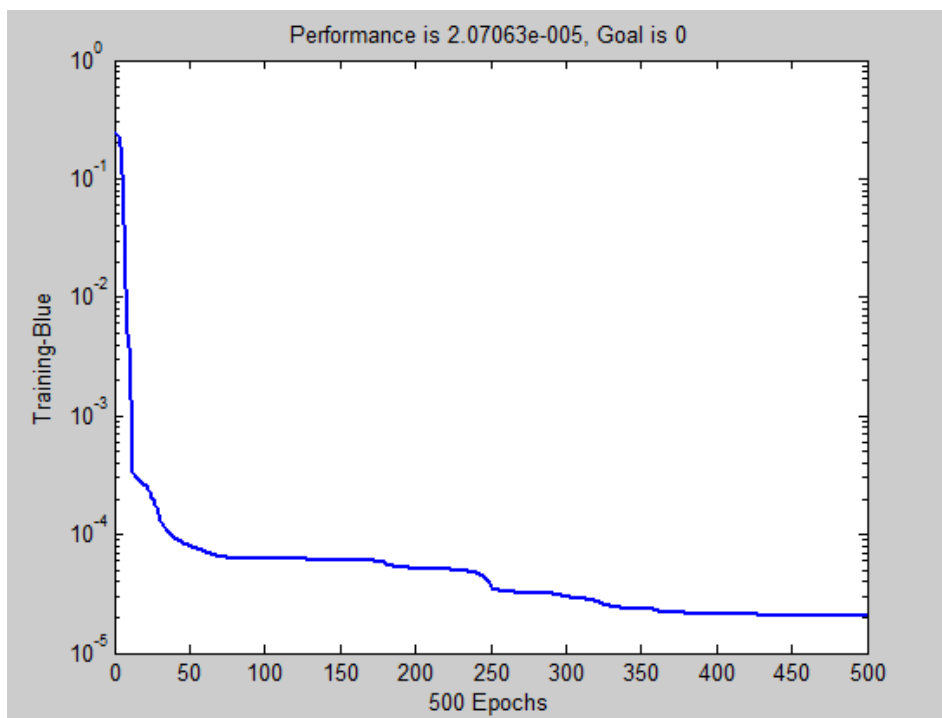


Figura 43- Evolução do erro de treino com o nº de épocas com geração de valores meteorológicos

O gráfico do erro de aprendizagem da RN para valores de referência de resposta do sistema a partir utilização do histórico de valores meteorológicos é o seguinte:

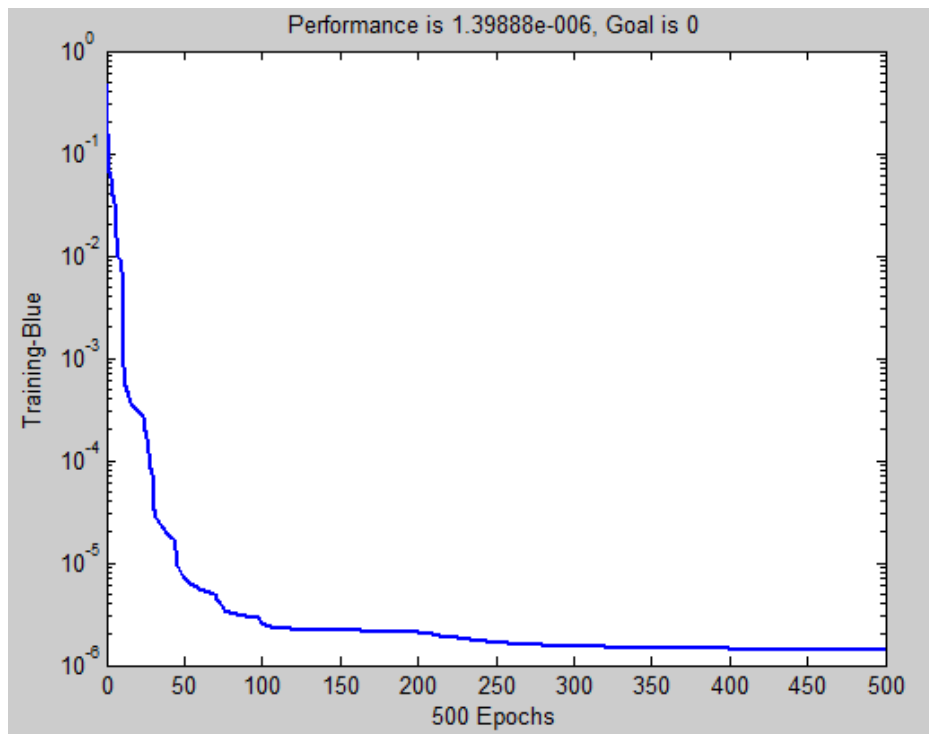


Figura 44- Evolução do erro de treino com o nº de épocas com valores meteorológicos reais

O treino foi efectuado para 500 épocas. Em ambos os casos, constata-se que o erro do treino da rede diminui bastante nas épocas iniciais e, depois, estaciona. É importante perceber que se o utilizador aumentar o nº de épocas, o erro do treino vai diminuir, mas a determinado nº de épocas o erro de validação começa a crescer, mostrando assim que a rede se encontra sobre-adaptada ao conjunto de treino.

4.1.3.Desempenho da RN

Para a RN ter uma boa resposta, não basta apenas ter um baixo erro das variáveis de saída $\{P_p, U_p, I_p\}$ para um determinado conjunto de validação com determinadas condições meteorológicas. A RN tem que ser capaz de ter um baixo erro em quaisquer valores de entrada meteorológicos que sejam sujeitos para o determinado local da instalação.

É necessário que o conjunto de validação seja diferente do conjunto de treino da RN. Só assim é possível perceber se a rede teve uma boa aprendizagem e se será capaz de responder correctamente às condições meteorológicas do local da instalação.

Torna-se, por isso, importante analisar o conjunto de treino, o conjunto de validação e o erro dos valores de referência de resposta do sistema $\{P_p, U_p, I_p\}$.

4.1.3.1.Valores meteorológicos gerados

O conjunto de treino com valores meteorológicos gerados do local da instalação tem uma variação da temperatura ambiente $T_a \in [273,15; 313,15]$ K ou $T_a \in [0; 40]$ °C e o intervalo de valores é $\Delta T_a = 5$ K ou $\Delta T_a = 5$ °C. De igual forma, a radiação global solar varia com $G \in [0; 1400]$ W/m² e com $\Delta G = 100$ W/m². A velocidade do vento tem uma variação de $v \in [0; 9]$ m.s⁻¹ com $\Delta v = 3$ m.s⁻¹. É possível verificar o conjunto nas Figura 45, Figura 46 e Figura 47.

A velocidade do vento nos edifícios é mais reduzida devido à interferência das estruturas dos edifícios. Os valores $\{T_a, G, v\}$ são as entradas do conjunto de treino da RN e $\{P_p, U_p, I_p\}$ são as saídas.

Os intervalos de variação das variáveis atmosféricas podem ser mais estreitos, sendo a RN treinada com um conjunto de treino maior. No entanto, devido à capacidade inteligente de aprendizagem e resposta é possível com um conjunto de treino menor obter um bom desempenho.

Como foi referido anteriormente, a rede tem que ser bem treinada para depois ter uma boa resposta. No entanto, a rede tem que ser testada com um conjunto diferente da qual foi treinada. Quando existe uma grande quantidade de valores num conjunto de treino ou validação, pode-se utilizar a função de distribuição de probabilidade (f.d.p) $f(T_a, \mu, \sigma^2)$ que caracteriza um conjunto de valores de uma grandeza (exemplo: T_a) por um valor médio μ e uma variância σ^2 .

Para validar correctamente o desempenho de uma RN, a curva da função de distribuição de probabilidade, do conjunto de treino e de teste, tem que ter características de μ e σ^2 diferentes.

Os conjuntos de treino com valores meteorológicos gerados $\{T_a, G, v\}$ (total de 288 valores do conjunto) (Figura 45, Figura 46 e Figura 47) apresentam uma frequência de ocorrência de 32, 36 e 72 por valor respectivamente, correspondendo a uma probabilidade de ocorrência de 11,11%, 12,5% e 25%.

Verifica-se que, em ambas as figuras a variação do valor das grandezas $\{T_a, G, v\}$ é maior no conjunto de treino do que conjunto de validação. Assim, a rede é treinada para responder à variação de $\{T_a, G, v\}$ do local da instalação. É possível verificar as diferenças das f.d.p de T_a e G dos dias 10-05-2008 e 06-06-2008 quanto à de μ e σ . A variável atmosférica v tem uma média com valores próximos em ambos os dias do conjunto de teste.

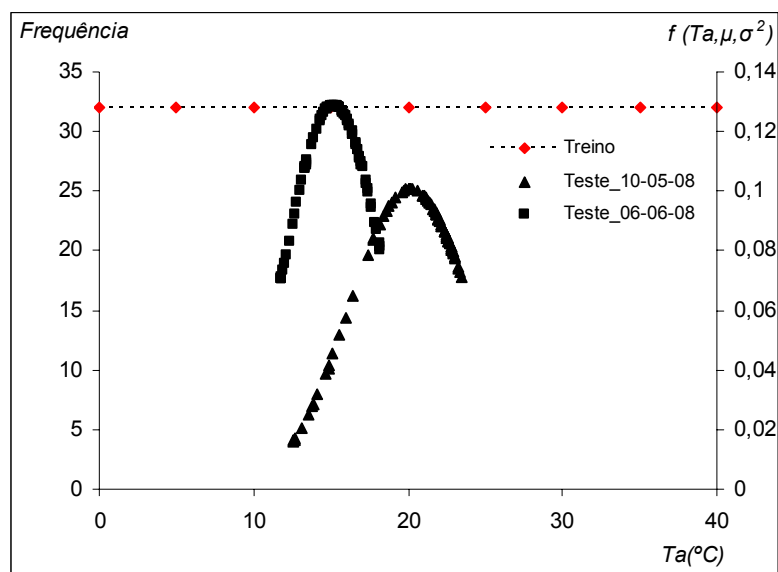


Figura 45- Frequência e $f(T_a, \mu, \sigma^2)$ do conjunto treino gerado e teste de T_a

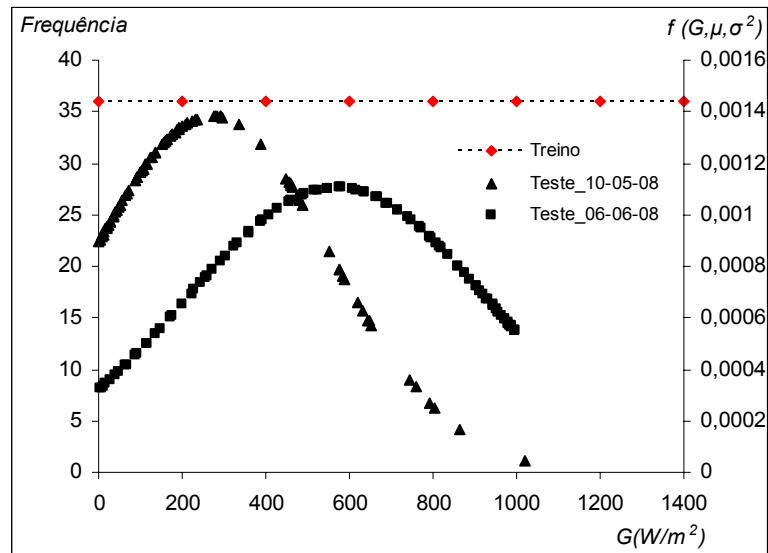


Figura 46- Frequência e $f(G, \mu, \sigma^2)$ do conjunto treino gerado e teste de G

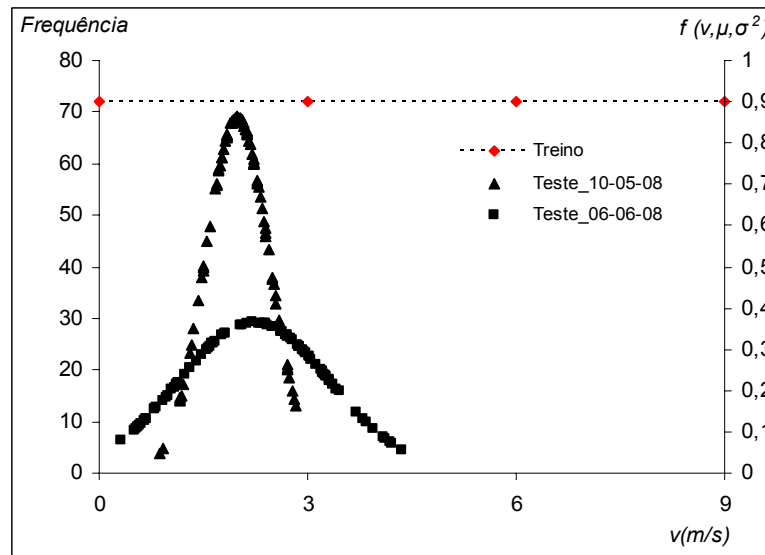


Figura 47- Frequência e $f(v, \mu, \sigma^2)$ do conjunto treino gerado e teste de v

4.1.3.2. Histórico de valores meteorológicos

O conjunto de treino com histórico de valores meteorológicos tem de entradas da rede $\{T_a, G, v\}$ e saídas $\{P_p, U_p, I_p\}$ referentes aos valores meteorológicos da FEUP do dia 20-03-2008 até 08-04-2008 em intervalos de 10 minutos. Apesar do conjunto de treino ser pequeno, dá a conhecer o comportamento da rede.

Nas Figura 48 e Figura 49 verificam-se as diferenças nas curvas da f.d.p do conjunto de treino e teste. Em contrapartida, na Figura 50 verifica-se que as curvas da f.d.p do conjunto de treino e teste são idênticas com uma média de 2 m/s. Tal facto, deve-se à influência dos edifícios. Além disso, a velocidade do vento é uma variável atmosférica que tem menor influência no ponto de funcionamento do sistema.

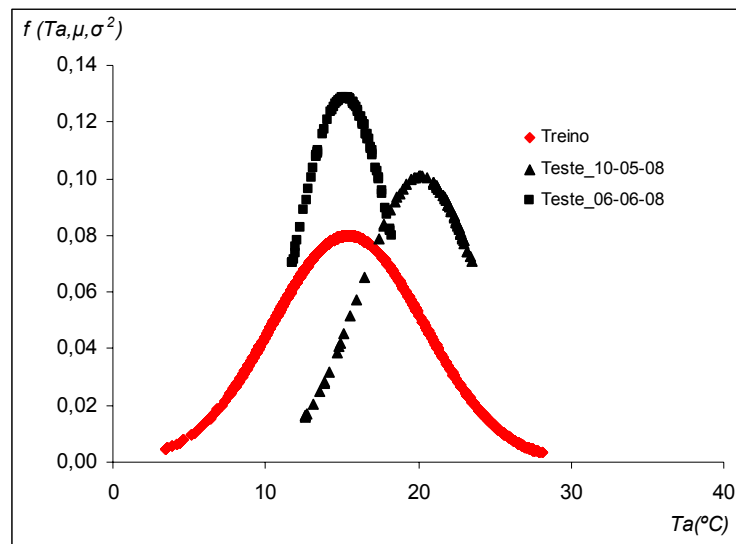


Figura 48- $f(T_a, \mu, \sigma^2)$ do conjunto treino e teste do histórico de valores de T_a

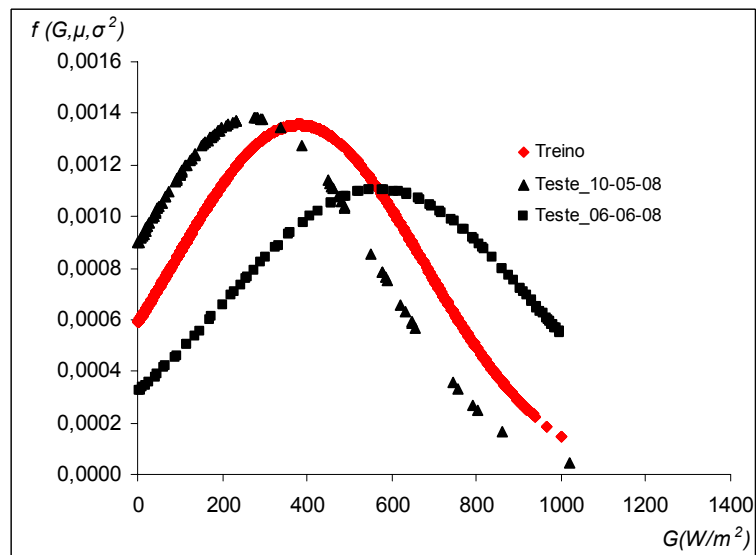


Figura 49- $f(G, \mu, \sigma^2)$ do conjunto treino e teste do histórico de valores de G

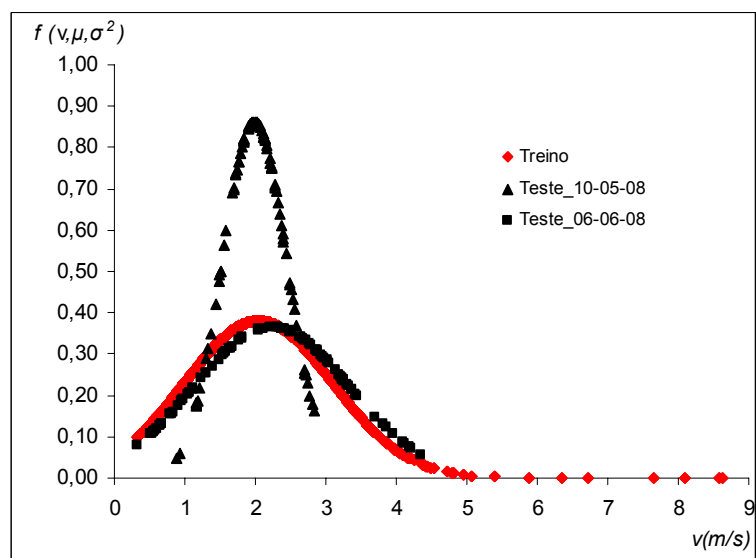


Figura 50- $f(v, \mu, \sigma^2)$ do conjunto treino e teste do histórico de valores de v

4.1.3.3. Análise do conjunto de validação

Para validar o desempenho da RN é utilizado o conjunto de validação com as variáveis de entrada $\{T_a, G, v\}$ de dois dias: o dia 10-05-2008 e do dia 06-06-2008, em intervalos de 10 minutos.

O conjunto de validação apresenta características de radiação diferentes. O dia 06-06-2008 apresenta um dia pouco nublado e o dia 10-05-2008 trata-se de um dia bastante nublado e com grande variação da radiação solar durante o dia, como é possível observar nas Figura 51 e Figura 52.

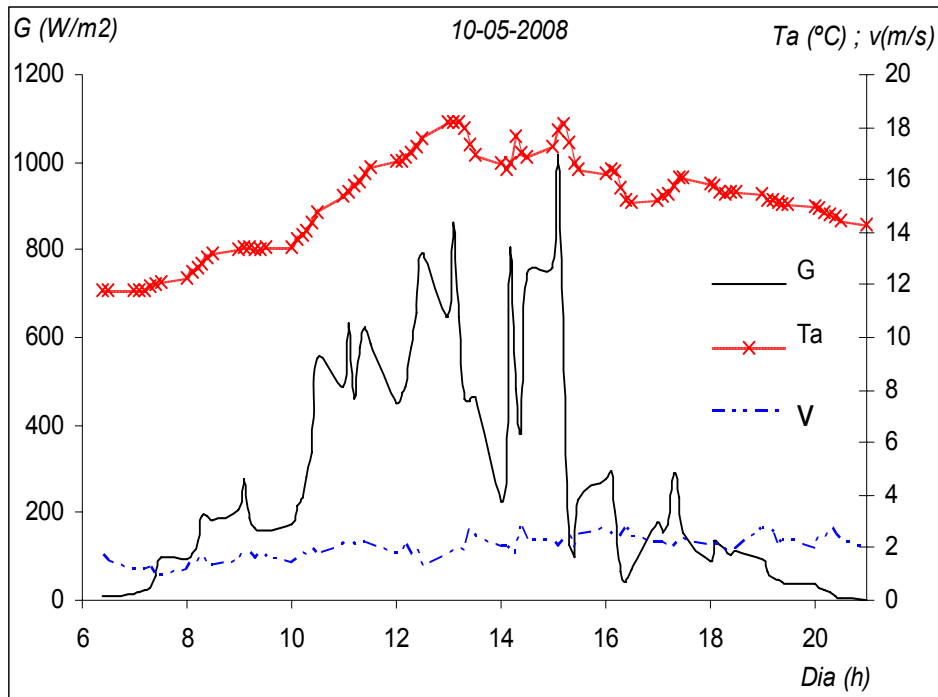


Figura 51- Radiação solar G, temperatura ambiente Ta e velocidade do vento v no dia 10-05-2008 (FEUP)

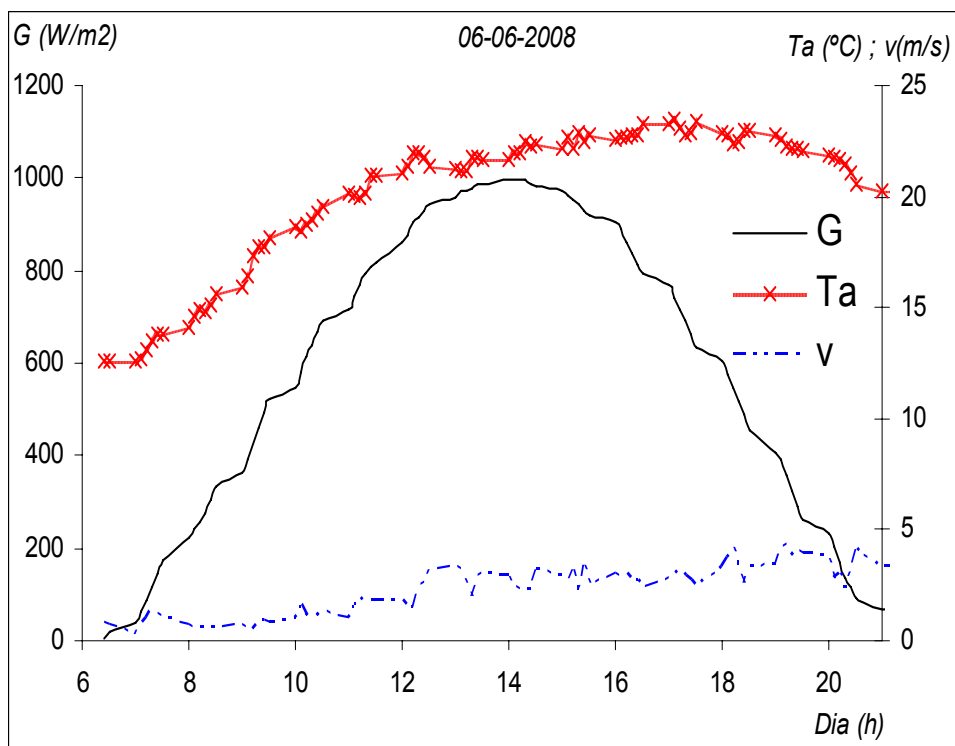


Figura 52- Radiação solar G, temperatura ambiente Ta e velocidade do vento v no dia 06-06-2008 (FEUP)

4.1.3.4.Resposta do Sistema

Nas figuras seguintes é apresentado o gráfico dos valores de referência da resposta do sistema com valores meteorológicos gerados $\{P_p, U_p, I_p\}$ resultante da resposta da RN. E também o gráfico dos valores medidos $\{P_m, U_m, I_m\}$ do conjunto de validação dos dias 10-05-2008 e 06-06-2008. A resposta da RN com valores de referência de resposta do sistema $\{P_p, U_p, I_p\}$ com utilização do histórico de valores meteorológicos está no anexo B.

O dia 06-06-2008, na Figura 52, apresenta um dia pouco nublado, verificando-se uma curva de radiação solar quase perfeita (parábola). É possível verificar pelo gráfico da Figura 53, que os pontos de potências previstas P_p acompanham a curva da potência medida P_m . Na Figura 54, também se verifica que U_p intercepta praticamente U_m . Verifica-se uma certa discrepância de U_p e U_m pelas 20h30 de 06-06-2008 para valores $P_m \cong 0$. Os valores de I_p e I_m comporta-se da mesma forma que P_p e P_m .

O dia 10-05-2008, na Figura 51, é um dia bastante nublado, verificando-se uma grande variação da radiação solar durante o dia. Apesar da elevada variação de G , a P_p acompanha a curva da potência medida P_m , como é possível constatar no gráfico da Figura 56. Na Figura 57, U_p intercepta praticamente U_m . Verifica-se uma certa discrepância de U_p e U_m para valores $P_m \cong 0$. Os valores de I_p e I_m comportam-se da mesma forma que P_p e P_m .

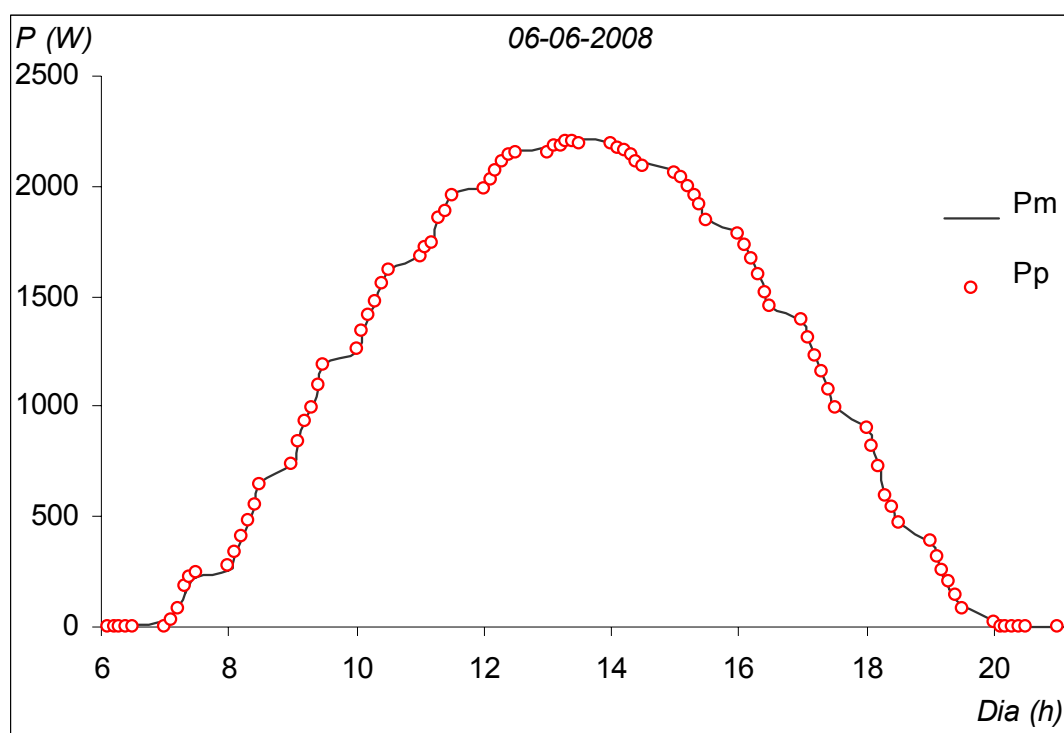


Figura 53- Potência medida P_m e prevista P_p (simulação dos valores meteorológicos) no dia 06-06-2008

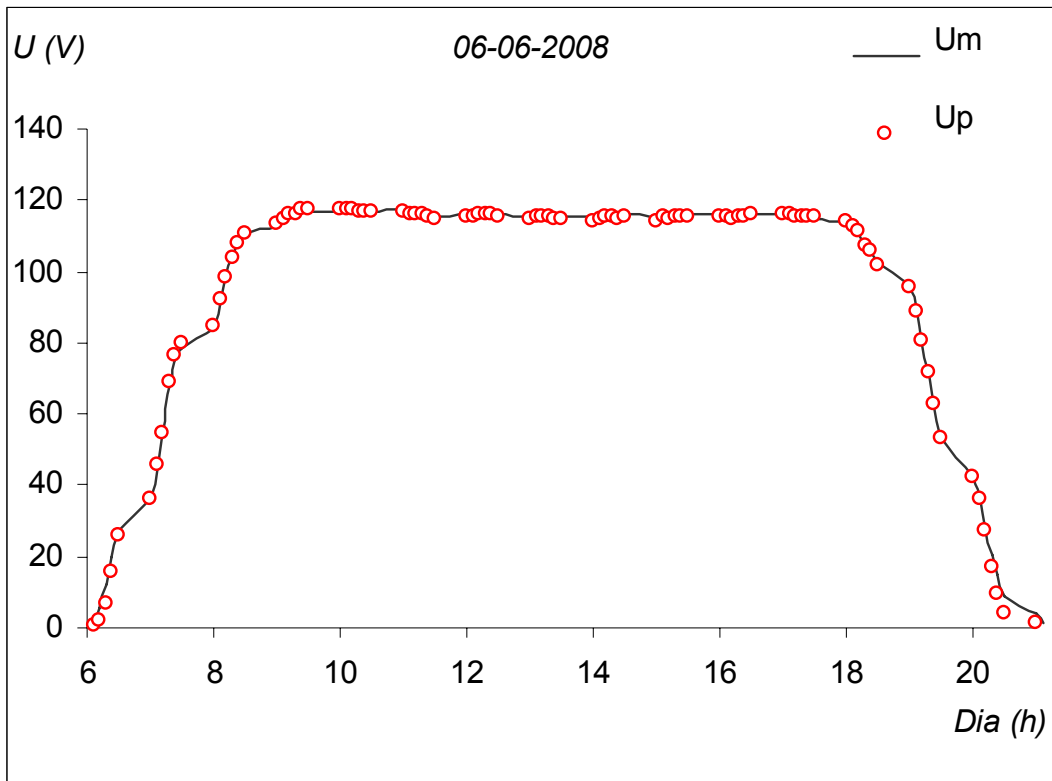


Figura 54- Tensão medida U_m e prevista U_p (simulação dos valores meteorológicos) no dia 06-06-2008

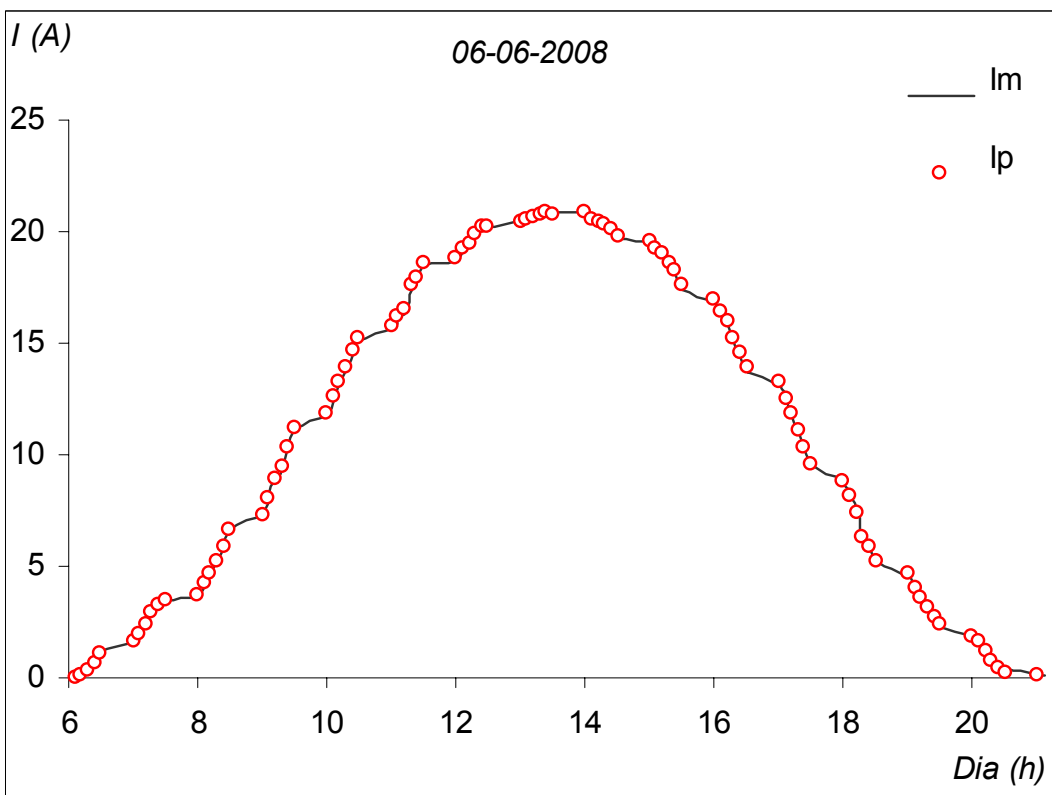


Figura 55- Corrente medida I_m e prevista I_p (simulação dos valores meteorológicos) no dia 06-06-2008

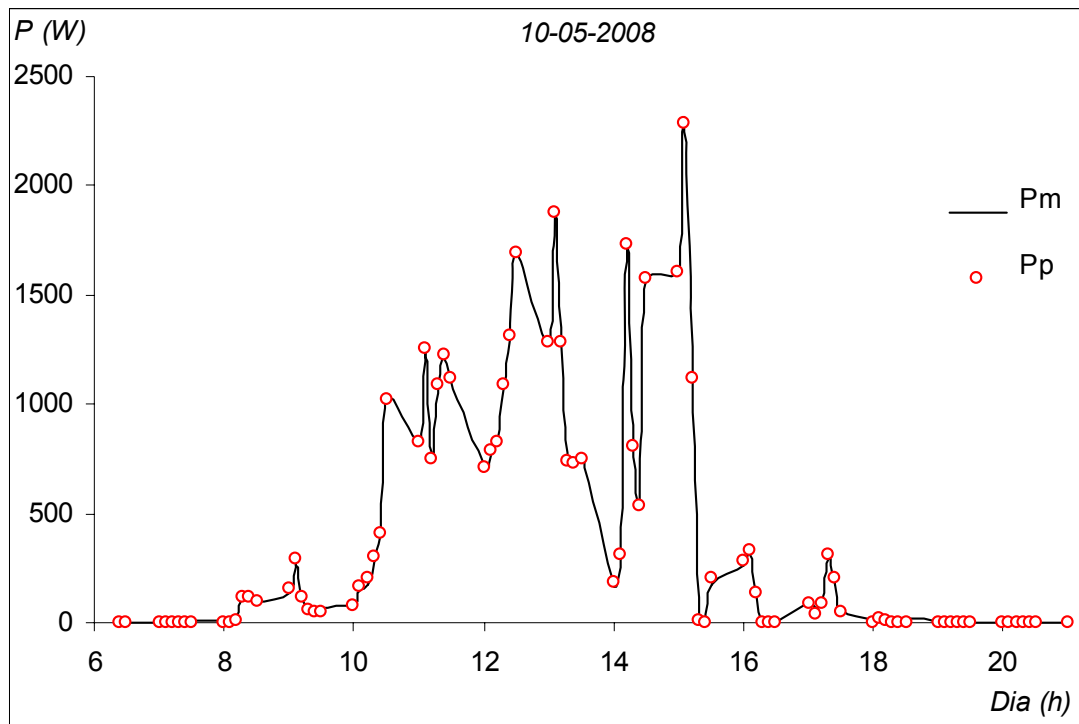


Figura 56- Potência medida P_m e prevista P_p (simulação dos valores meteorológicos) no dia 10-05-2008

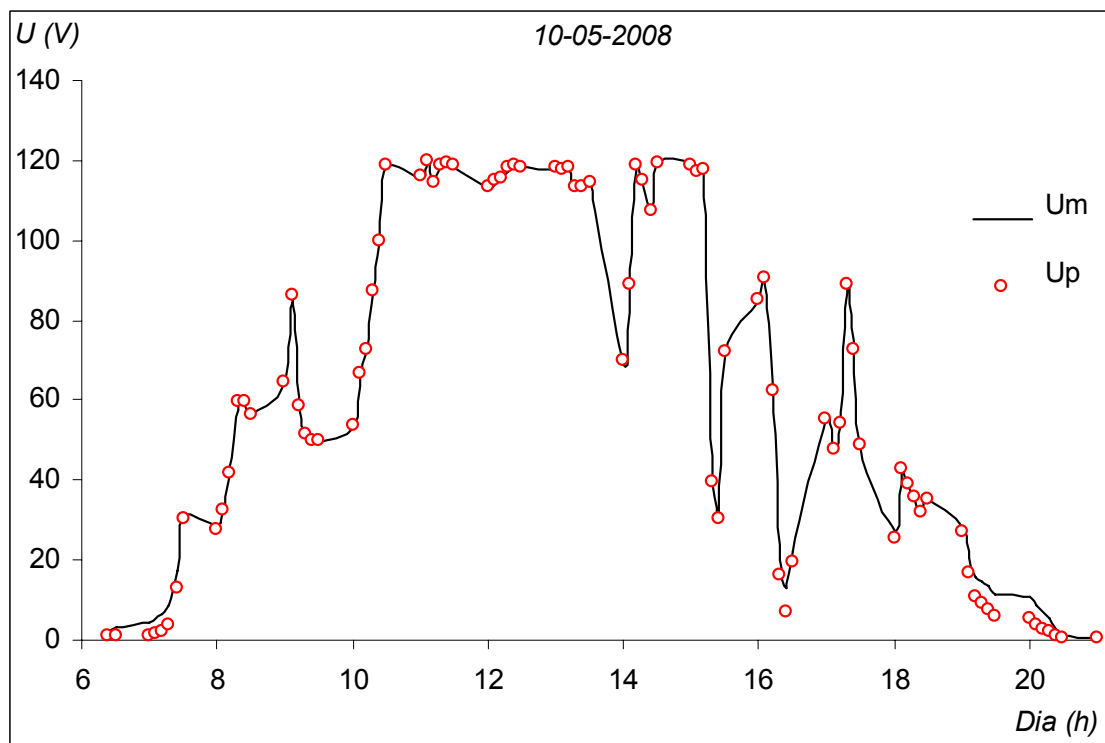


Figura 57- Tensão medida U_m e prevista U_p (simulação dos valores meteorológicos) no dia 10-05-2008

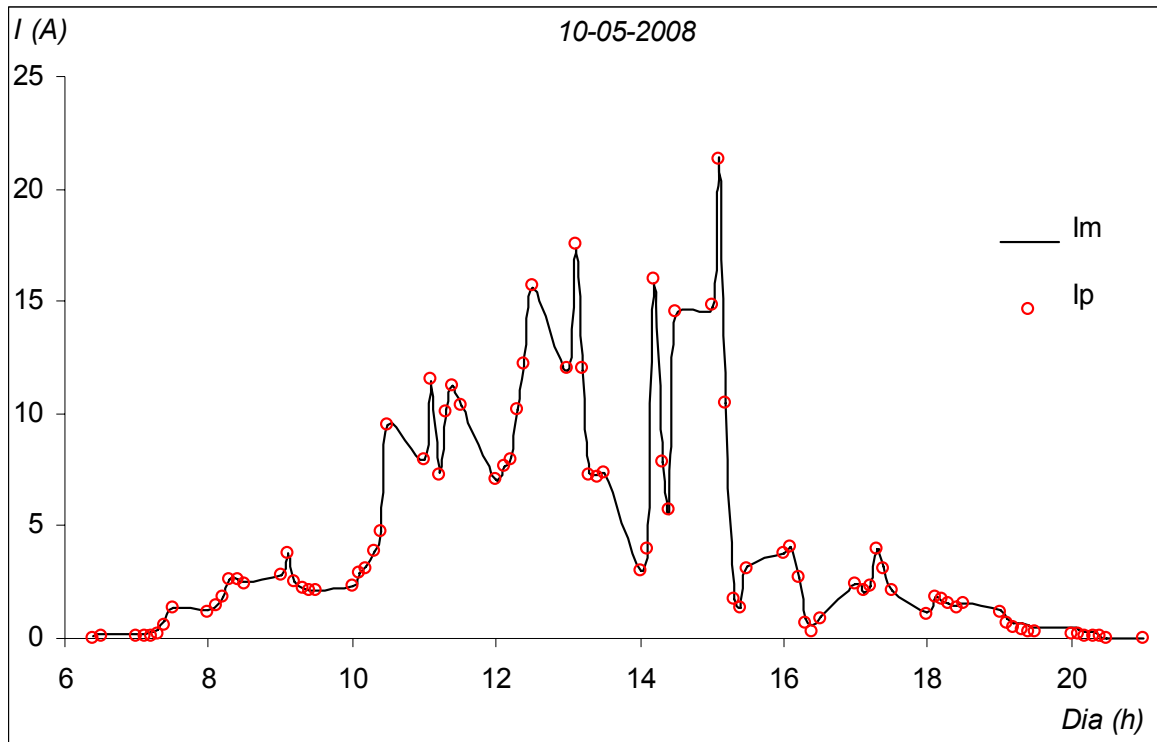


Figura 58- Corrente medida I_m e prevista I_p (simulação dos valores meteorológicos) no dia 10-05-2008

4.1.3.5. Análise da distribuição do erro

Nas Figura 59, Figura 60 e Figura 61 é possível analisar as distribuições de probabilidade (f.d.p) dos erros da resposta da RN, mas apenas os valores de referência da resposta do sistema obtidos a partir da geração dos valores meteorológicos. Os restantes gráficos da distribuição de probabilidade estão no anexo B.

O erro médio absoluto percentual (MAPE) da potência eléctrica é calculado a partir da seguinte expressão:

$$MAPE(P) = \left| \frac{P_m - P_p}{P_m} \right| \quad (4.1.3.5.1)$$

O MAPE máximo ocorrido na resposta da RN ao conjunto de validação para valores de tensão e corrente são respectivamente 1,18% e 1,41%. Ambos com baixa probabilidade de ocorrência.

O MAPE máximo da potência é de 12,74%, sendo este um erro considerável, no entanto, a probabilidade do MAPE da potência ser superior a 3% é de apenas 6%.

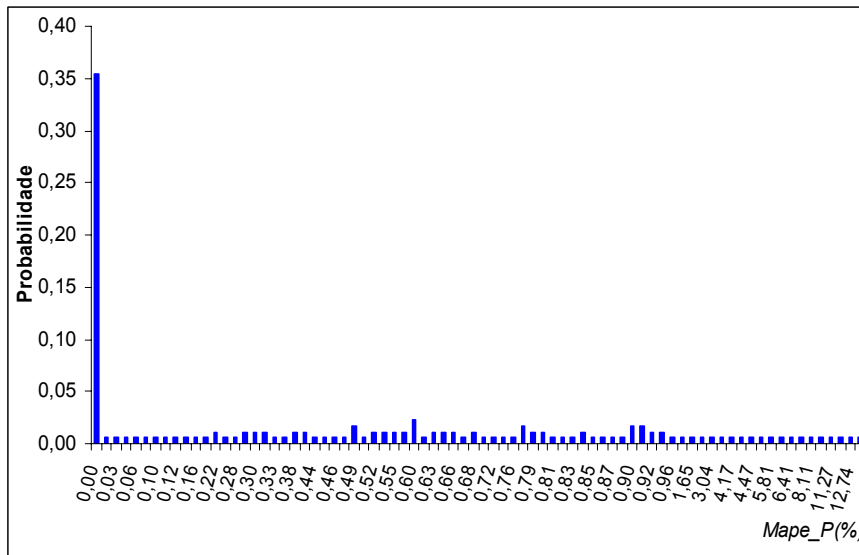


Figura 59- F.d.p do erro de resposta da RN para valores de Potência

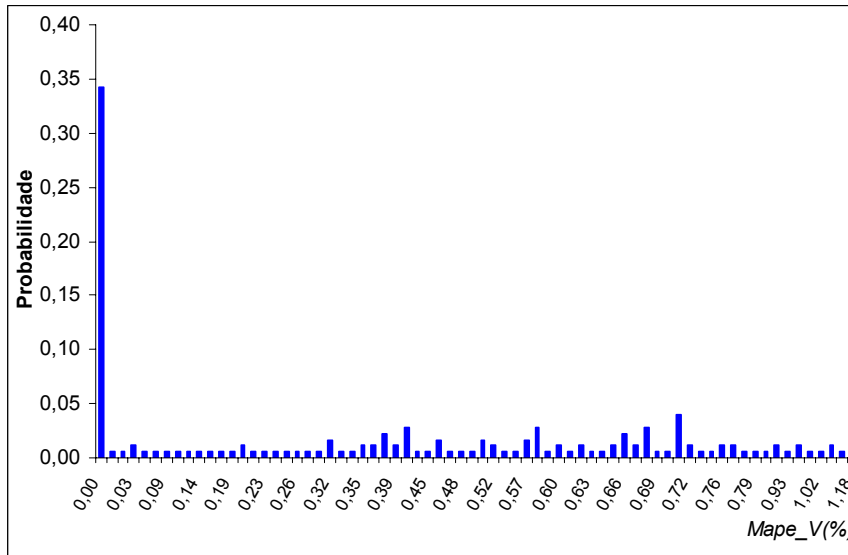


Figura 60- F.d.p do erro de resposta da RN para valores de Tensão

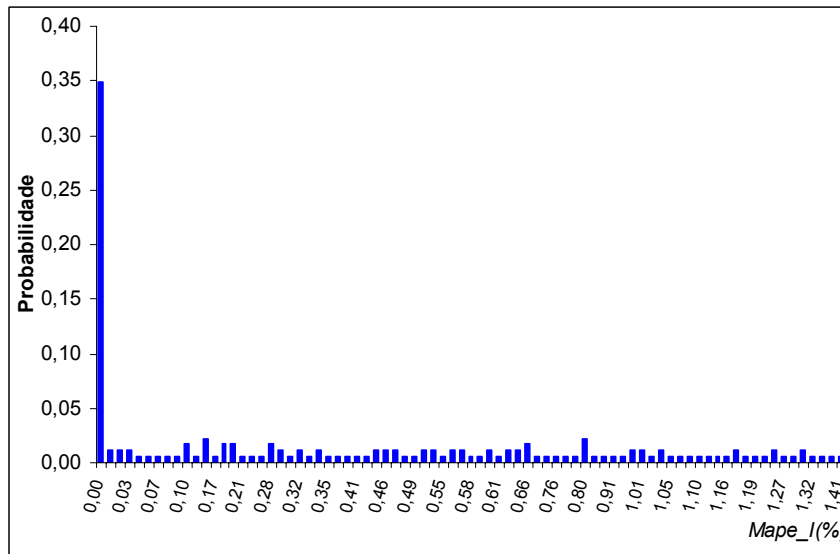


Figura 61- F.d.p do erro de resposta da RN para valores de corrente

	Meteorologia do Histórico			Meteorologia do Simulador		
	U_p	I_p	P_p	U_p	I_p	P_p
10-05-2008	0,26%	0,27%	0,53%	0,25%	0,32%	1,83%
06-06-2008	0,06%	0,01%	0,43%	0,44%	0,46%	1,47%

Tabela 1- MAPE médio da resposta da RN treinada com valores históricos e gerados de meteorologia

A partir da Tabela 1, conclui-se que os MAPE menores ocorrem quando se utiliza históricos de valores meteorológicos do local da instalação para treinar a RN. Contudo, treinar a RN com valores meteorológicos simulados é um processo a ser considerado pelo utilizador, visto que também apresenta baixo MAPE e os dados meteorológicos são facilmente obtidos.

4.2.Valores de referência experimentais e o modelo de ajuste

Na realização deste trabalho utilizou-se valores de referência do sistema simulados devido aos meios técnicos disponíveis serem insuficientes e assim não ter valores de referência experimentais.

No entanto, pretendo fazer uma breve abordagem aos valores de referência experimentais do sistema e a de um possível modelo de ajuste entre os valores de referência simulados e experimentais, para assim, dar alguma sugestão a uma possível tese que possa surgir relacionada com este tema.

Na altura em que vai ser implementada a instalação é difícil ter valores de referência experimentais do sistema de microgeração e com características atmosféricas idênticas, por isso, inicialmente, para criar a ferramenta de detecção de avarias, é necessário recorrer a valores simulados. Contudo, à medida que o sistema FV funciona surge um histórico de valores medidos do sistema. A partir do histórico dos valores medidos é possível criar um modelo que ajuste entre os valores simulados e os experimentais, permitindo assim uma minimização do erro dos valores de referência do sistema; uma vez que, por muito aproximado que seja o modelo ao sistema FV, existem sempre erros.

5. Detecção de avarias

5.1. Condições normais de funcionamento

Num sistema de microgeração fotovoltaica em condições normais de funcionamento, a potência prevista P_p deve ser aproximadamente igual a P_m , ou seja, $P_p / P_m \cong 1$. No entanto, como é possível verificar na tabela 1 os MAPE são bastante reduzidos, logo podemos considerar $P_p / P_m = 1$.

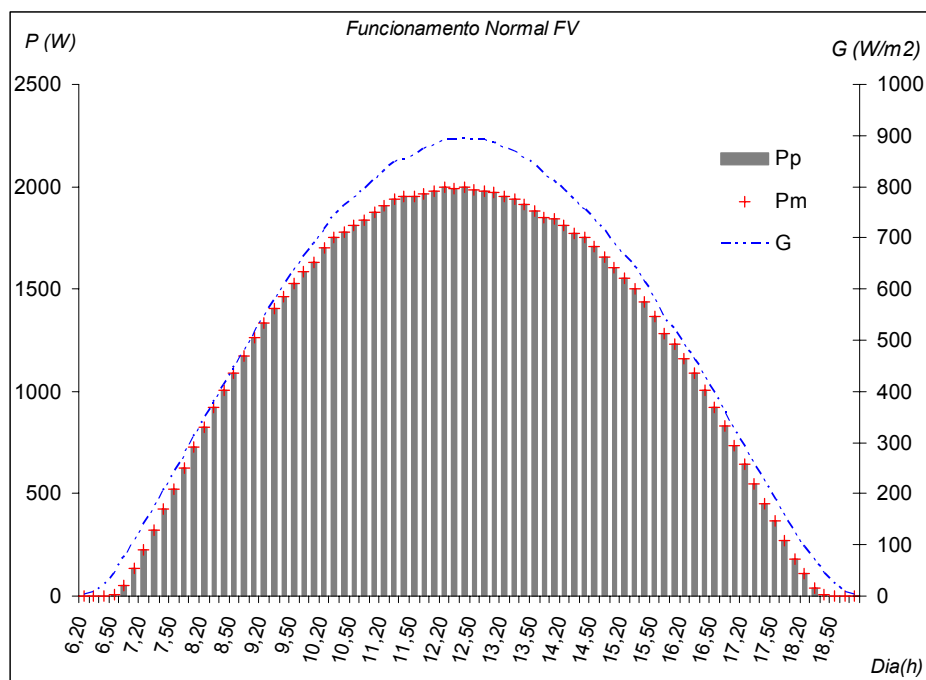


Figura 62- P_p e P_m de um sistema FV em normal funcionamento

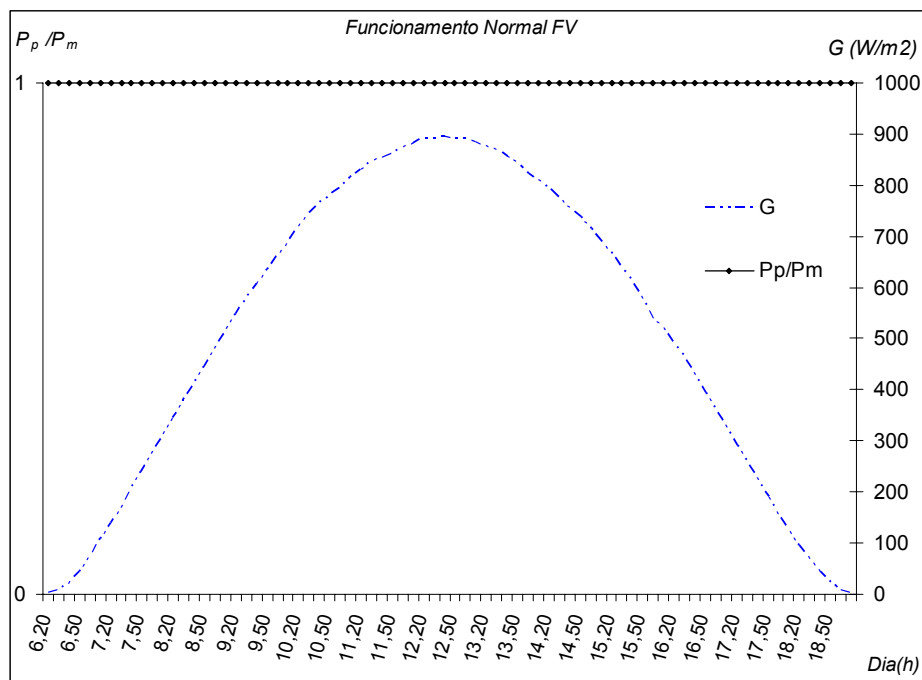


Figura 63- P_p / P_m de um sistema FV em normal funcionamento

A RN identifica facilmente um normal funcionamento visto que é uma recta horizontal de valor constante $P_p / P_m = 1$ como é possível visualizar no gráfico da Figura 63.

5.2. Sujidade

Quando a instalação de microgeração é recente, o proprietário inicialmente tem tendência a limpar os painéis FV. Pretende que a produção FV não diminuía devido às partículas que se acumulam nos módulos e que criam perdas de energia devido à sujidade. Com o passar do tempo e devido à inacessibilidade dos módulos, normalmente este tipo de manutenção (limpeza) fica um pouco esquecida. Também há desconhecimento por parte do explorador da instalação do “timing” correcto de limpeza dos módulos, visto que a acumulação de partículas depende da localização geográfica, do tipo de local (rural ou urbano) e também da precipitação, no local, durante o ano.

A sujidade nos módulos cria perdas de rendimento significativas, existindo assim a necessidade de detecção da anomalia para que o explorador da instalação proceda à limpeza.

O utilizador deve, portanto, treinar a RN de detecção de sujidade com dois limites de sujidade: $\eta_{SUJ_{min}}$ e $\eta_{SUJ_{max}}$. O $\eta_{SUJ_{min}}$ é o valor da diminuição de rendimento mínimo provocado pela sujidade nos módulos. O $\eta_{SUJ_{max}}$ é o valor da diminuição de rendimento máximo provocado pela sujidade nos módulos.

Na Figura 64 podemos analisar o gráfico da P_p/P_m com $\eta_{SUJ_{min}}$ e P_m com $\eta_{SUJ_{max}}$.

A RN considera uma necessidade de limpeza quando os valores de diminuição de rendimento estão entre $\eta_{SUJ_{min}}$ e $\eta_{SUJ_{max}}$. Para valores inferiores a $\eta_{SUJ_{min}}$ a rede considera que ainda não é necessária a limpeza dos painéis e para valores superiores a $\eta_{SUJ_{max}}$ não é considerada sujidade, mas uma avaria a ser detectada por outra RN.

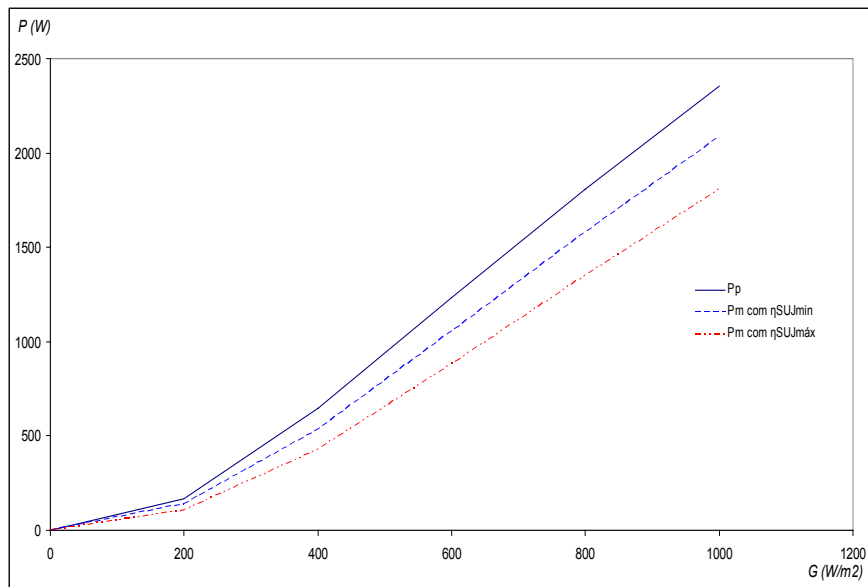


Figura 64- Potência prevista e potência medida com sujidade ($T_a=298,15\text{ K}$ e $v=0$)

Podemos verificar que os gráficos da Figura 64 não são uma recta. Isto deve-se ao facto de T_c variar com a radiação, provocando distorção das rectas da potência gerada.

O gráfico da Figura 65, mostra como a RN de detecção de sujidade deve responder. Caso o utilizador considere que a $\eta_{SUJ_{min}}=10\%$ e $\eta_{SUJ_{máx}}=20\%$, então P_p/P_m com $\eta_{SUJ_{min}}=1+\eta_{SUJ_{min}}=1,1$ e P_p/P_m com $\eta_{SUJ_{máx}}=1+\eta_{SUJ_{máx}}=1,2$, respectivamente.

A RN deve ser treinada com a topologia da Figura 66. A função de activação dos neurónios em ambas as camadas é sigmoide.

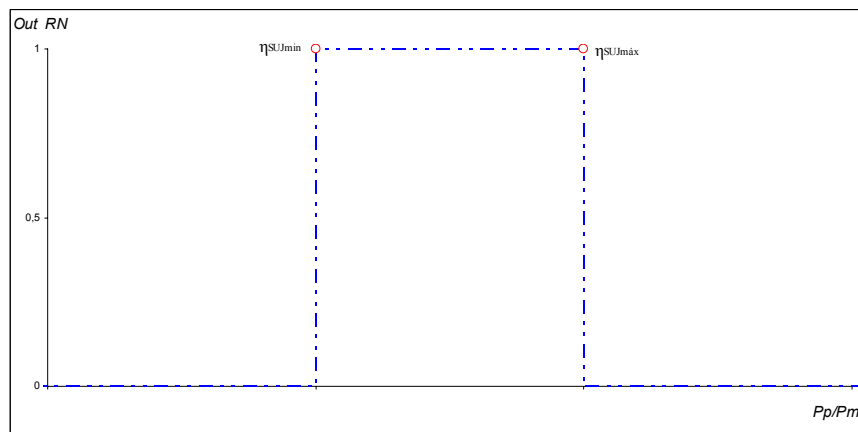


Figura 65- Resposta da Rede Neuronal de detecção sujidade

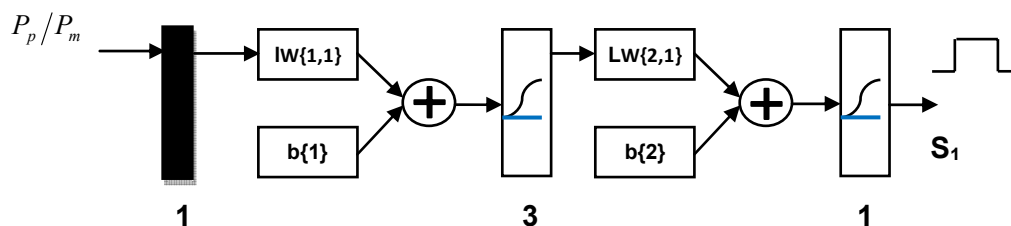


Figura 66- Topologia da RN de detecção sujidade de detecção sujidade

5.3. Sombreamento integral

A microgeração fotovoltaica deve ser instalada num local em que não exista sombreamentos. Mesmo nos locais mais altos, como nos telhados, podem existir problemas de sombreamentos nas alturas do ano em que a elevação solar é menor (inverno).

Partindo do princípio que o sistema fotovoltaico é correctamente instalado, pode também surgir risco de sombreamento no período de duração de vida da instalação (cerca 20 anos). Edifícios, árvores e outros obstáculos podem diminuir, consideravelmente, a taxa de rentabilidade da microgeração.

Podem existir dois tipos de sombreamentos: sombreamento integral ou parcial dos módulos. O sombreamento parcial dos módulos vai ser analisado mais à frente, na análise de saída de séries e paralelos de módulos.

Nos sistemas de microgeração a radiação incidente nos módulos é a radiação global, ou seja, a radiação directa mais a radiação difusão. O albedo é praticamente desprezável devido à localização dos painéis no telhado.

Ao ocorrer um sombreamento integral ou total, os módulos deixam de ter radiação do tipo directa e ficam a ter apenas radiação difusa. Além disso, como o obstáculo que cria o sombreamento é por norma imóvel, acontece que o sombreamento vai ocorrer às mesmas horas dos dias.

Do software RETScreen retira-se a irradiação média global diária em plano horizontal, do mês de Julho e Dezembro, no Porto. Com a latitude e a inclinação óptima é possível determinar os gráficos das figuras Figura 67 e Figura 68. O mês de Julho tem uma radiação difusa, que corresponde a 31% do valor da radiação total, enquanto no mês de Dezembro a radiação difusa é 49% do valor da radiação total.

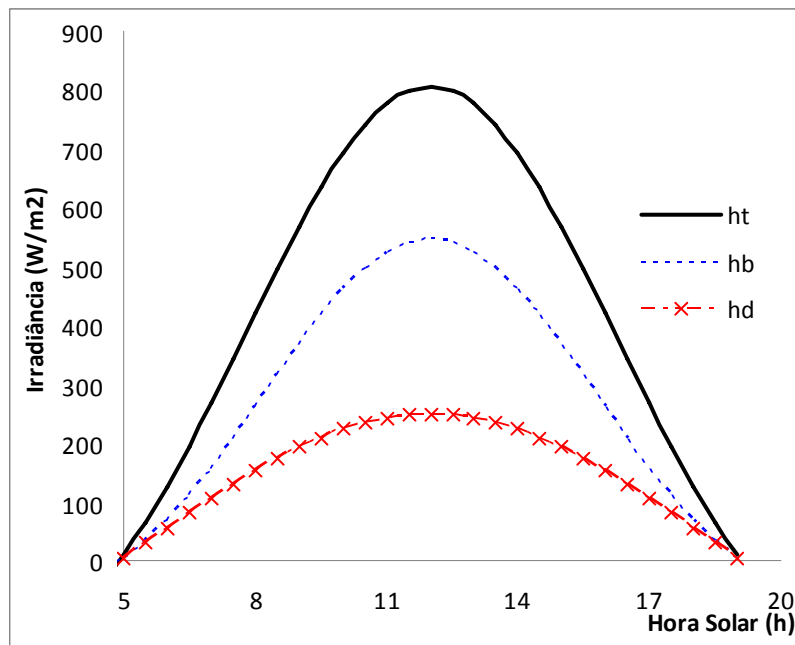


Figura 67- Total (h_t), Directa (h_b) e Difusa (h_d) média do mês de Julho no Porto

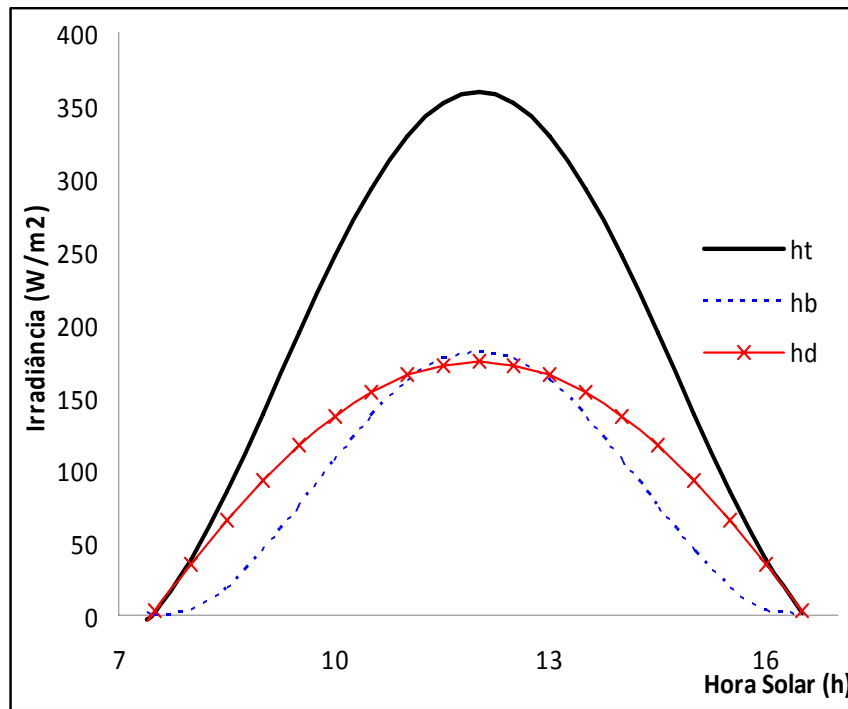


Figura 68- Irradiância Total (h_t), Directa (h_b) e Difusa (h_d) média do mês de Dezembro no Porto

Na figura seguinte, temos um gráfico em que ocorre um sombreamento das 10h às 12h. Verifica-se que no intervalo de tempo em que existe o sombreamento, a potência medida P_m reduz-se significativamente, visto que os painéis ficam sujeitos apenas a uma radiação com a componente difusa.

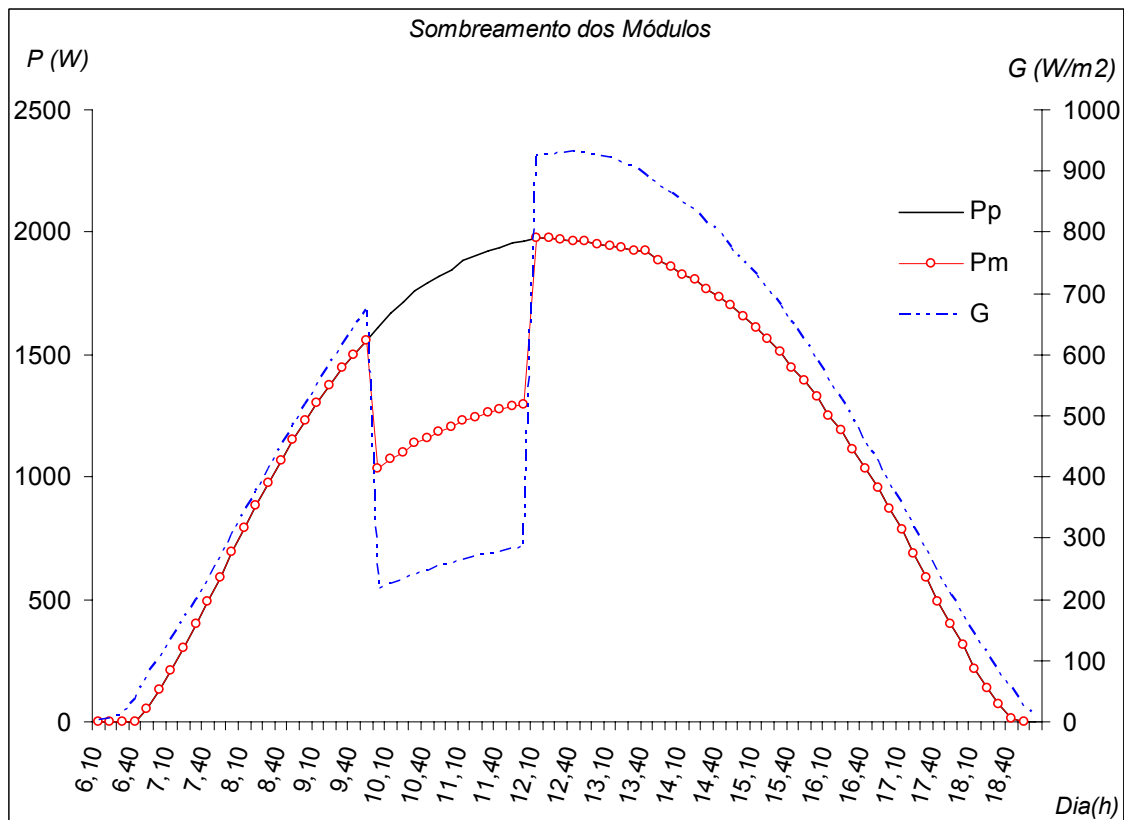


Figura 69- P_p e P_m na ocorrência de um sombreamento integral

Sabendo que, quando existe um sombreamento total dos módulos estes ficam apenas sujeitos à radiação difusa h_d , e, sabendo quais os valores mínimos e máximos da radiação difusa do local da instalação, significa que pode-se treinar uma RN para determinar se a anomalia existente, se deve a um sombreamento integral dos painéis.

O gráfico da Figura 70 mostra como a RN de detecção de sombreamento deve responder. Esta é treinada para ter como saída 1 quando os valores P_p/P_m estão entre intervalos de valor mínimo de radiação difusa $\eta_{hd_{\min}}$ e máximo $\eta_{hd_{\max}}$. Quando os valores P_p/P_m estiverem fora dos limites anteriores, a rede tem como saída 0.

É necessário utilizar uma rede neuronal, porque a radiação vai afectar a temperatura dos módulos e, sucessivamente, a produção de forma não linear. Uma resposta contínua condicional do tipo $P_p \times \eta_{hd_{\min}} \leq P_m \leq P_p \times \eta_{hd_{\max}}$ não é capaz de detectar um sombreamento.

A RN deve ser treinada com a topologia da Figura 71. A função de activação dos neurónios que tem uma melhor resposta é a função sigmoide nas duas camadas. A primeira camada é constituída por 3 neurónios, enquanto a segunda tem apenas um. A RN tem como entrada P_p/P_m .

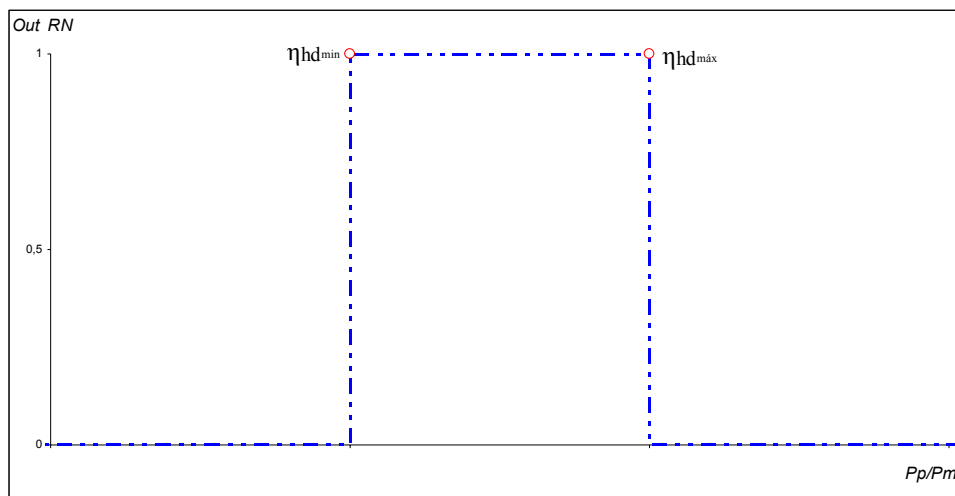


Figura 70- Resposta da Rede Neuronal de detecção de sombreamento

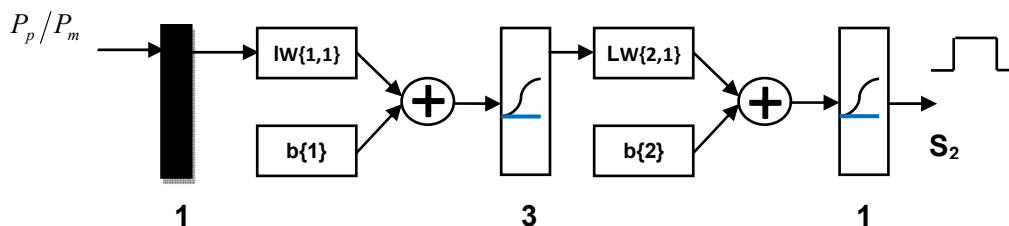


Figura 71- Topologia da RN de detecção sujidade de detecção sombreamento

5.4. Saída de séries e paralelos de módulos

Quando ocorre um curto-circuito ou sombreamento numa ou mais séries, ou em módulos das fileiras, os restantes módulos poderão continuar a funcionar sem serem perturbados. Os díodos de bloqueio em série com as fileiras e os díodos de passo em paralelo com os módulos evitam que os módulos ou fileiras passem a ser percorridas por correntes inversas.

Normalmente, um gerador FV é constituído por módulos com as mesmas características técnicas, de forma a minimizar as perdas de potência do sistema. A partir da Figura 72 é possível verificar como se comporta a tensão e corrente do gerador FV com a saída de serviço de n fileiras e (ou) com saída de k módulos paralelos das fileiras. Este gerador é constituído por $n = 5$ fileiras

(séries) com $k=4$ módulos por cada fileira. Considera-se que está sujeito a uma radiação G de 1000 W/m^2 e uma temperatura de célula constante de 25°C .

Analisando os gráficos da Figura 72 verificam-se as seguintes relações:

$$\circ \frac{I_n}{I_{n-s}} \cong \frac{n}{n-s}, \text{ se sair 2 fileiras } s=2, \text{ vem que } \frac{I_n}{I_{n-s}} \cong \frac{5}{5-2} \cong \frac{5}{3}.$$

$$\circ \frac{U_k}{U_{k-p}} \cong \frac{k}{k-p}, \text{ se em cada fileira sair um módulo } p=1, \text{ vem que } \frac{U_k}{U_{k-p}} \cong \frac{4}{4-1} \cong \frac{4}{3}.$$

Apesar das expressões anteriores apresentarem boas aproximações, estas não apresentam um valor exacto. Na Figura 72 pode verificar-se que com a saída de n fileiras e k paralelos de módulos, o coeficiente de forma do “joelho” da curva muda devido à alteração da resistência em série e paralela equivalente do gerador.

De forma a analisar melhor a saída de fileiras e paralelos dos módulos, simula-se esta anomalia durante um dia de radiação solar como é apresentado na Figura 73. Como era de esperar, na ocorrência da anomalia as potências diminuem bastante dependendo do número de módulos que saem de serviço.

A Figura 74 apresenta as mesmas anomalias do que a Figura 73. As diferenças é que se pretende analisar as relações dos valores de V_p/V_m e de I_p/I_m com a saída de n fileiras e k paralelos de módulos. Verifica-se que os valores V_p/V_m e de I_p/I_m obtidos estão bastante próximos dos valores exactos, à excepção de $k=3$ (saída de 3 módulos por fileira) para valores baixos da potência nominal do gerador. Se $P_m < 10 \% P_n$, a expressão 2 deixa de ser válida porque os valores obtidos de V_p/V_m

deixam de aproximadamente igual aos valores exactos de $\frac{U_k}{U_{k-p}}$.

Após análise de vários valores obtidos e exactos, verifica-se que os valores obtidos se afastam no máximo 4% dos valores exactos. Vou, então, considerar um intervalo tolerância Δ de 4% dos valores exactos.

É também importante confirmar a anomalia, senão existirão análises precipitadas. Os dados da Figura 74 têm valores de 10 em 10 minutos. Defini como f o nº de ocorrências de anomalias. Considerei que o número de ocorrências necessárias para ser confirmado a anomalia é f_T . Considerei $f_T=6$ (1h) no meu exemplo, visto que dá a confirmação necessária para este tipo de anomalias.

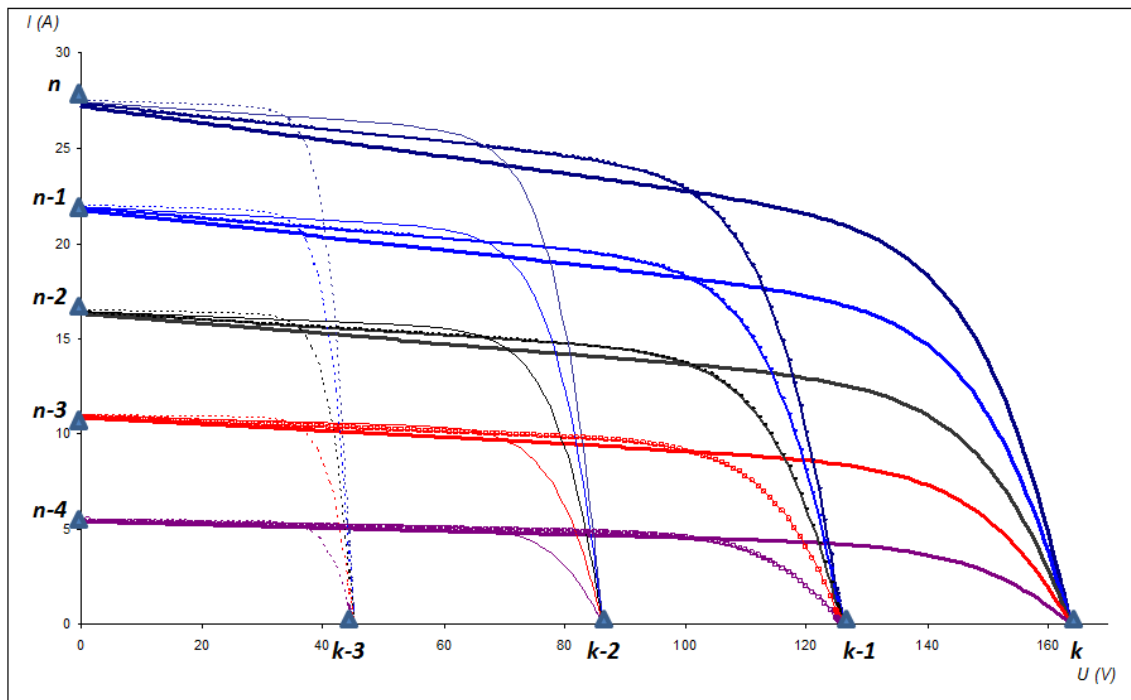
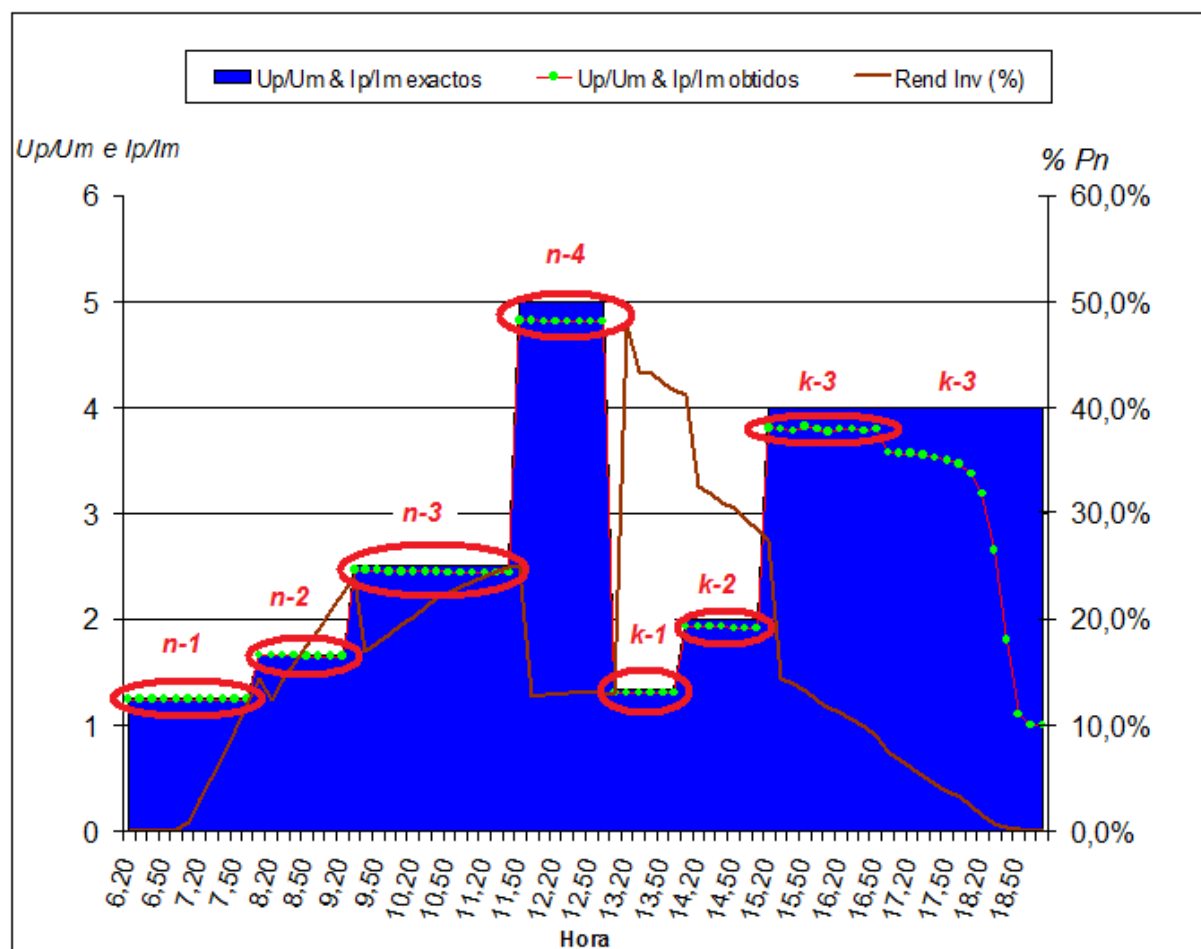
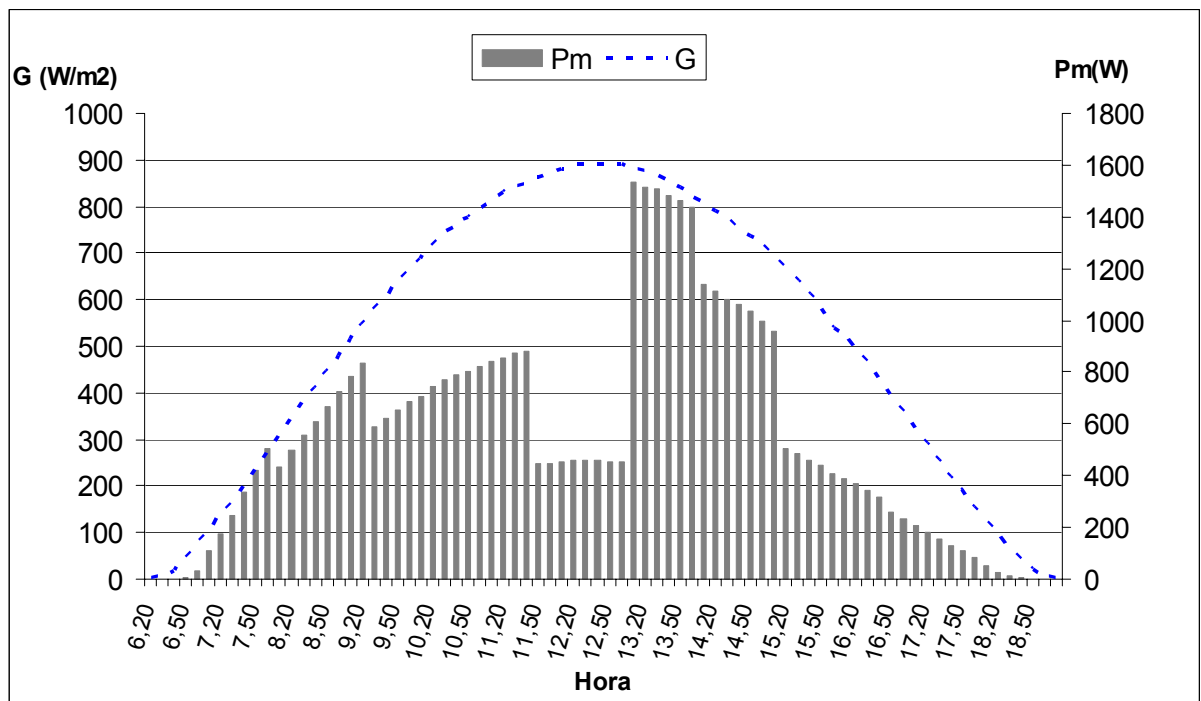


Figura 72- Característica da tensão e corrente do gerador FV com a saída de n fileiras e k paralelos de módulos



A anomalia de saída de fileiras e paralelos de módulos vai ser modelizada pela análise de resposta contínua com base no seguinte esquema:

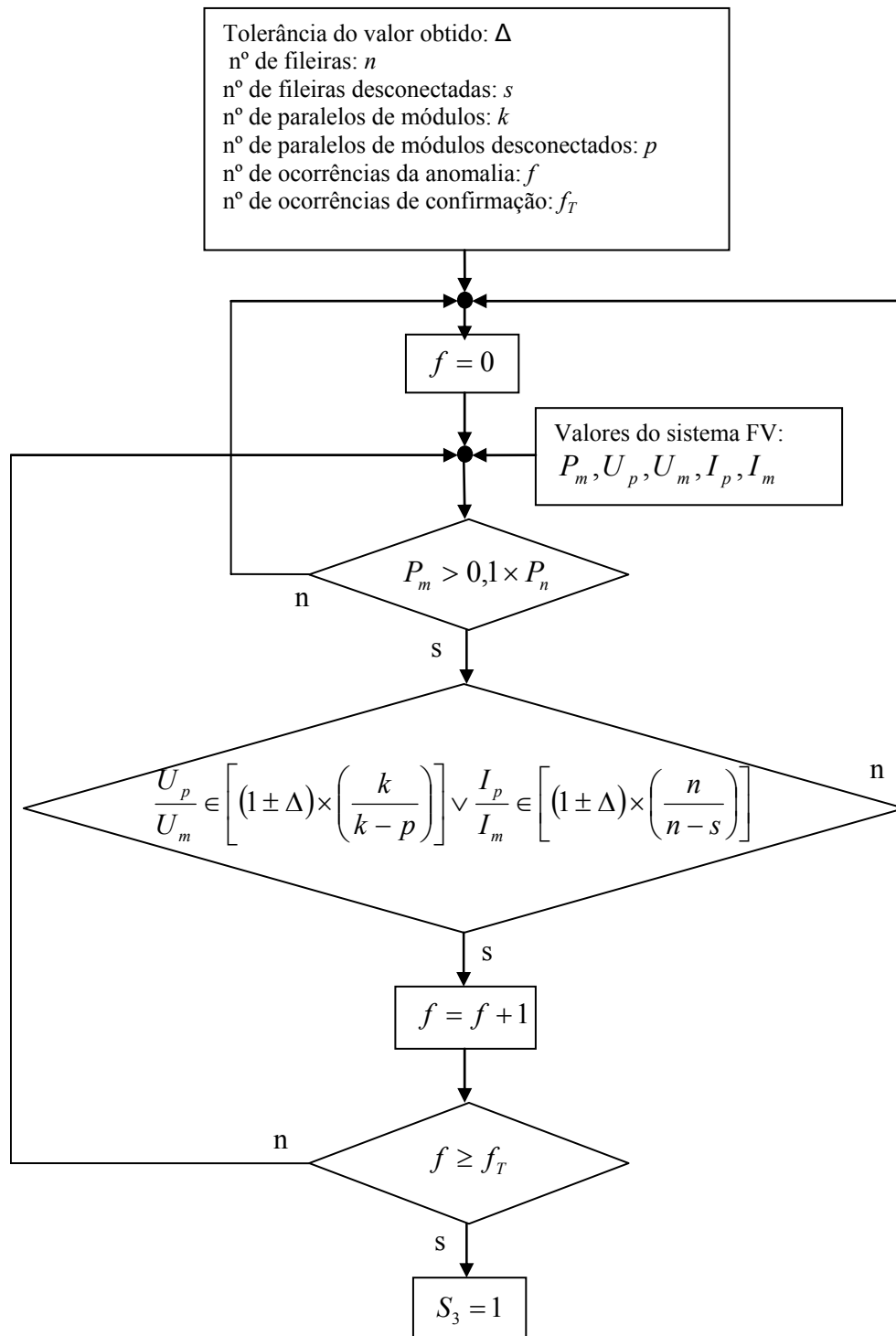


Figura 75- Resposta contínua de detecção de saída de séries e paralelos de módulos do gerador FV

5.5. Resposta do inversor

Numa instalação fotovoltaica pode ainda existir problemas devido à resposta do inversor.

O inversor pode não conseguir rastrear o ponto de P_{MPP} (potência máxima dos módulos) devido ao sub-dimensionamento inicial dos limites técnicos do inversor de acordo com as características técnicas dos módulos, da instalação e clima do local em que o sistema de microgeração irá ser instalado. Ou também pode simplesmente ter ocorrido uma avaria no equipamento que impossibilite a correcta obtenção de P_{MPP} .

Caso o inversor não faça um correcto rastreamento de P_{MPP} , pode ter ligeiras consequências na potência gerada, como pode ter um impacto notório no retorno de capitais investidos a longo prazo (anos).

Como foi referido anteriormente, o inversor rastreia o seu ponto de operação para a potência máxima gerada pelos módulos tendo em conta os limites técnicos de $U_{m\acute{a}x_inv}$, $I_{m\acute{a}x_inv}$ e $P_{m\acute{a}x_inv}$. Apesar dos limites técnicos serem de grandezas diferentes, o comportamento da anomalia vai ser analisada da mesma maneira para $U_{m\acute{a}x_inv}$, $I_{m\acute{a}x_inv}$ e $P_{m\acute{a}x_inv}$. Analisa-se o comportamento dos limites técnicos de $U_{m\acute{a}x_inv}$ para servir de exemplo para $I_{m\acute{a}x_inv}$ e $P_{m\acute{a}x_inv}$.

As tensões da curva de funcionamento de um dado gerador FV aumentam com a diminuição da temperatura das células T_c . Sabemos também que T_c diminui com a diminuição de G e T_a e com o aumento de v . Desprezo a influência de v , visto que na microgeração a ventilação é normalmente reduzida e permite uma simplificação da análise da Figura 76. Os valores de T_a , G e $U_{m\acute{a}x_inv} = 120$ V são apenas exemplificativos. $U_{m\acute{a}x_inv} = 120$ V é um valor um pouco baixo para uma instalação FV que se pretende minimizar as perdas por efeito de Joule, mas no entanto ainda existe um nº considerável de inversores no mercado com estes limites, visto que existem módulos com valores baixos de tensão em vazio U_{oc} .

Na Figura 76, tem o exemplo de um inversor com $U_{m\acute{a}x_inv} = 120$ V. Tanto o ponto P_{MPP1} como o ponto P_{MPP2} de potência máxima gerada pelo módulos vai ser rastreada pelo inversor porque $U_{MPP1} < U_{MPP2} < U_{m\acute{a}x_inv}$. No entanto, o valor U_{MPP2} já se encontra próximo de $U_{m\acute{a}x_inv}$. Quando G e T_a diminuem, o valor de potência máxima gerada pelos módulos é P_{MPP3} com uma tensão $U_{MPP3} > U_{m\acute{a}x_inv}$. Devido ao limite de tensão $U_{m\acute{a}x_inv}$ do inversor, o sistema não vai funcionar em P_{MPP3} , mas em $P_{V_{m\acute{a}x_inv}}$ com uma potência mais baixa.

Na Figura 77, temos como exemplo as condições atmosféricas das 6h20 até às 13h do mesmo dia. Com o aumento da radiação, U_m vai aumentar até atingir $U_{m\acute{a}x_inv} = 120$ V. Quando atinge o limite técnico de tensão do inversor, $U_m = U_{m\acute{a}x_inv}$ é constante com o aumento de G , visto que $U_{m\acute{a}x_inv}$ é o valor de tensão ao qual o inversor consegue retirar mais potência dos módulos. Após $U_{MPP} > U_{m\acute{a}x_inv}$, o inversor não pode operar em P_{MPP} . Antes de ocorrer a anomalia $P_p = P_m$, mas após a ocorrência, $P_p > P_m$.

A Figura 78, pretende dar a conhecer como vai ser detectada a anomalia. O instante $(t-i)$ é quando se dá a ocorrência da anomalia e o instante t é o início da detecção. Existe um intervalo de confirmação definido por i , para garantir uma melhor detecção da anomalia. Na detecção, utilizou-se um intervalo de confirmação de 1h.

Quando a anomalia é detectada ocorre a seguinte condição: $P_p / P_m > 1 \wedge (U_{m_t} - U_{m_{t-i}}) = 0$.

A RN é treinada com a topologia da Figura 79. A 1ª camada é constituída por 5 neurónios e 2ª camada é constituída por 1 neurónio. A função de activação de ambas as camadas é a função sigmoide.

Para analisar a resposta do inversor vão ser utilizadas 3 redes. Todas as três podem ter o mesmo treino, visto que a maneira de detecção da avaria é igual. No entanto, têm entradas para detecção distintas:

- $U_{m\acute{a}x_inv} : P_p / P_m$ e $Um_t - Um_{t-i}$.
- $I_{m\acute{a}x_inv} : P_p / P_m$ e $Im_t - Im_{t-i}$.
- $P_{m\acute{a}x_inv} : P_p / P_m$ e $Pm_t - Pm_{t-i}$.

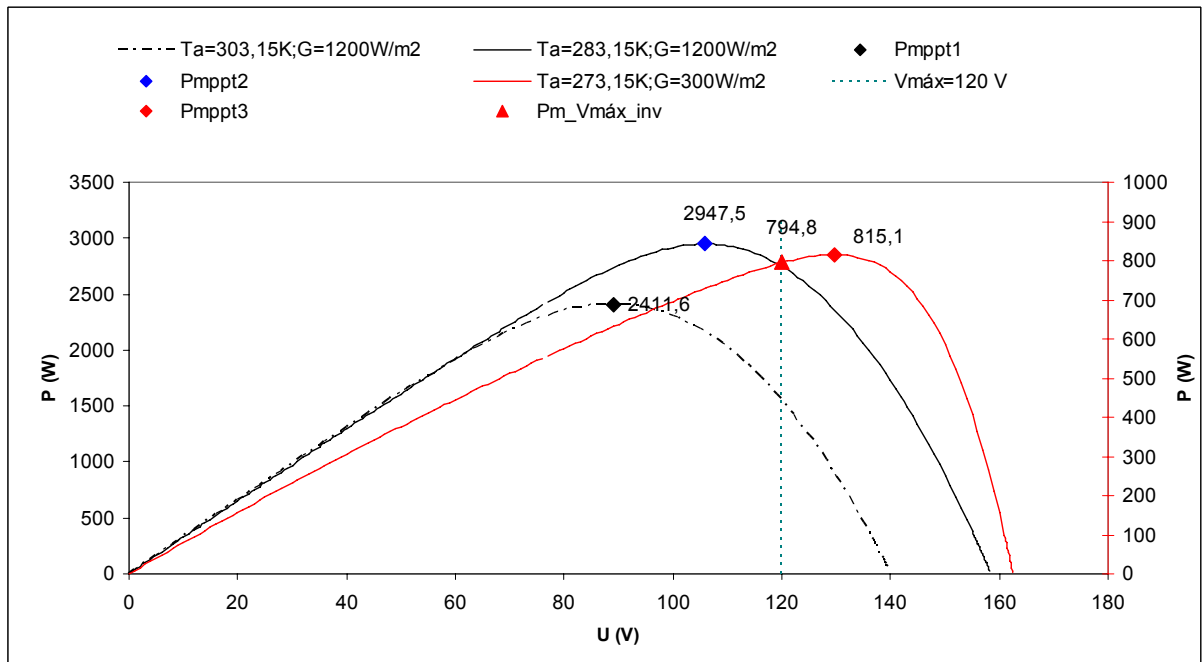


Figura 76- Ponto de operação do inversor para limites de $U_{m\acute{a}x_inv}$ com diferentes T_a e G

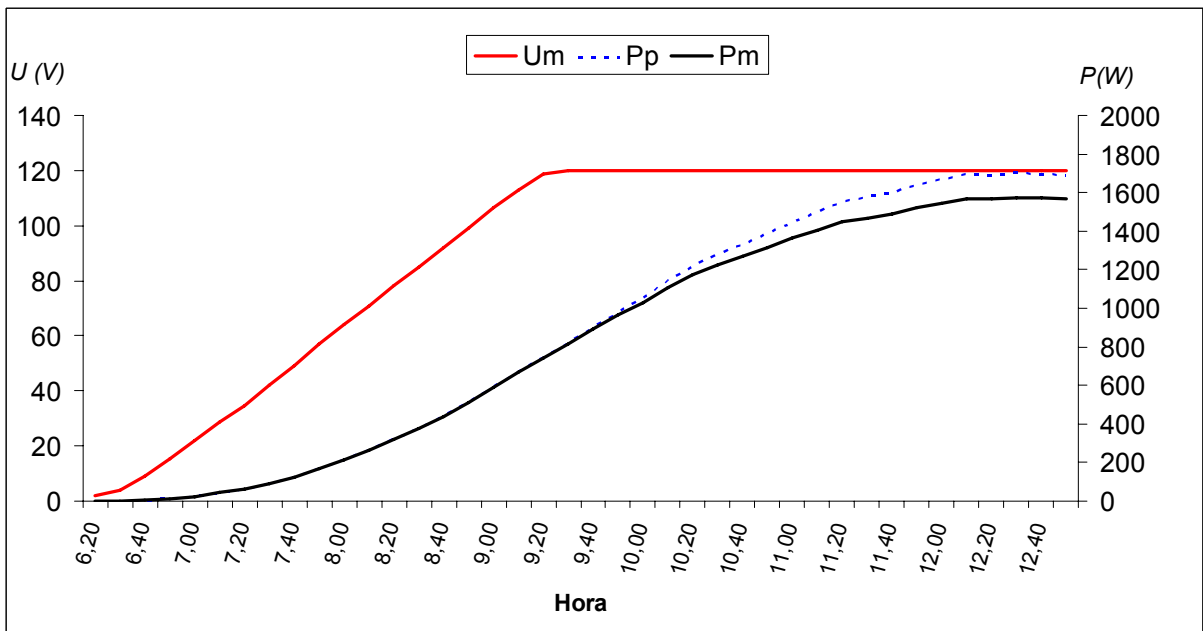


Figura 77- Valores de U_m , P_p e P_m com limites de $U_{m\acute{a}x_inv}$

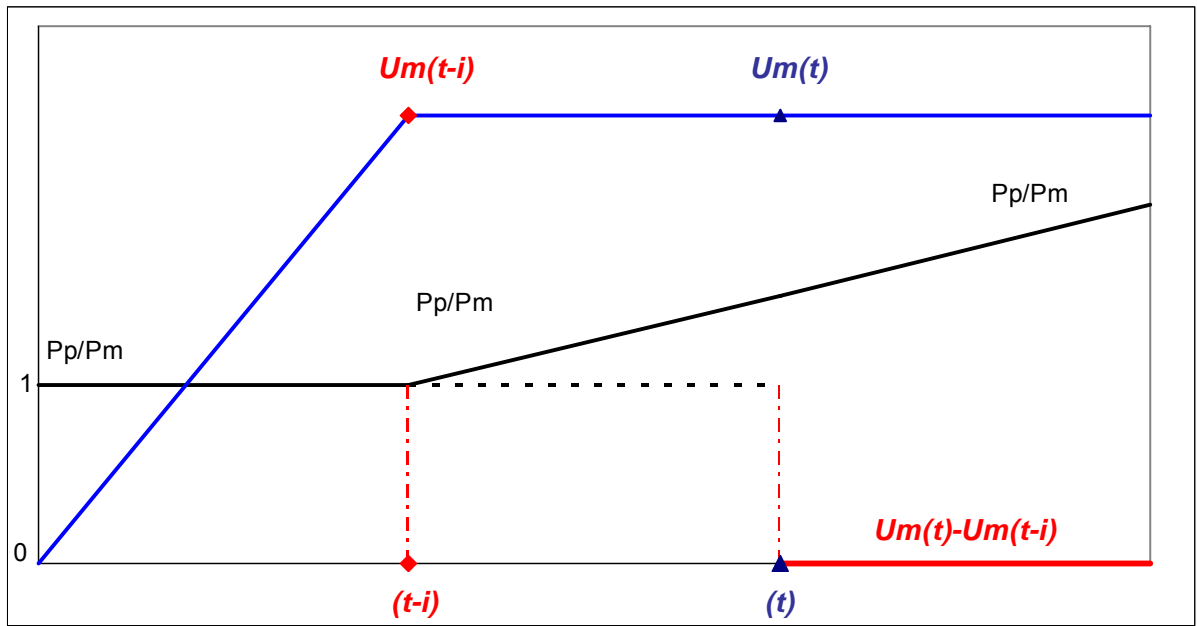


Figura 78- U_m , P_p/P_m e $U_m(t) - U_m(t-i)$ na ocorrência da anomalia em $(t-i)$ e detecção em t

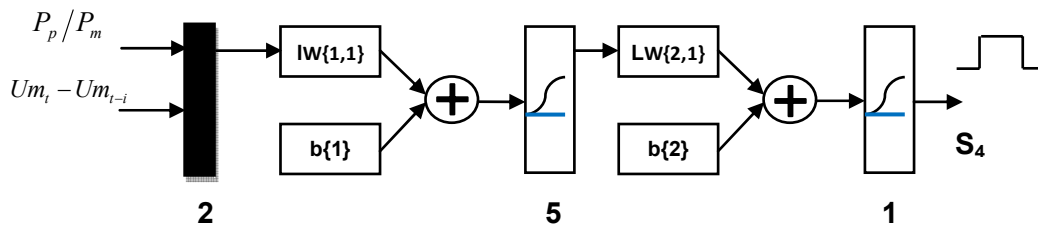


Figura 79- Topologia da RN de detecção da resposta do inversor para limites de tensão

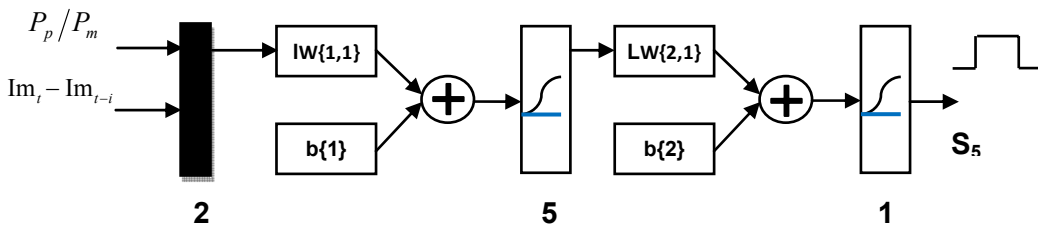


Figura 80- Topologia da RN de detecção da resposta do inversor para limites de corrente

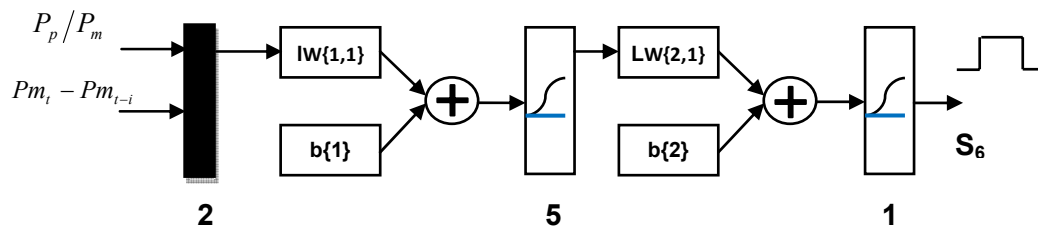


Figura 81- Topologia da RN de detecção da resposta do inversor para limites de potência

5.6.Fraude de produção

O comercializador de energia eléctrica detectou anteriormente fraudes para diminuir a contagem de energia por ele comercializada. Como o preço de venda de energia eléctrica de microgeração é atractivo, podem surgir casos de fraude para tentar aumentar a produção através de injeção de energia não renovável na rede.

A instalação de microgeração é provida de um equipamento de medição de energia bidireccional com telecontagem. Através dele, o comercializador pode detectar fraudes, caso seja injectado energia não renovável permanentemente (horas diurnas e nocturnas). No entanto, se a potência total gerada (renovável e injectável) não ultrapassar o valor da potência nominal da instalação e se o equipamento injectar um valor de energia não demasiado baixo, mas também não demasiado alto (20% a 35% do valor que o sistema FV consegue produzir um dado instante), o indivíduo que comete a fraude beneficia notoriamente e o comercializador não tem como detectar a fraude porque desconhece as condições atmosféricas do local da instalação.

A RN de detecção de fraude de produção de energia deve ser treinada nas condições da Figura 82.

O η/f é o valor mínimo em percentagem de produção que está a ser injectada a mais na rede eléctrica de origem fraudulenta em relação à produção gerada pela microgeração num determinado instante t ao qual a rede detectar como anomalia. Se considerar o de η/f como 20%, significa que para valores de $P_p/P_m \leq 1 - \eta/f \leq 0,8$ existe a detecção de fraude de produção.

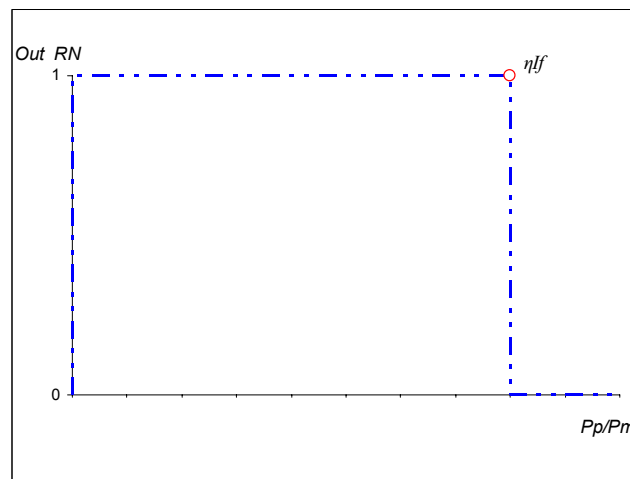


Figura 82- Resposta da Rede Neuronal de detecção de fraude de produção

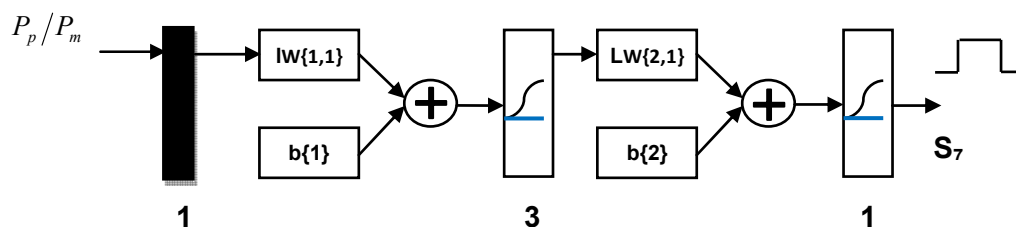


Figura 83- Topologia da RN de detecção de fraude de produção

5.7. Confirmação das anomalias

Mesmo que se estabeleçam as condições necessárias para alguma anomalia ser detectada, é precipitado considerar logo uma anomalia na primeira ocorrência. Surge a necessidade de confirmar as anomalias para, dessa forma, se evitarem detecções precipitadas.

Como foi referido anteriormente, as saídas das RN apresentam um valor 0 na ausência de anomalia e valor 1 quando existe anomalia. As saídas das RN vão ser ligadas às entradas de portas lógicas AND's de confirmação de anomalias. As portas lógicas AND's têm na saída valor 1 apenas quando todas as entradas tiverem valor 1. Caso contrário, a saída está a 0 (zero). Poderia eventualmente utilizar redes neuronais, no entanto, as portas AND's tornam-se mais simples.

A Figura 84 apresenta o exemplo de uma porta lógica AND com duas entradas e uma saída.

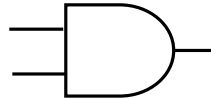


Figura 84- Porta lógica AND de confirmação de anomalias

As ligações das saídas das RN de detecções de anomalias às portas lógicas AND's estão presentes na Figura 85.

A confirmação da detecção de sujidade é efectuada com 3 saídas da RN $\{S_1^t, S_1^{t-24h}, S_1^{t-48h}\}$ nas entradas da porta AND. Em que t é o instante actual em se que está a efectuar a confirmação da anomalia. Este tipo de anomalia ocorre devido à acumulação de sujidade. Isso reflecte-se na diminuição da produção, bastando 3 dias consecutivos no instante t para confirmar a anomalia.

A confirmação da detecção de sombreamento integral é efectuada com 2 saídas da RN $\{S_2^t, S_2^{t-24h}\}$ nas entradas da porta AND. Como a altura solar de um dia para o outro tem uma variação desprezável e, como geralmente os obstáculos que provocam os sombreamentos são imóveis, conclui-se que um sombreamento que ocorreu no instante $t-24h$, certamente irá ocorrer no instante t . Se for confirmada a presença de um sombreamento, em dois dias seguidos à mesma hora ou instante t , a anomalia será indicada pela RN.

A detecção de saída de séries e paralelos de módulos do sistema FV não necessita de confirmação com porta AND, visto que o sistema de resposta contínua faz a confirmação prévia da ocorrência da anomalia.

A confirmação da detecção de anomalia na resposta do inversor vai ocorrer durante um intervalo de confirmação i , entre $t-i$ e t . Se o intervalo de confirmação for de $i=1h$ e a detecção ocorrer de 10 em 10 minutos, significa que, durante o intervalo de confirmação vão existir 6 entradas na porta AND.

A confirmação da detecção da resposta do inversor para limites de tensão é efectuada com as saídas da RN $[S_4^{t-i}, S_4^t]$ nas entradas da porta AND. Quando ambas as saídas da RN tiverem a 1, significa que a porta AND está a 1 e existe confirmação da anomalia.

A confirmação da detecção da resposta do inversor para limites de corrente é efectuada com as saídas da RN $[S_5^{t-i}, S_5^t]$ nas entradas da porta AND. Quando ambas as saídas da RN tiverem a 1, significa que a porta AND está a 1 e existe confirmação da anomalia.

A confirmação da detecção da resposta do inversor para limites de potência é efectuada com as saídas da RN $[S_6^{t-i}, S_6^t]$ nas entradas da porta AND. Quando ambas as saídas da RN tiverem a 1, significa que a porta AND está a 1 e existe confirmação da anomalia.

A confirmação da detecção de fraude de produção é efectuada com 2 saídas da RN $\{S_7^t, S_7^{t-24h}\}$ nas entradas da porta AND. Se ocorrer a detecção em dois dias seguidos no instante t , então será confirmada a presença de fraude de produção.

5.8. Modo de Diagnóstico

O modo de diagnóstico das anomalias serve para classificar as anomalias quanto à necessidade de assistência da instalação FV. Caso exista ausência de comunicação remota estabelecida entre as saídas das RN e o técnico, o modo de diagnóstico informa por sinalização o proprietário da instalação sobre o estado da instalação, o tipo de assistência necessária e alerta para a urgência ou não da intervenção da assistência técnica.

O modo de diagnóstico é alimentado pelas saídas das RN de detecção de anomalias e classifica o funcionamento do sistema FV como correcto funcionamento, necessidade de manutenção, reparação e reparação urgente. Como é possível analisar na Tabela 2:

	S_1^t	S_2^t	S_3^t	S_4^t	S_5^t	S_6^t
Correcto Funcionamento	0	0	0	0	0	0
Manutenção	1	0	0	0	0	0
Reparação	0	0	0	1	1	1
Reparação Urgente	0	1	1	0	0	0

Saída da RN de detecção:

S_1^t -Sujidade

S_2^t -Sombreamento integral

S_3^t -Saída series e paralelos de módulos

S_4^t -Resposta ao limite tensão do inversor

S_5^t - Resposta ao limite corrente do inversor

S_6^t - Resposta ao limite potência do inversor

Tabela 2- Classificação da necessidade de assistência técnica em função das anomalias

A RN de detecção de fraude de produção não é classificado pelo modo de diagnóstico, porque não é uma avaria.

As anomalias classificadas com necessidade de reparação são aquelas em que podem ocorrer um valor de energia não produzida considerável, mas em que a probabilidade é baixa (caso anomalia de resposta inversor). Enquanto as anomalias classificadas com necessidade de reparação urgente são aquelas em que pode ocorrer um valor de energia não produzida considerável, mas em que a probabilidade já é alta (caso anomalia sombreamento integral e saída de séries e paralelos de módulos).

O sistema de sinalização dá a conhecer as saídas das RN de detecção de anomalias e do modo de diagnóstico ao proprietário da instalação ou o técnico no local da instalação. Parte-se do princípio que existe comunicação com o técnico remotamente. No entanto, é indispensável a sinalização da ferramenta de detecção de anomalias no local. O sistema pode utilizar uma sinalização sonora e juntamente uma sinalização luminosa do tipo LED's.

5.9. Sistema de detecção de anomalias

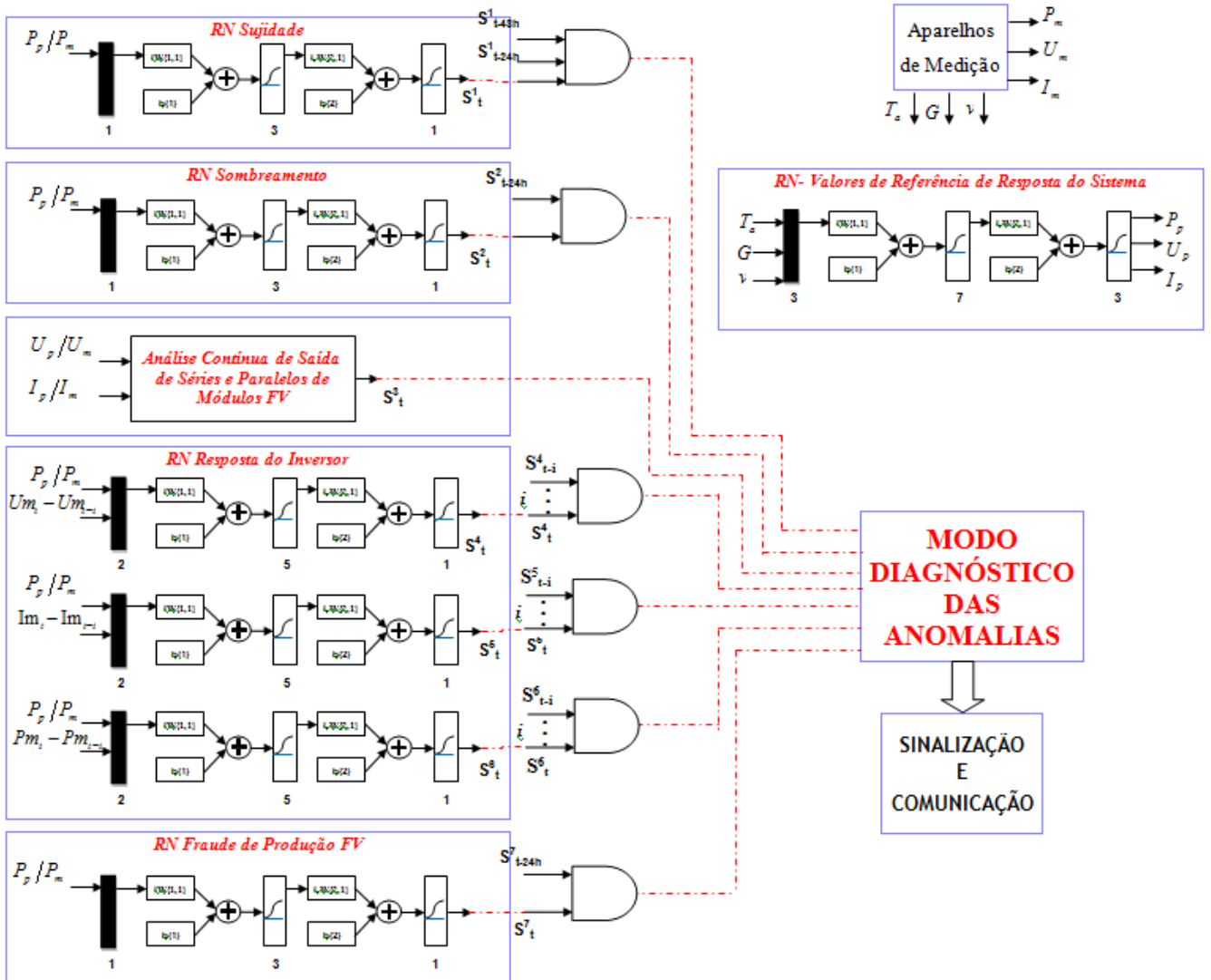


Figura 85- Ferramenta de detecção de anomalias

6. Conclusão e Trabalhos Futuros

Devido às preocupações ambientais, surge a necessidade de aumentar a produção de energia a partir de fontes renováveis, nomeadamente a solar fotovoltaica, de forma a diminuir os impactos ambientais. Pretende-se com este trabalho melhorar a eficiência da exploração da microgeração fotovoltaica, detectando anomalias e necessidades de manutenção e, assim, diminuir a energia não fornecida do sistema fotovoltaico.

A incapacidade de detecção de anomalias, por parte do produtor, devido ao desconhecimento técnico e à tendência ao adiamento de manutenções, contribuem para um subaproveitamento do potencial energético do sistema FV.

Para ajudar o produtor a explorar de forma mais eficiente a instalação, sem que este tenha tantos encargos periódicos de assistência técnica, é ter uma ferramenta que informe o estado da instalação e que a classifique quanto à necessidade de assistência técnica. Assim diminuiriam os custos de exploração, aumentaria a produção de energia e melhoraria a rentabilidade.

A ferramenta de monitorização e detecção de anomalias é o principal objectivo do trabalho.

Foi desenvolvida uma metodologia que utiliza o método Newton-Raphson para determinar o ponto de operação do sistema quando este está em correcto funcionamento numa dada condição meteorológica. Assim, foi possível obter valores de referência simulados, podendo prescindir dos valores referência experimentais, visto que estes nem sempre estão disponíveis. Esta metodologia possibilitou prever a potência do sistema solar fotovoltaico para as condições atmosférica do local, bem como a tensão e a corrente eléctrica por intermédio de uma rede neuronal artificial. Esta apresentou uma boa resposta, tanto para valores de referência simulados a partir de valores meteorológicos gerados, como a partir históricos de valores meteorológicos.

Não era o objectivo principal, mas foi criada uma ferramenta de apoio ao utilizador para que este pudesse determinar de forma mais facilitada os valores de referência simulados. Esta também disponibiliza uma base de dados de características técnicas dos vários módulos e inversores, tornando prática a utilização da ferramenta.

A ferramenta de monitorização e detecção de anomalias efectua uma modelização das mesmas, baseada nos valores das grandezas em correcto funcionamento e os valores medidos pelo sistema. Cada anomalia é modelizada separadamente e detectada por uma rede neuronal (excepto a detecção de saída de séries e paralelos de módulos), permitindo, assim, uma melhor compreensão e resposta do sistema de detecção.

A presença de sujidade nos módulos é detectada quando o rendimento destes diminuiu para valores entre $\eta_{SUJ_{min}}$ e $\eta_{SUJ_{Max}}$, sendo $\eta_{SUJ_{min}}$ o rendimento com a mínima sujidade nos módulos e $\eta_{SUJ_{Max}}$ o valor do rendimento quando os módulos estão com sujidade máxima (definido pelo utilizador). Assim, a limpeza dos módulos é efectuada em função da perda de rendimento, dando a conhecer ao explorador quando deve efectuar a limpeza, evitando-se limpezas periódicas desnecessárias.

Por intermédio da produção prevista e medida, a RN de detecção de sombreamento integral identifica a presença da componente difusa de radiação na incidência dos módulos e a ausência da componente directa. Desta forma, consegue identificar a presença de um obstáculo que provoca o sombreamento total.

A ocorrência de sombreamentos parciais e curto-circuitos podem provocar a saída de séries e paralelos de módulos no sistema FV. A partir de uma resposta contínua condicional, que relaciona corrente prevista-medida com o número de fileiras totais-conectadas, bem como a relação da

tensão prevista-medida com número de módulos paralelos totais-conectados, é possível determinar a saída de fileiras e paralelos de módulos.

A RN de detecção da resposta do inversor é modelizada para identificar a estabilização das grandezas medidas (tensão, corrente e potência) e analisar a diminuição da potência gerada em relação à prevista. Assim, verifica se o ponto de funcionamento do inversor está a ultrapassar os limites técnicos ou a rastrear o ponto de P_{MPP} .

Também é identificada uma possível fraude de produção comparando a potência que o sistema consegue produzir com o que está a produzir. Caso os valores de produção medidos excedam os devidos, é identificada uma injeção de energia ilícita.

As saídas das RN de detecção de anomalias passam por um processo de confirmação, para evitar uma eventual detecção precipitada. De seguida, o modo de diagnóstico classifica o estado da instalação quanto à necessidade de assistência técnica e informa o técnico remotamente.

Para trabalhos futuros, é interessante a implementação e teste da ferramenta de monitorização e detecção de anomalias. E também um possível estudo de colocação da ferramenta no mercado.

Há ainda a possibilidade de utilização de valores de referências experimentais e criação de um modelo de ajuste entre os valores de referência simulados e experimentais num trabalho futuro.

Referências

- [1] Programa Renováveis na Hora: Disponível em: <http://www.renovaveisnahaora.pt/inicio>, último acesso em Dezembro de 2008.
- [2] J. Peças Lopes, “Microgeração e Microredes”, 2006.
- [3] RISE- Research Institute for Sustainable Energy : Disponível em: <http://www.rise.org.au/info/Tech/pv/index.html>, último acesso em Dezembro de 2008.
- [4] Troque de Energia : Disponível em: <http://www.troquedeenergia.com>, último acesso em Janeiro de 2009.
- [5] Luque A., Hegedus S., “Handbook of Photovoltaic Science and Engineering”, Inglaterra, John Wiley & Sons Ltd, 2003.
- [6] Projecto “Greenpro”, “Energia Fotovoltaica - Manual sobre tecnologias, projecto e instalação”, Janeiro de 2004
- [7] SMA Solar Technology : Disponível em: www.sma-america.com/, último acesso em Janeiro de 2009.
- [8] C. Monteiro, “Energia Solar Fotovoltaica - A célula Fotovoltaica”, 2007
- [9] Iskra : Disponível em: <http://www.iskra.pt/>, último acesso em Janeiro de 2009.
- [10] Hobeco : Disponível em: <http://www.hobeco.net>, último acesso em Janeiro de 2009.
- [11] A. Kimber , L.Mitchell , S. Nogradi, H. Wenger, “The Effect of Soiling on Large Grid-Connected Photovoltaic Systems in California and the Southwest Region of the United States”, Maio 2006: Disponível em: ieeexplore.ieee.org/iel5/4059527/4059868/04060159.pdf acesso em Novembro de 2008
- [12] C. Monteiro, “Energia Solar Fotovoltaica - Radiação Solar”, 2007
- [13] V. Miranda, “Redes Neurais - treino por retropropagação”, Junho 2007
- [14] Ajuda Software PVsyst4.1
- [15] GE Energy: Disponível em: http://www.geenergyfinancialservices.com/press_room/press_releases/eser107_34-38.pdf, último acesso em Janeiro de 2009

Anexos A- Ferramenta para determinação dos valores de referência simulados

The screenshot shows a software interface with four tabs: 'Variáveis Atmosféricas', 'Módulo FV', 'Inversores', and '/Cablagem'. The 'Módulo FV' tab is active. It contains a grid of input fields for various technical parameters:

P _{máx} [W]	185	Tecn	c-Si
V _{oc} [V]	44,9	Local	Circ. ar reduzida
I _{sc} [A]	5,5	NOCT [K]	320,15
R _{sh} [Ω]	450	V _{pm} [V]	36,5
μ _{lcc} [mA/K]	2,8	I _o [nA]	42
I _{pm} [A]	5,1	β [mV/K]	143
m'	1,3	N _{sm}	72
R _s [Ω]	0,31	L [mm]	790
N _s	6	N _p	4
C [mm]	1593		

At the bottom of the interface is a large blue button labeled 'Simular'.

Figura 86-Interface dos dados técnicos dos módulos FV

The screenshot shows the same software interface with the 'Inversores' tab active. It is divided into two sections: 'Inversores' and 'Cablagem'.

Inversores

V _{máx_DC} [V]	300	P _{máx_DC} [W]	5000	Nº	1
I _{máx_DC} [A]	100	P _{nom_AC} [W]	5000		

Cablagem

Condutor	Cobre	L1 [m]	0	S1 [mm ²]	0
		L2 [m]	0	S2 [mm ²]	0

At the bottom of the interface is a large blue button labeled 'Simular'.

Figura 87-Interface dos dados técnicos do inversor e condutores

Variáveis Atmosféricas | Módulo FV | Inversores /Cablagen

Temperatura Ambiente

Fixa Variável

Min: 273,15 Intervalo: 5 Max: 313,15 [K]

Radiação Global

Fixa Variável

Min: 0 Intervalo: 100 Max: 1400 [kW/m²]

Velocidade do vento

Fixa Variável

Min: 0 Intervalo: 3 Max: 9 [m/s]

Simular

Figura 88- Simulação dos valores de referência do sistema com geração de dados meteorológicos.

Pontos de Operação												
Data	Ta (°C)	G (W/m ²)	v(m/s)	Up (V)	Ip (A)	Tc (K)	Ifc (A)	Io (A)	I (A)	Pp DC(W)	Rend. inv (%)	Pp AC (W)
06-04-2008 09:20	17,21	555,13	0,98	116,53	9,65	307,40	15,34	0,00	9,65	1124,93	90,59%	1019,07
06-04-2008 09:30	17,52	586,28	1,63	117,27	10,42	308,10	16,20	0,00	10,42	1221,45	90,72%	1108,11
06-04-2008 09:40	18,02	612,21	1,51	117,32	11,07	309,44	16,93	0,00	11,07	1299,23	90,83%	1180,03
06-04-2008 09:50	18,31	647,41	1,34	117,47	11,96	310,87	17,92	0,00	11,96	1405,34	90,97%	1278,43
06-04-2008 10:00	19,03	673,68	1,36	117,26	12,64	312,33	18,66	0,00	12,64	1482,18	91,07%	1349,88
06-04-2008 10:10	19,17	708,28	1,88	117,65	13,50	312,98	19,62	0,00	13,50	1588,52	91,22%	1449,01
06-04-2008 10:20	19,54	705,28	1,37	117,13	13,45	313,76	19,55	0,00	13,45	1575,08	91,20%	1436,47
06-04-2008 10:30	20,32	702,75	0,98	116,42	13,41	314,84	19,49	0,00	13,41	1561,60	91,18%	1423,89
06-04-2008 10:40	20,48	757,17	0,99	116,44	14,79	316,59	21,02	0,00	14,79	1722,44	91,40%	1574,30
06-04-2008 10:50	21,04	785,84	0,94	116,06	15,53	318,04	21,83	0,00	15,53	1802,92	91,51%	1649,82
06-04-2008 11:00	21,50	800,87	0,68	115,58	15,93	319,24	22,26	0,00	15,93	1841,65	91,56%	1686,23
06-04-2008 11:10	21,92	822,66	1,39	115,76	16,48	319,50	22,87	0,00	16,48	1907,49	91,65%	1748,21
06-04-2008 11:20	21,81	837,28	0,81	115,38	16,86	320,48	23,29	0,00	16,86	1945,68	91,70%	1784,22
06-04-2008 11:30	22,91	849,51	0,72	114,60	17,20	322,07	23,65	0,00	17,20	1971,41	91,74%	1808,50
06-04-2008 11:40	23,13	859,91	0,76	114,45	17,47	322,56	23,94	0,00	17,47	1999,54	91,77%	1835,07
06-04-2008 11:50	23,99	871,36	0,80	113,90	17,78	323,71	24,27	0,00	17,78	2025,38	91,81%	1859,49
06-04-2008 12:00	23,57	885,96	0,93	114,18	18,14	323,56	24,68	0,00	18,14	2071,14	91,87%	1902,79
06-04-2008 12:10	24,18	893,15	0,92	113,76	18,34	324,40	24,89	0,00	18,34	2086,04	91,89%	1916,90
06-04-2008 12:20	24,18	896,99	0,85	113,68	18,44	324,61	25,00	0,00	18,44	2095,99	91,91%	1926,32
06-04-2008 12:30	24,24	896,60	1,00	113,76	18,42	324,47	24,99	0,00	18,42	2095,98	91,91%	1926,32
06-04-2008 12:40	24,71	899,25	1,13	113,56	18,50	324,85	25,07	0,00	18,50	2100,79	91,91%	1930,87
06-04-2008 12:50	24,94	901,91	1,06	113,35	18,57	325,26	25,14	0,00	18,57	2105,36	91,92%	1935,20
06-04-2008 13:00	25,29	893,17	0,79	112,98	18,37	325,70	24,91	0,00	18,37	2075,15	91,88%	1906,58
06-04-2008 13:10	25,51	891,83	0,99	113,01	18,33	325,63	24,87	0,00	18,33	2071,71	91,87%	1903,33
06-04-2008 13:20	25,65	893,28	0,93	112,86	18,37	325,90	24,91	0,00	18,37	2073,81	91,88%	1905,32
06-04-2008 13:30	26,06	870,59	0,79	112,63	17,81	325,80	24,28	0,00	17,81	2006,10	91,78%	1841,27
06-04-2008 13:40	25,49	853,96	1,56	113,60	17,35	323,83	23,79	0,00	17,35	1971,39	91,74%	1808,48

Figura 89- Simulação dos valores de referência do sistema com dados meteorológicos reais.

Anexos B- Desempenho da RN para valores de referência simulados com histórico de valores meteorológicos

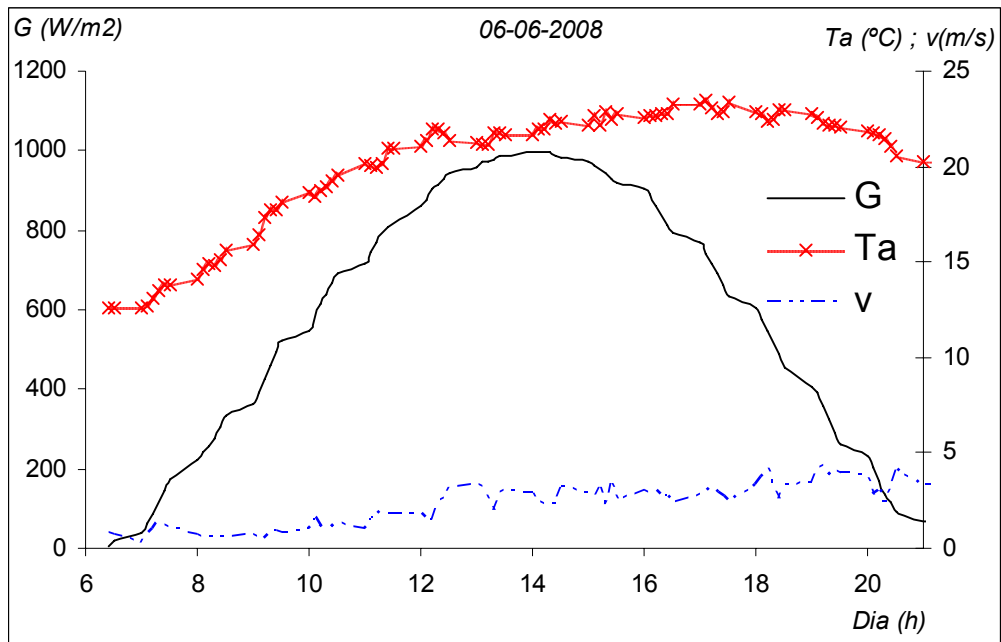


Figura 90- Radiação solar G , temperatura ambiente T_a e velocidade do vento v no dia 06-06-2008 (FEUP)

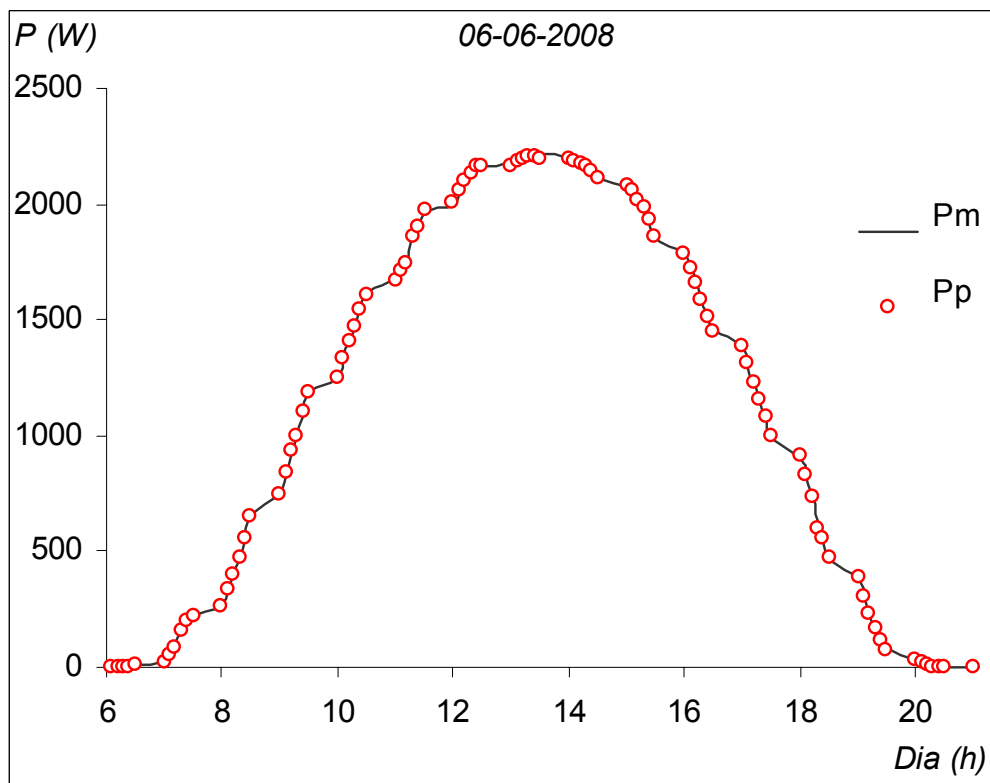


Figura 91- Potência eléctrica medida e prevista da microgeração no dia 06-06-2008

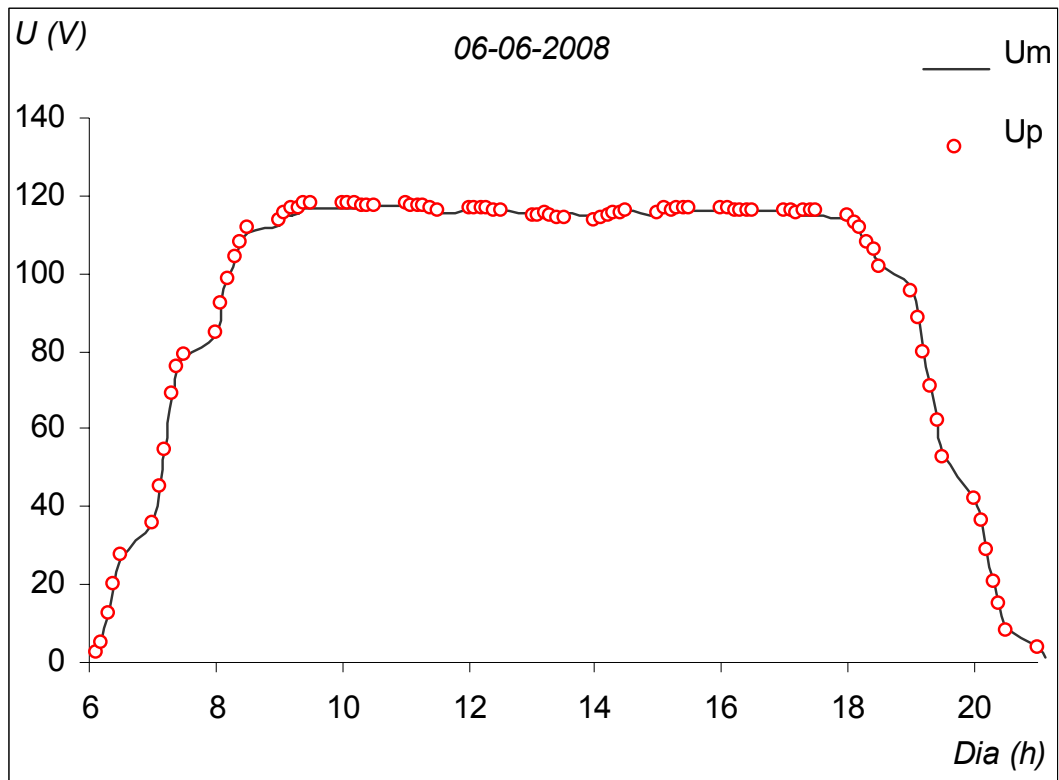


Figura 92- Tensão eléctrica medida e prevista da microgeração no dia 06-06-2008

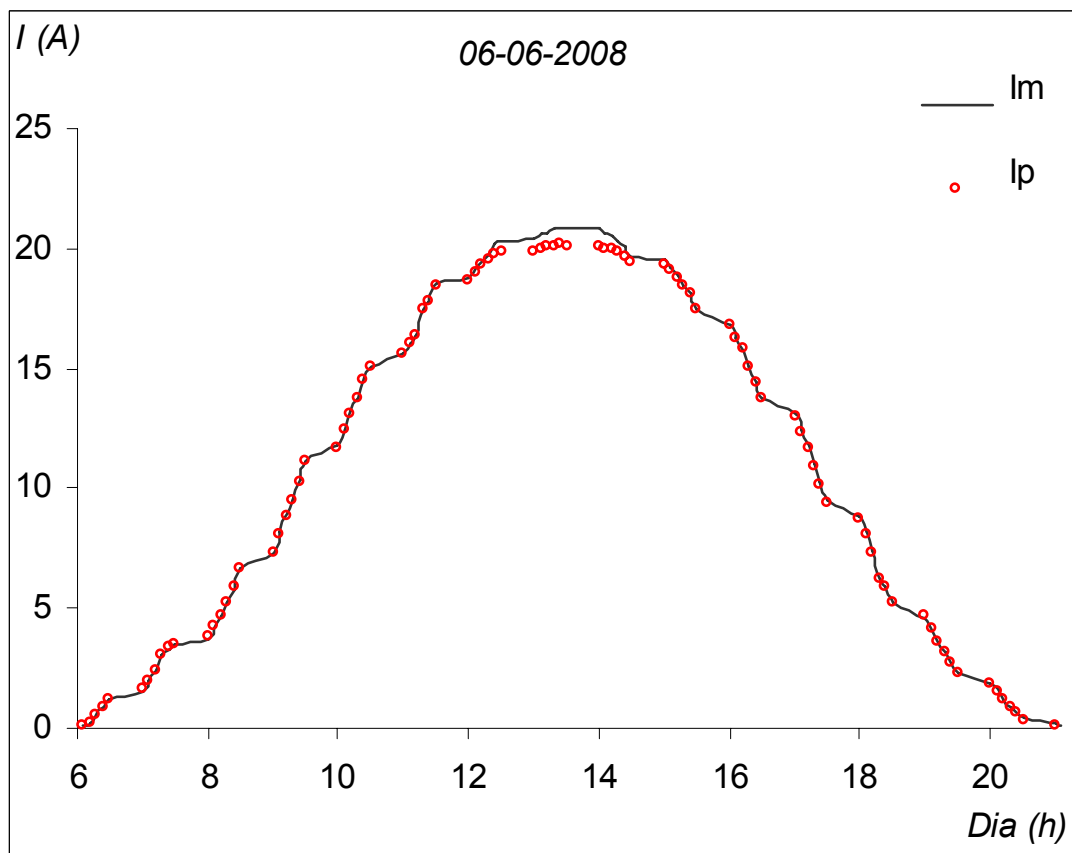


Figura 93- Corrente eléctrica medida e prevista da microgeração no dia 06-06-2008

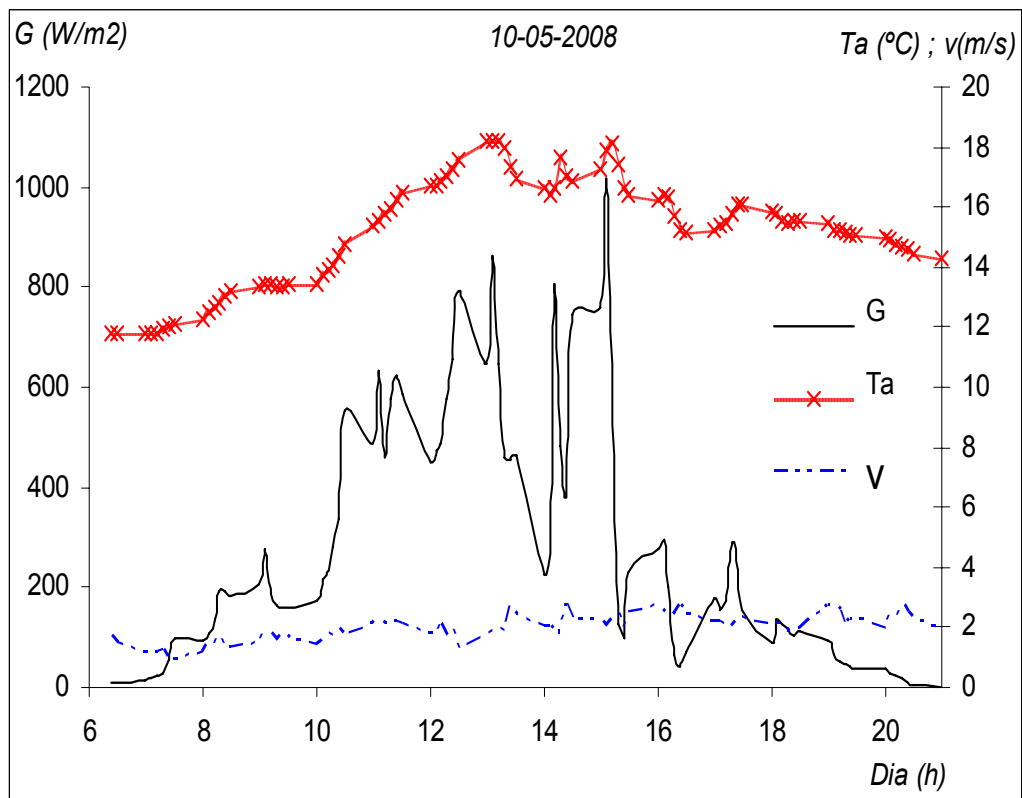


Figura 94- Radiação solar G , temperatura ambiente T_a e velocidade do vento v no dia 10-05-2008 (FEUP)

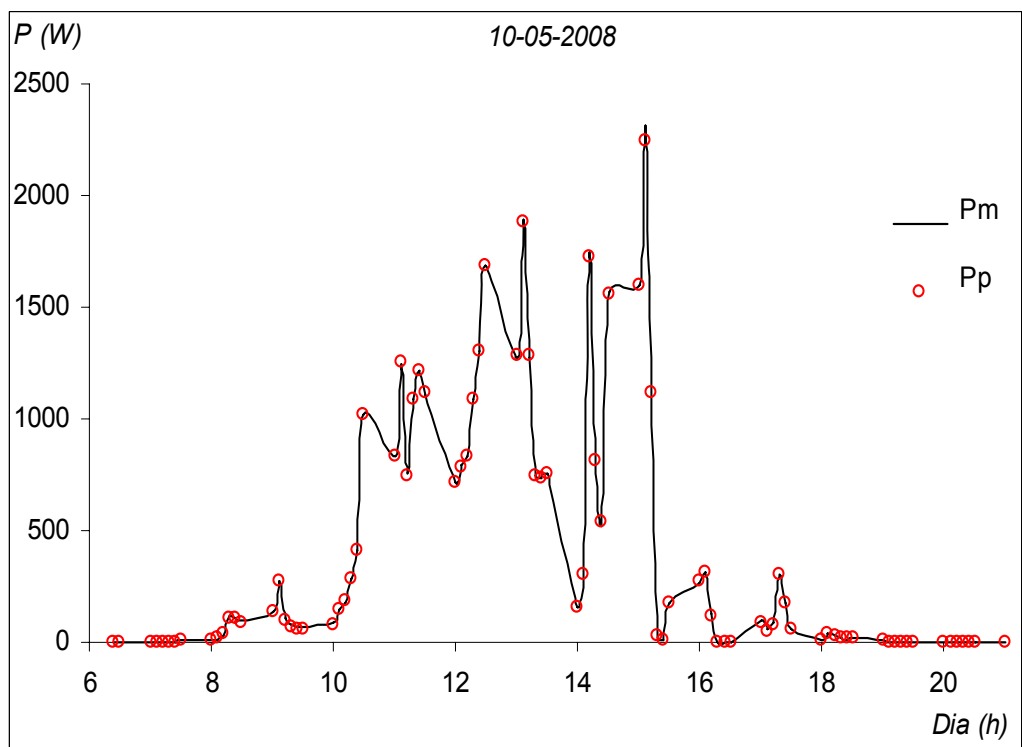


Figura 95- Potência elétrica medida e prevista da microgeração no dia 10-05-2008

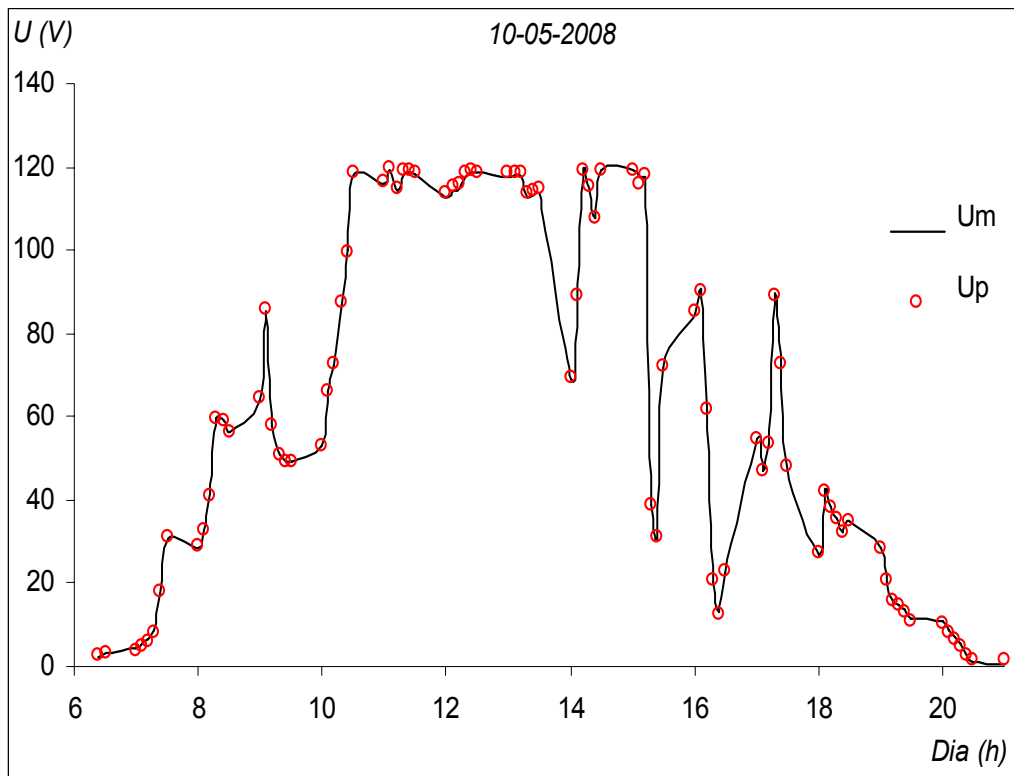


Figura 96- Tensão eléctrica medida e prevista da microgeração no dia 10-05-2008

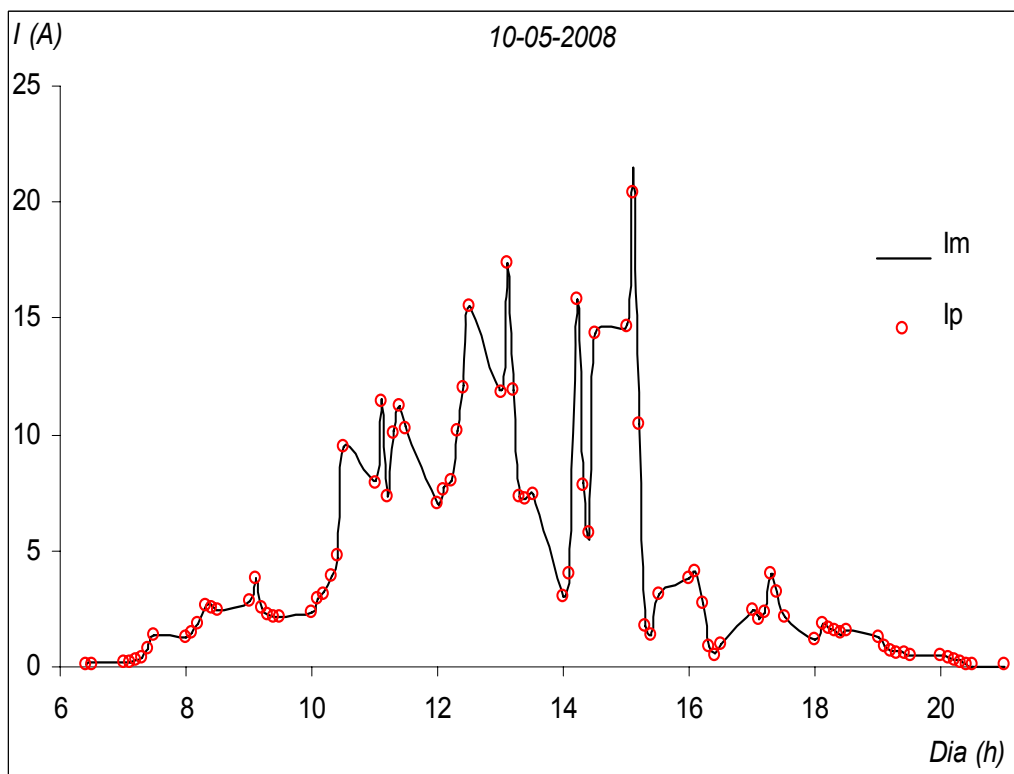


Figura 97- Corrente eléctrica medida e prevista da microgeração no dia 10-05-2008

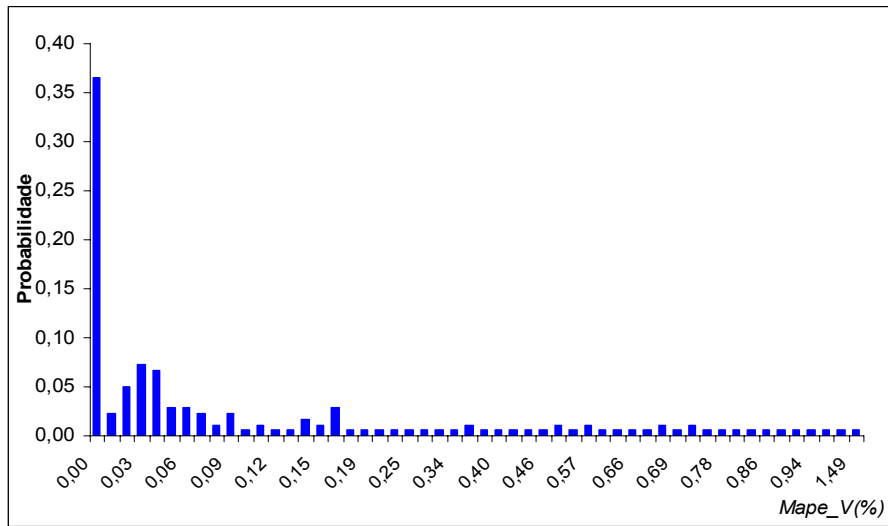


Figura 98- F.d.p do erro de resposta da RN para valores de tensão

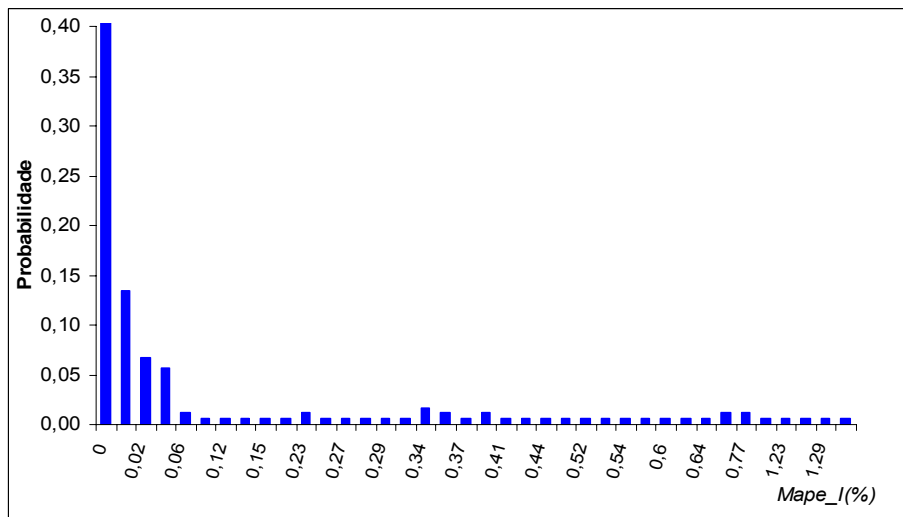


Figura 99- F.d.p do erro de resposta da RN para valores de corrente

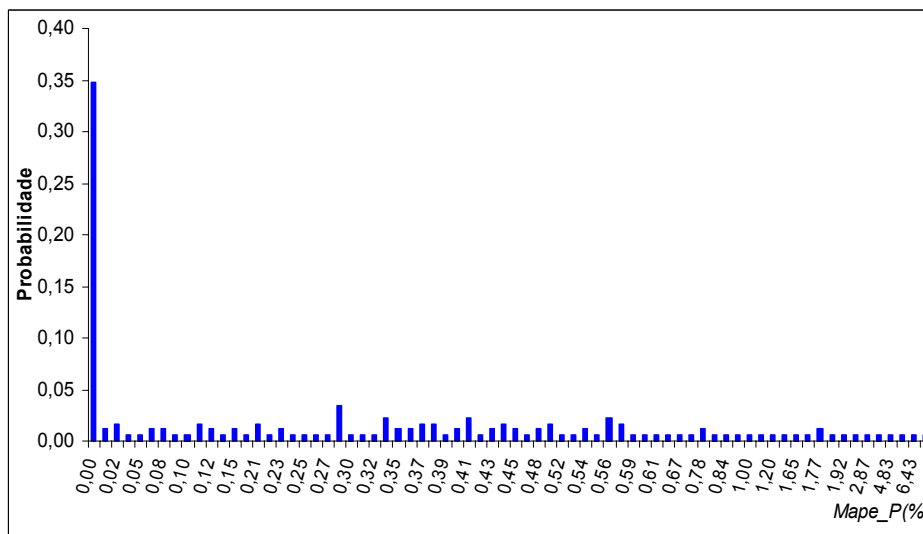


Figura 100- F.d.p do erro de resposta da RN para valores de potência