

Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto



**Plataforma de monitorização e análise de
desempenho de produção de parques
fotovoltaicos**

David Jorge da Costa Machado

VERSÃO FINAL

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

Orientador: Prof. Doutor Cláudio Martins Monteiro
Coorientador: Eng.º José Correia Pascoal

Junho de 2012

Resumo

Neste trabalho é desenvolvida uma plataforma de monitorização de parques fotovoltaicos e ferramentas avançadas que permitem avaliar o seu desempenho, bem como a deteção e identificação de anomalias de operação.

É desenvolvida uma base de dados que serve como suporte do sistema de monitorização. Nesta são armazenados os valores das diversas variáveis monitorizadas que podem ser observadas através da interface gráfica.

Para as ferramentas são criados modelos que utilizam variáveis pertencentes a uma série temporal de pontos de operação do sistema fotovoltaico. As variáveis utilizadas são a potência, tensão e irradiância. Estas ferramentas permitem estimar a produção do parque fotovoltaico e avaliar o seu desempenho. Adicionalmente, permitem a deteção de erros de operação, com base em padrões associados a estes pontos de operação. Através destes padrões identifica-se e mapeia-se a característica de operação da central.

Estes modelos são preparados para funcionarem de forma automática e em tempo real quando integrados na plataforma de monitorização.

Abstract

In this work is developed a monitoring platform for photovoltaic power plants and advanced tools for performance evaluation as well as detection and identification of anomalies in operation.

It is developed a database in order to support the monitoring platform. In this database are stored values of monitored variables that can be observed through graphical interface.

Models are created using variables from time series of operation points of the PV system. The variables used are power, voltage and solar irradiance. These tools allow production estimation of PV system and its performance. Additionally, it is possible to detect operation errors, based on patterns associated with these operating points. Through these patterns the operating of the power plant was characterized.

These models are prepared to work automatically and in real time when integrated in the monitoring platform.

Agradecimentos

Gostaria de agradecer em primeiro lugar aos meus pais e irmãos por todo o apoio, empenho e confiança depositada em mim durante toda a minha vida. Este trabalho é dedicado a eles.

Agradeço a todos os meus amigos que partilharam comigo esta etapa. Com eles vivi bons e maus momentos, por serem a minha segunda família. Sem eles não era o que sou hoje. A vocês o meu muito obrigado.

Agradeço à Martifer Solar pelos dados disponibilizados que me permitiram a realização deste trabalho, em especial ao Eng.º José Pascoal pelo constante apoio, disponibilidade e confiança transmitida. Sem esta ajuda, certamente, não seria possível.

À Sara pelo companheirismo, ajuda e constante preocupação, não só durante o desenvolvimento deste trabalho mas durante todo o percurso académico. Obrigado por seres quem és!

Por fim ao Prof. Doutor Cláudio Monteiro pela disponibilidade e orientação durante estes últimos meses, pelos conhecimentos transmitidos e por todo o apoio que prestou no desenvolvimento deste trabalho.

Índice

Resumo	iii
Abstract.....	v
Agradecimentos	vii
Índice.....	ix
Lista de figuras	xi
Lista de tabelas	xv
Abreviaturas e Símbolos.....	xvii
Capítulo 1	1
Introdução	1
1.1 - Contextualização	1
1.2 - Motivação	2
1.3 - Objetivos e requisitos do sistema	3
1.4 - Estrutura da Dissertação.....	5
1.5 - Informação utilizada	6
Capítulo 2	7
Estado da Arte	7
2.1 - Sistema de Supervisão e Controlo.....	7
2.1.1 - Introdução	7
2.1.2 - Sistema de Supervisão e Controlo SCADA	8
2.1.3 - Software e constituintes de um sistema SCADA.....	9
2.1.4 - Arquitetura dos Sistemas SCADA.....	10
2.1.5 - Sistemas de Comunicação	13
2.1.6 - Segurança e Vulnerabilidade dos Sistemas SCADA	16
2.1.7 - Energy Management Systems (EMS)	16
2.1.8 - Distribution Management Systems (DMS).....	17
2.1.9 - Sistemas SCADA nas centrais fotovoltaicas	18
2.1.10 - Conclusão	19
2.2 - Indicadores de desempenho de Sistemas Fovovoltaicos	19
2.2.1 - Introdução	19
2.2.2 - Indicadores de Desempenho	20
2.2.3 - Conclusão	22
2.3 - Ferramentas de análise de Sistemas Fovovoltaicos.....	22
2.3.1 - Introdução	22

2.3.2 - Ferramentas de Análise	23
2.3.3 - Sistemas de monitorização	24
2.3.4 - Conclusão	24
Capítulo 3	27
Sistema de monitorização de parques fotovoltaicos	27
3.1 - Base de dados	27
3.1.1 - Introdução	27
3.1.2 - Sistema MySQL	27
3.1.3 - Estrutura da base de dados no sistema MySQL	28
3.2 - Interface gráfica	34
3.2.1 - Introdução	34
3.2.2 - Linguagens de programação	34
3.2.3 - Interface gráfica e funções	35
3.3 - Conclusão	40
Capítulo 4	43
Ferramentas de análise do parque fotovoltaico	43
4.1 - Estimativa da produção de energia	43
4.1.1 - Introdução	43
4.1.2 - Metodologia e Resultados	43
4.1.3 - Implementação no sistema de monitorização	51
4.2 - Detecção de anomalias	52
4.2.1 - Introdução	52
4.2.2 - Metodologia e Resultados	53
4.2.2.1. Estudo da Potência DC	54
4.2.2.2. Estudo da Tensão DC	62
4.2.3 - Combinação de zonas	69
4.2.4 - Implementação no sistema de monitorização	72
4.3 - Indicador de desempenho	74
4.3.1 - Introdução	74
4.3.2 - Metodologia e Resultados	75
4.3.2.1. Índice de desempenho para a potência DC	76
4.3.2.2. Índice de desempenho para a tensão DC	80
4.3.3 - Implementação no sistema de monitorização	83
4.4 - Conclusão	84
Capítulo 5	87
Conclusões e Desenvolvimento Futuro	87
5.1 - Conclusões	87
5.2 - Desenvolvimento Futuro	89
Referências	91
Anexo A	95
Manual de utilizador do sistema de monitorização de parques fotovoltaicos	95
Introdução	95
Base de dados	95
Esquema da base de dados	96
Interface gráfica	101
Problemas e limitações conhecidas	110

Lista de figuras

Figura 1.1 - Discriminação das fontes energéticas na energia consumida [4].	2
Figura 2.1 - Arquitetura de um sistema SCADA de primeira geração [13].	11
Figura 2.2 - Arquitetura de sistemas SCADA de segunda geração [13].	12
Figura 2.3 - Arquitetura de sistemas SCADA de terceira geração [13].	13
Figura 2.4 - Estrutura de um protocolo de comunicações [10].	15
Figura 2.5 - Arquitetura distribuída de um sistema SCADA típico implementado em parques fotovoltaicos, adaptado de [11].	18
Figura 3.1 -Classes pertencentes à base de dados.....	28
Figura 3.2 -Classes pertencentes à base de dados.....	29
Figura 3.3 -Diagrama de classes da base de dados começando na tabela “Planta”	30
Figura 3.4 -Diagrama de classes da base de dados começando na tabela “Centro Transformação”	30
Figura 3.5 -Diagrama de classes da base de dados começando na tabela “Analisador de Energia”	30
Figura 3.6 -Diagrama de classes da base de dados começando na tabela “Inversor”	30
Figura 3.7 -Diagrama de classes da base de dados começando na tabela “Caixa de Junção”	31
Figura 3.8 -Diagrama de classes da base de dados começando na tabela “String”	31
Figura 3.9 -Diagrama de classes da base de dados começando na tabela “Contador”	31
Figura 3.10 -Diagrama de classes da base de dados começando na tabela “Rede Elétrica”...31	
Figura 3.11 -Diagrama de classes da base de dados começando na tabela “Carga”	31
Figura 3.12 -Diagrama de classes da base de dados começando na tabela “Estação Meteorológica”	32
Figura 3.13 -Diagrama de classes da base de dados começando na tabela “Sensor”	32

Figura 3.14 -Diagrama de classes da base de dados começando na tabela “Estrutura”	32
Figura 3.15 -Diagrama de classes da base de dados começando na tabela “Bateria”	32
Figura 3.16 -Diagrama de classes da base de dados sobre a relação entre as tabelas “Valor” e “Variavel”	33
Figura 3.17 -Página de autenticação da interface gráfica	35
Figura 3.18 -Página de inicial da interface gráfica.....	36
Figura 3.19 -Secção reservada à monitorização de variáveis do parque fotovoltaico	37
Figura 3.20 -Monitorização de variáveis	37
Figura 3.21 -Formulário para construção de gráficos.....	38
Figura 3.22 -Gráfico diário de uma variável.....	39
Figura 3.23 -Informação sobre o desempenho do parque fotovoltaico	39
Figura 3.24 -Fluxograma da interface gráfica.....	40
Figura 4.1 - <i>Layout</i> do parque fotovoltaico	44
Figura 4.2 -Fluxograma com as etapas seguidas para a estimar a energia produzida	44
Figura 4.3 -Pontos de operação e expressão em função da irradiância solar	47
Figura 4.4 -Energia produzida real e estimada	48
Figura 4.5 -Relação entre a energia produzida real e estimada	49
Figura 4.6 -Energia produzida real e estimada para cada dia do mês de junho	50
Figura 4.7 -Energia produzida real e estimada para cada dia do mês de julho.....	51
Figura 4.8 -Fluxograma da determinação de produção estimada.....	52
Figura 4.9 -Fluxograma da análise de zonas anómalas	53
Figura 4.10 -Potência DC em função da irradiância solar	54
Figura 4.11 -Zonas anómalas da função potência DC	54
Figura 4.12 -Tensão DC em função da irradiância solar	62
Figura 4.13 -Zonas anómalas da tensão DC.....	63
Figura 4.14 -Comparação entre a potência DC (azul) e a tensão DC (verde) eliminando a zona A1	69
Figura 4.15 -Comparação entre a potência DC (azul) e a tensão DC (verde) eliminando a zona A2	70
Figura 4.16 -Comparação entre a potência DC (azul) e a tensão DC (verde) eliminando a zona A3	71

Figura 4.17 -Comparação entre a potência DC (azul) e a tensão DC (verde) eliminando a zona A4	72
Figura 4.18 -Fluxograma para análise dos valores da potência.....	73
Figura 4.19 -Fluxograma para análise dos valores da tensão	74
Figura 4.20 -Fluxograma para a determinação de indicadores de desempenho	76
Figura 4.21 -Potência DC filtrada em função da irradiância solar	77
Figura 4.22 -Série da frequência normalizada e da distribuição normal para o intervalo [500; 600[W/m ²	77
Figura 4.23 -Variação do valor do indicador de desempenho em 4 dias diferentes	79
Figura 4.24 -Tensão DC filtrada em função da irradiância solar	80
Figura 4.25 -Série da frequência normalizada e da distribuição normal para o intervalo [300; 400[W/m ²	81
Figura 4.26 - Variação do indicador de desempenho em 4 dias diferentes.....	82
Figura 4.27 - Fluxograma para determinação do indicador de desempenho no sistema de monitorização	83
Figura A.1 -Esquema da ligação da tabela reservada à Planta	96
Figura A.2 -Esquema da ligação da tabela reservada ao Centro de Transformação.....	97
Figura A.3 -Esquema da ligação da tabela reservada ao Analisador de energia	97
Figura A.4 -Esquema da ligação da tabela reservada ao Inversor	97
Figura A.5 -Esquema da ligação da tabela reservada à Caixa de junção.....	98
Figura A.6 -Esquema da ligação da tabela reservada às <i>Strings</i>	98
Figura A.7 -Esquema da ligação da tabela reservada ao Contador.....	98
Figura A.8 -Esquema da ligação da tabela reservada à Rede Elétrica	99
Figura A.9 -Esquema da ligação da tabela reservada às Cargas	99
Figura A.10 -Esquema da ligação da tabela reservada à Estação Meteorológica	99
Figura A.11 -Esquema da ligação da tabela reservada aos Sensores.....	100
Figura A.12 -Esquema da ligação da tabela reservada à Estrutura	100
Figura A.13 -Esquema da ligação da tabela reservada às baterias.....	100
Figura A.14 -Esquema da ligação da tabela reservada aos valores	101
Figura A.15 -Esquema da ligação da tabela reservada aos utilizadores.....	101
Figura A.16 -Campos a preencher para a autenticação.....	102
Figura A.17 -Página inicial da interface gráfica	102

Figura A.18 -Campos de inserção para monitorização de uma planta.	103
Figura A.19 -Monitorização de um inversor	104
Figura A.20 -Página de pesquisa de alarmes	105
Figura A.21 -Pesquisa de alarmes.....	106
Figura A.22 -Página para criar gráficos	106
Figura A.23 -Exemplo de um gráfico linear com duas variáveis de período diário	107
Figura A.24 -Exemplo de um gráfico de barras com duas variáveis de período diário.....	107
Figura A.25 -Página de desempenho.....	108
Figura A.26 -Seleção de varável para edição.....	108
Figura A.27 -Campos de edição das variáveis	109
Figura A.28 -Visualização da variável editada	109

Lista de tabelas

Tabela 1.1 – Requisitos da plataforma de monitorização	4
Tabela 1.2 – Requisitos das ferramentas da análise avançadas	4
Tabela 4.1 – Principais características do painel fotovoltaico.....	45
Tabela 4.2 – Exemplo de dados referentes à zona A1	55
Tabela 4.3 – Exemplo de dados referentes à zona A2	56
Tabela 4.4 – Exemplo de dados referentes à zona A3	58
Tabela 4.5 – Exemplo de dados referentes à zona A4	60
Tabela 4.6 – Resumo do estudo da potência DC	61
Tabela 4.7 – Exemplo de dados para a zona B1	63
Tabela 4.8 – Exemplo de dados para a zona B2	65
Tabela 4.9 – Exemplo de dados para a zona B3	66
Tabela 4.10 – Exemplo de dados para a zona B4	67
Tabela 4.11 – Resumo do estudo da tensão DC	68
Tabela 4.12 – Valores da média e do desvio padrão	78
Tabela 4.13 – Equações da média e do desvio padrão em função da irradiância.....	78
Tabela 4.14 – Valores da média e do desvio padrão	81
Tabela 4.15 – Equações da média e do desvio padrão em função da irradiância.....	82
Tabela A.1 – Problemas e limitações do sistema de monitorização	110

Abreviaturas e Símbolos

Lista de abreviaturas (ordenadas por ordem alfabética)

AC	<i>Alternating Current</i>
CMOS	<i>Complementary Metal-Oxide-Semiconductor</i>
DC	<i>Direct Current</i>
DCE	<i>Data Communication Equipment</i>
DMS	<i>Distribution Management Systems</i>
DTE	<i>Data Terminal Equipment</i>
EIA	<i>Electronic Industries Alliance</i>
EMS	<i>Energy Management Systems</i>
FV	Fotovoltaico
GPRS	<i>General Packet Radio Service</i>
HMI	<i>Human Machine Interface</i>
HTML	<i>HyperText Markup Language</i>
IED	<i>Intelligent Electronic Device</i>
IP	<i>Internet Protocol</i>
LAN	<i>Local Area Networking</i>
MPP	<i>Maximum power point</i>
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracking</i>
PDA	<i>Personal Digital Assistant</i>
PHP	<i>Hypertext Preprocessor</i>
PR	<i>Performance Ratio</i>
RS	<i>Recommended Standard</i>
RTU	<i>Remote Terminal Unit</i>
SCADA	<i>Supervisory Control and Data Acquisition</i>
SEE	Sistema Elétrico de Energia
STC	<i>Standard Test Condition</i>
SWF	<i>Shockwave Flash File</i>
UMTS	<i>Universal Mobile Telecommunication System</i>

WAN	Wide Area Network
-----	-------------------

Lista de símbolos

A	Ampere
CO ₂	Formula molecular do dióxido de carbono
kW	<i>Kilowatt</i>
kWp	<i>Kilowatt pico</i>
V	<i>Volt</i>
Wh	<i>Watt-hora</i>
W/m ²	<i>Watt por metro quadrado</i>

Capítulo 1

Introdução

1.1 - Contextualização

Atualmente, o setor elétrico, encara vários desafios, tais como em termos da sustentabilidade ambiental, aliada à necessidade de explorar novas fontes de energia em alternativa aos recursos fósseis, da fiabilidade e qualidade de fornecimento e ainda o desafio proveniente do aumento da competitividade no setor de energia. As soluções a estes desafios vão permitir o aumento da capacidade de integração, nas redes elétricas, de produção distribuída provenientes de fontes de energia renováveis, que possuem um caráter intermitente e variável [1].

De entre as fontes de energia do planeta a solar apresenta-se como a principal, uma vez que é um recurso praticamente inesgotável e constante. Portugal, comparado com outros países da Europa, é um dos países que tem melhores condições para o aproveitamento deste recurso, pois dispõe de um número médio anual de 2200 a 3000 horas de Sol, no continente, enquanto que a Alemanha, por exemplo, dispõe entre 1200 e 1700 horas [2].

A energia de origem fotovoltaica (FV) tem sido a opção mais económica em muitas aplicações de pequena potência em locais afastados da rede. No entanto o elevado custo dos painéis fotovoltaicos constituía uma barreira para a sua disseminação em áreas urbanas. Atualmente, a tendência é o decréscimo dos custos associados aos módulos fotovoltaicos prevendo-se um aumento do número de projetos que possuam este tipo de tecnologia [2].

O mundo enfrenta mudanças importantes no setor elétrico. O uso de combustíveis fósseis era a prática mais comum, mas a tendência que se tem verificado aponta para que os seus custos atinjam valores elevados e as preocupações ambientais que o seu uso despoleta devido às emissões de CO₂ tem vindo a aumentar a procura de alternativas aos combustíveis fósseis[3]. Muitos institutos de investigação estão a considerar cenários futuros para ajudar os governos a construir políticas e a tomar decisões para enfrentar possíveis problemas associados a esta temática. Foi criado, pela Shell, um panorama futuro até ao ano 2050 [4]

que demonstra a evolução da energia final consumida, discriminando as fontes energéticas, conforme se pode observar na figura 1.1.

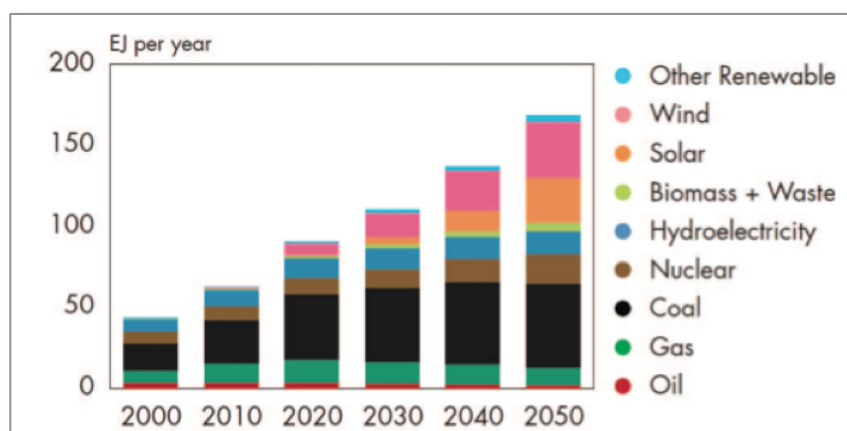


Figura 1.1 - Discriminação das fontes energéticas na energia consumida [4].

Como se pode verificar pela figura 1.1, prevê-se uma diminuição da dependência no uso de combustíveis fósseis, que é substituído por fontes energéticas sustentáveis. Em 2050, verifica-se que uma parcela considerável da energia produzida é proveniente do recurso solar.

Para que o aumento de produção de energia via fonte solar se concretize é necessário que estes sistemas apresentem fortes índices de desempenho. É assim necessária a implementação de sistemas de monitorização que não só monitorizem as variáveis técnicas destes sistemas mas que possuam também serviços capazes de realizar análises de desempenho e que detetem anomalias ocorridas durante a operação destes sistemas.

1.2 - Motivação

Nos módulos fotovoltaicos, a conversão da energia solar em energia elétrica é relativamente baixa e a máxima produção de energia varia em função das condições meteorológicas como a irradiância solar e a temperatura. Como resultado, é necessário o reajustamento do ponto de operação de forma a maximizar a potência gerada pelo parque fotovoltaico. Sendo assim, a performance dos sistemas fotovoltaicos depende deste ponto de operação [5].

O desenvolvimento do sistema de monitorização permite que sejam observados dados obtidos durante a operação do parque fotovoltaico e, com o auxílio de ferramentas de análise avançada consegue-se avaliar o desempenho do parque, ajudando o operador do sistema fotovoltaico.

Além das ferramentas de análise de desempenho é também importante a detecção de avarias. Para parques fotovoltaicos de pequena dimensão, a ocorrência de falhas, que provoquem quebras de produção, são normalmente de simples detecção. No entanto quando estes parques têm uma dimensão maior, tornando-se mais complexos com o aumento do número de painéis, número de séries e inversores, a dificuldade da detecção das falhas aumenta bem como o número destas [6]. Assim uma ferramenta capaz da detecção de falhas e avarias no parque fotovoltaico permite que o operador tome as devidas providências para evitar problemas de maior e para, se possível, identificar a origem do problema.

Em suma, torna-se necessário o desenvolvimento de ferramentas e plataformas que permitam monitorizar e avaliar o parque de forma a detetar as falhas, não só para manter a o desempenho do parque fotovoltaico elevado mas também para evitar que ocorram danos nos seus componentes.

1.3 - Objetivos e requisitos do sistema

Um dos principais objetivo desta dissertação é o desenvolvimento de uma plataforma de monitorização capaz de receber dados provenientes de um parque fotovoltaico. Este sistema deve armazenar os dados e permitir a sua visualização, em forma de tabela ou gráfico, ao operador e ainda fornecer informação sobre o desempenho do parque. Assim, a plataforma de monitorização pode ser dividida em:

- Base de dados: os dados recebidos são armazenados numa base de dados devidamente estruturada;
- Interface gráfica: tem o intuito de recolher os dados da base de dados e permitir ao operador visualizar e guardar estes dados requisitados à base de dados. Esta interface deve ser simples e intuitiva para permitir uma fácil adaptação do operador à interface.

Outro objetivo desta dissertação é a realização de estudos e análises de desempenho ao parque fotovoltaico, através dos dados provenientes do sistema de monitorização. É também necessário que após a realização de cada estudo se criem as condições necessárias para que estes possam ser novamente realizados mas através de um processo automático, de forma a que possam ser implementados na própria plataforma de monitorização.

A tabela seguinte apresenta os requisitos que a plataforma de monitorização deve possuir.

Tabela 1.1 – Requisitos da plataforma de monitorização

Requisito	Justificação
Permitir a visualização de alarmes ou erros.	Informar o operador de possíveis problemas que estejam a ocorrer no sistema fotovoltaico de forma a que este possa tomar as devidas ações.
Possibilitar a visualização de dados em forma de tabelas ou gráficos.	Para que o utilizador tenha acesso aos valores das variáveis do sistema monitorizadas.
Possibilitar a transferência de dados para o computador.	Ao ser possível guardar informação das variáveis monitorizadas torna-se mais acessível a realização de análises ao parque FV.
O sistema deve armazenar todos os dados provenientes do parque.	Criação de um histórico dos dados que permita o acesso a dados passados.
Transmitir informação sobre o desempenho do parque FV.	Para além do operador esta informação é útil ao cliente do parque pois é informado sobre o desempenho do seu sistema FV.
Permitir a pesquisa de alarmes ou erros.	Possibilita ao operador ser informado dos acontecimentos passados ocorridos no sistema FV.
O sistema deve estar protegido contra possíveis acessos não autorizados.	Informação confidencial de clientes.
A plataforma de monitorização deve poder ser ligada a vários sistemas fotovoltaicos.	Permite a um operador usar a mesma plataforma de monitorização para supervisionar vários sistemas fotovoltaicos.

A tabela 1.2 mostra os requisitos relativamente às ferramentas de análise avançadas.

Tabela 1.2 – Requisitos das ferramentas da análise avançadas

Requisito	Justificação
Comparar a potência gerada teórica com a potência gerada real	Permite determinar se os pontos de operação do sistema FV estão a ser os corretos e ainda são identificados os dias em que a produção se desviou do esperado.
Detetar anomalias através dos dados da tensão e potência	Identifica quando é que o sistema FV está a sofrer o efeito de uma anomalia e permite ainda a identificar novas anomalias ainda não detetadas

Requisito	Justificação
Um índice que apresente o desempenho do sistema FV	Fornecer informação sobre o desempenho do sistema FV relativamente à sua produção e permite detetar, com base em históricos, alterações no sistema.
As ferramentas devem ter as condições necessárias para realizar análises de forma automática	Para, posteriormente, serem funções integradas no sistema de monitorização

1.4 - Estrutura da Dissertação

A presente dissertação encontra-se dividida em 5 capítulos.

No capítulo 1 é feita uma contextualização do tema da dissertação na atualidade, abordando a evolução do sistema elétrico de energia (SEE) e um possível cenário para o futuro. São também enumerados os objetivos e os requisitos do sistema a serem cumpridos na realização da dissertação.

O capítulo 2 contém o estado da arte, o qual incide sobre os sistemas de supervisão e controlo, fazendo também uma breve apresentação sobre os protocolos de comunicação usados nestes sistemas. Ainda neste capítulo são abordadas análises de desempenho realizadas a parques fotovoltaicos, ferramentas de análise e sistemas de monitorização existentes no mercado.

No capítulo 3 é apresentada a base de dados e a interface gráfica desenvolvidas para o sistema de monitorização. São enumeradas todas as classes e os atributos pertencentes à base e dados e é explicada sua estrutura através de diagramas de classes. Relativamente à interface gráfica, é apresentado o seu aspeto as suas funções e como estas estão organizadas.

O capítulo 4 é reservado aos estudos realizados ao parque FV. Através dos dados fornecidos pela plataforma de monitorização efetuou-se uma estimativa da produção de energia elétrica, analisaram-se padrões de valores de potência e tensão DC de forma a identificar problemas ocorridos na operação do parque e foi ainda realizada uma análise estatística com o intuito de determinar um indicador que expressasse o desempenho do parque FV. Em conjunto com os estudos realizados, neste capítulo está também explicado de que forma é que estes podem ser inseridos na plataforma de monitorização.

Finalmente, o capítulo 5 apresenta as conclusões mais relevantes do trabalho realizado nesta dissertação e ainda as perspetivas para trabalhos futuros.

1.5 - Informação utilizada

Este trabalho foi desenvolvido em parceria com a empresa Martifer Solar, tendo esta disponibilizado dados desde 21 de janeiro de 2011 até 23 de fevereiro de 2012, pertencentes de um parque FV apenas para o desenvolvimento deste trabalho. Os dados sobre as variáveis de operação foram obtidas do inversor do parque e os dados meteorológicos foram medidos pela estação meteorológica que se encontra no local do parque. Por questões de confidencialidade, não é permitida a divulgação da sua localização.

A empresa Martifer Solar propôs o desenvolvimento de um sistema de monitorização para ser usado em parques fotovoltaicos. Apesar do sistema ser configurado com os dados pertencentes ao parque FV mencionado em cima, este tem uma estrutura geral podendo ser usado em qualquer outro parque, procedendo-se apenas, se necessário, à alteração das unidades das variáveis monitorizadas.

Foi desenvolvida ainda uma componente de investigação com o objetivo de realizar análises de desempenho e deteções de anomalias utilizando a informação recebida pelo sistema de monitorização.

Capítulo 2

Estado da Arte

2.1 - Sistema de Supervisão e Controlo

2.1.1 - Introdução

A procura de energia elétrica tem aumentado ao longo do tempo, o que significa que a dependência dos consumidores em energia elétrica é crescente. Esta evolução do consumo de energia obriga a constantes evoluções no sistema elétrico que, consequentemente, se apresenta cada vez mais complexo e integrando um número cada vez maior de componentes [7].

O aumento da procura leva a uma progressiva liberalização e desregulamentação do setor elétrico. Assim, verifica-se um desenvolvimento acentuado em formas de produção de energia elétrica não controladas e independentes, sendo importante a implementação de regras com o intuito de evitar que estas formas de produção não prejudiquem o bom funcionamento do sistema elétrico de energia [8].

A qualidade e a continuidade de serviço são questões cada vez mais importantes para os consumidores de energia. Posto isto, pretende-se atingir um compromisso entre os aspetos relacionados com a segurança, a qualidade de serviço e com economia, de modo a alimentar os consumidores ao menor custo possível mas mantendo os padrões de qualidade de serviço adequados [8].

A expansão do sistema elétrico de energia e a necessidade de garantir uma qualidade de serviço adequada conduziram as empresas a investir não só na otimização dos sistemas de transmissão e distribuição, mas também em sistemas automatizados de modo a supervisionar e controlar o sistema elétrico de energia. [7]

Os sistemas de supervisão e controlo são conhecidos por SCADA que é um acrónimo para a expressão “*Supervisory Control and Data Acquisition*” e tal como o nome indica, não é um sistema orientado para controlo mas mais para a supervisão [9]. Estes sistemas asseguram a segurança e a eficiência na operação do SEE [10]. Estes fornecem a informação, que está

armazenada na base de dados, aos operadores mostrando os dados na forma de tabelas, gráficos ou esquemas para facilitar a sua visualização. Para além dos dados de operação das centrais, estes sistemas, também fornecem avisos ou alarmes facilitando as intervenções dos operadores.

São definidos pequenos intervalos de tempo, de 5 ou 10 minutos, para a base de dados armazenar os valores das variáveis, registadas pelos vários componentes do sistema supervisionado. Os sistemas SCADA são configurados para recolher estes dados e fornecê-los ao utilizador, de modo a que a monitorização seja praticamente em tempo real.

Um aspeto importante que permitiu o bom funcionamento destes sistemas foi o desenvolvimento das telecomunicações que permite, hoje em dia, a circulação de grandes quantidades de informação entre pontos distantes [10].

Em suma, com a evolução do SEE e, consequentemente, o aumento da sua complexidade, existe uma necessidade de desenvolvimentos de sistemas que permitam auxiliar as empresas de energia a manter elevados padrões de qualidade e continuidade de serviço no fornecimento e distribuição de energia elétrica.

2.1.2 -Sistema de Supervisão e Controlo SCADA

Um sistema SCADA integra *software* e *hardware* que possibilita a monitorização e o controlo de sistemas geograficamente distribuídos. O sistema deve ser flexível de forma a ser possível integrar informação de novos componentes do sistema [8, 11]. É um sistema complexo que permite a comunicação entre as centrais remotas e o centro de controlo, fornecendo dados e informações importantes para o comando de processo de operações do sistema elétrico. A sua implementação exige a instalação de equipamentos de aquisição de dados remota ou atuadores, uma central para comunicar e outra para receber, processar e ilustrar a informação ao operador, de forma a que este atue a partir do centro de controlo [10].

Se ocorrer algum tipo de perturbações são disparados alarmes avisando os operadores que o sistema atravessa uma situação anómala.

Resumindo, as principais funções disponibilizadas por um sistema SCADA são [7]:

- Aquisição de dados: permite a obtenção de grande quantidade de dados a partir de equipamentos instalados nas centrais, medindo e indicando valores de grandezas e informa o centro de controlo de alguma mudança de estado de um componente da rede;
- Monitorização e processamento de eventos: esta função consiste na monitorização do estado e dos limites do sistema e processamento de eventos, onde todos os acontecimentos ocorridos no sistema elétrico estão processados e armazenados na base de dados;

- Funções de controlo: são funções que afetam o sistema de energia e permitem controlar individualmente cada equipamento a partir do centro de controlo.

2.1.3 -Software e constituintes de um sistema SCADA

Um importante aspeto dos sistemas SCADA é o tipo de *software* utilizado. Este *software* será responsável pela interface homem-máquina (HMI, *Human Machine Interface*). A HMI é um constituinte dos sistemas SCADA e, tal como o nome indica, é uma interface gráfica entre o operador e o sistema supervisionado. Apresenta um sinóptico do sistema, isto é, permite que o sistema seja visto em forma de esquemas, gráficos, tabelas e figuras facilitando a visualização de vários constituintes do sistema de forma simultânea [12].

O *software* pode definir o sucesso ou o insucesso de um sistema SCADA. Se este tem mau desempenho, como por exemplo, demorar muito tempo a fornecer dados que o operador deseja, o projeto do SCADA não terá sucesso. Por outro lado, se o *software* está bem estruturado, desenhado e escrito tem as características necessárias para ser um bom sistema SCADA [13].

Uma característica importante do *software* dos sistemas SCADA e da componente HMI é o tratamento de alarmes. Os sistemas SCADA tem como objetivo reduzir ou evitar os problemas provocados pelas falhas ocorridas no sistema supervisionado, por isso, a ocorrência de alarmes deve ser alertada de forma bem visível e clara [10].

As unidades remotas (RTU, *Remote Terminal Unit*) são unidades constituintes dos sistemas SCADA e são instaladas no local que se pretende supervisionar e controlar. As RTUs são utilizadas para recolher dados dos sensores instalados no sistema supervisionado para, posteriormente, enviá-los para a unidade central e ainda para executar comandos recebidos desta unidade, a partir de atuadores. Estas unidades devem ainda ter capacidade para memorizar todas as variáveis, permitindo à unidade central o acesso a esses dados sempre que quiser [12]. Nas RTUs são implementados os algoritmos de controlo locais existentes nos sistemas SCADA. Estas unidades remotas podem ser vistas como um conjunto de elementos com o intuito de controlar e supervisionar sistemas distantes do centro de controlo ou unidade central [10].

A unidade central (MTU, *Master Terminal Unit*) é responsável pela gestão da interface dos HMIs e das RTUs, funcionando muitas vezes como um *gateway* de comunicações. Estas unidades lêem os dados recolhidos das RTUs e convertem-nos para o contexto do sistema, de forma a poderem ser utilizados nas interfaces HMI. A comunicação nestas unidades é bilateral, pois é também responsável por enviar os comandos recebidos do operador para as RTUs, para atuarem de forma desejada sobre os atuadores. Uma outra funcionalidade importante da MTU, é a possibilidade de ligação a uma base de dados, onde armazena a

informação recolhida ao longo do tempo. Esta característica permite que a informação armazenada possa ser utilizada pelos HMI a qualquer altura [14].

2.1.4 -Arquitetura dos Sistemas SCADA

Os sistemas SCADA evoluíram em paralelo com o crescimento e o desenvolvimento da tecnologia computacional. Os sistemas SCADA podem ser divididos em três gerações [13]:

- Primeira geração: monolítico;
- Segunda geração: distribuído;
- Terceira Geração: em rede.

Sistema de SCADA Monolítico

Quando os sistemas SCADA foram inicialmente desenvolvidos o conceito de computação, em geral, era baseado em sistemas *mainframe*¹. As redes através de servidores ainda não eram uma prática corrente e cada sistema centralizado funcionava isolado de outros sistemas. Como consequência, os SCADA funcionavam também isolados sem qualquer ligação com outros sistemas [13].

As redes de área alargada (WANs, *Wide Area Networks*), implementadas nesta primeira geração de sistemas SCADA, tinham como principal e única função a comunicação com os RTUs que estavam presentes no sistema supervisionado [13].

A redundância da primeira geração dos SCADA era obtida através do uso de dois sistemas *mainframe* idênticos, um primário e um de apoio. Quando ocorria uma falha o sistema de apoio tinha como principal função a monitorização do sistema primário e completar o evento que estava a ser realizado, significando que a unidade de apoio tinha pouca utilidade [13].

A figura 2.1 mostra o esquema de uma arquitetura típica de um sistema SCADA de primeira geração.

¹ Computador de grande porte dedicado para o processamento de um volume grande de informação.

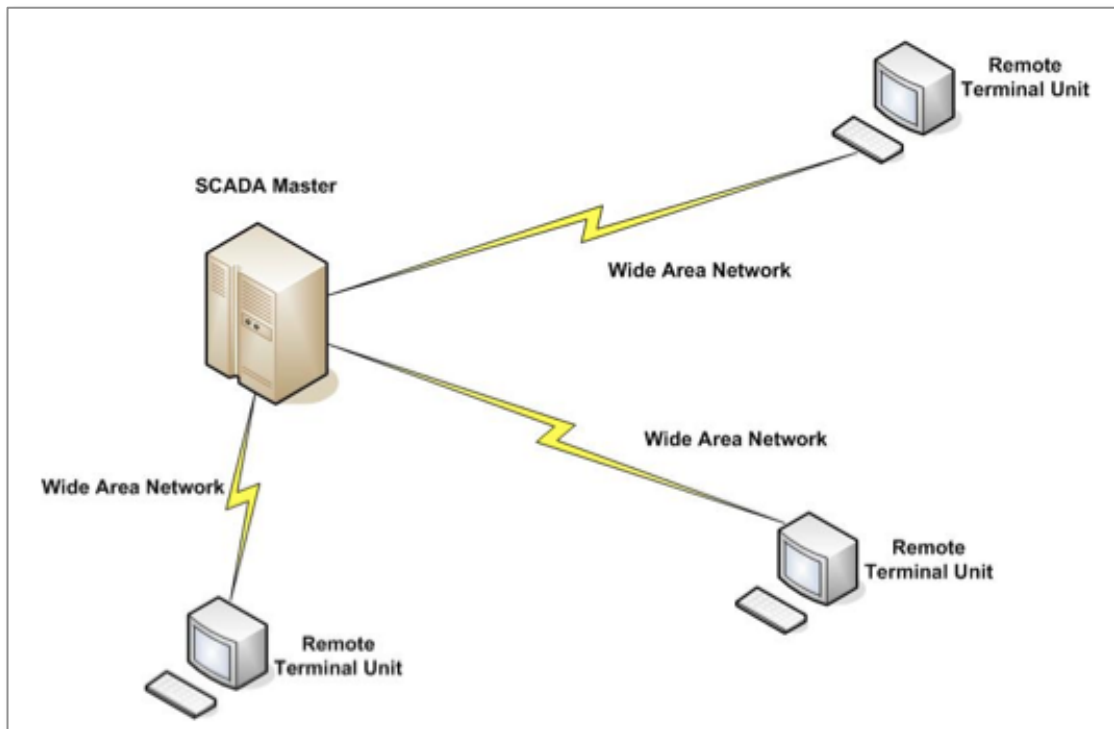


Figura 2.1 - Arquitetura de um sistema SCADA de primeira geração [13].

Sistema de SCADA Distribuído

A geração seguinte dos sistemas SCADA tirou vantagem dos desenvolvimentos e melhorias de sistemas de eletrônica e da tecnologia de rede de área local (LAN, *Local Area Networking*) para distribuir os processos por múltiplos sistemas. Várias estações, em que cada uma tinha uma função específica, eram ligadas em LAN e partilhavam comunicação entre elas em tempo real. Estas estações eram, normalmente, compostas por computadores mais pequenos e mais baratos quando comparados com os da primeira geração [13].

Cada estação que estava ligada em rede tinha uma função específica, como foi dito anteriormente, umas tinham como principal função a comunicação com os RTUs, outras eram encarregues de fornecer, aos operadores, interfaces do HMI e havia estações usadas como servidores de base de dados. Esta distribuição de funções entre vários sistemas providenciou um aumento do poder de processamento do sistema como um todo [13].

A distribuição de funções por vários sistemas em rede não só contribuiu para aumentar o poder de processamento mas também para melhorar a redundância e a fiabilidade do sistema como um todo. Em vez do esquema básico de recuperação de falhas usando um sistema primário e um de apoio, utilizada na primeira geração de sistemas SCADA, a arquitetura distribuída, normalmente, mantinha permanentemente todas as estações em rede em funcionamento. Por exemplo, se a estação responsável pela interface HMI sofresse uma falha, outra estação HMI poderia ser usada para operar o sistema [13].

A rede WAN usada para comunicação com os aparelhos, presentes no local do sistema supervisionado, foi praticamente inalterada com o desenvolvimento da ligação LAN entre as estações locais e o MTU. As ligações ainda eram limitadas aos protocolos RTU e não era possível outra troca de informação. Neste aspeto a segunda geração de sistemas SCADA era semelhante à primeira geração [13].

A figura 2.2 ilustra um esquema de uma arquitetura típica para um sistema SCADA de segunda geração.

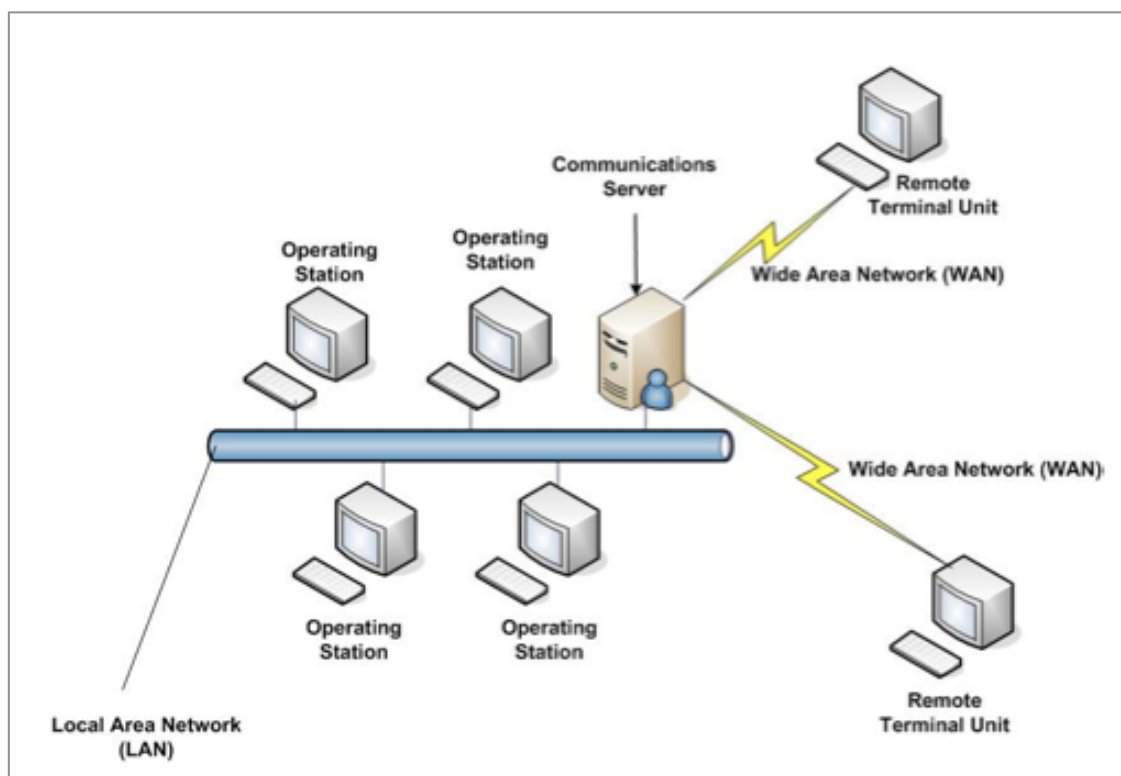


Figura 2.2 - Arquitetura de sistemas SCADA de segunda geração [13].

Sistema de SCADA em Rede

A terceira e última geração de sistemas SCADA é semelhante à segunda geração, no entanto apresenta uma diferença importante. Na primeira e segunda geração era muito complicado integrar componentes e aparelhos de outros fornecedores pois cada um utilizava o seu próprio *software*. Na última geração de sistemas SCADA existe uma arquitetura de sistema aberto que permite ao proprietário escolher o que usar e de que fornecedor. A maior evolução da arquitetura de sistema aberto é a utilização de protocolos gerais que permitem a distribuição das funções SCADA pela rede WAN e não só pela rede LAN [13].

A utilização deste tipo de protocolos gerais elimina as limitações das gerações anteriores e, assim, o utilizador pode ligar qualquer tipo de aparelho ao sistema e à rede [13].

A maior evolução da terceira geração dos sistemas SCADA deve-se à utilização de protocolos WAN como o IP (*Internet Protocol*) para comunicação entre a MTU e os

equipamentos de comunicação. Assim é possível separar parte da MTU, que é responsável pela comunicação com os equipamentos do sistema supervisionado, da propriedade principal, através da rede WAN [13].

Uma outra vantagem, proveniente da arquitetura distribuída dos sistemas SCADA, é o aumento da fiabilidade do sistema. Na arquitetura distribuída os sistemas ligados em LAN aumentavam a fiabilidade do sistema, mas no caso de ocorrência de uma perda total da central onde está situado o MTU, como por exemplo um incêndio, o sistema poderia perder-se também. Através da distribuição de processos por locais separados fisicamente é possível que o sistema SCADA sobreviva mesmo com a perda total de uma estação. Para as organizações que consideram os sistemas SCADA uma função supercrítica, esta é uma característica bastante importante [13].

A figura 2.3 apresenta um esquema de uma arquitetura típica de um sistema SCADA de última geração.

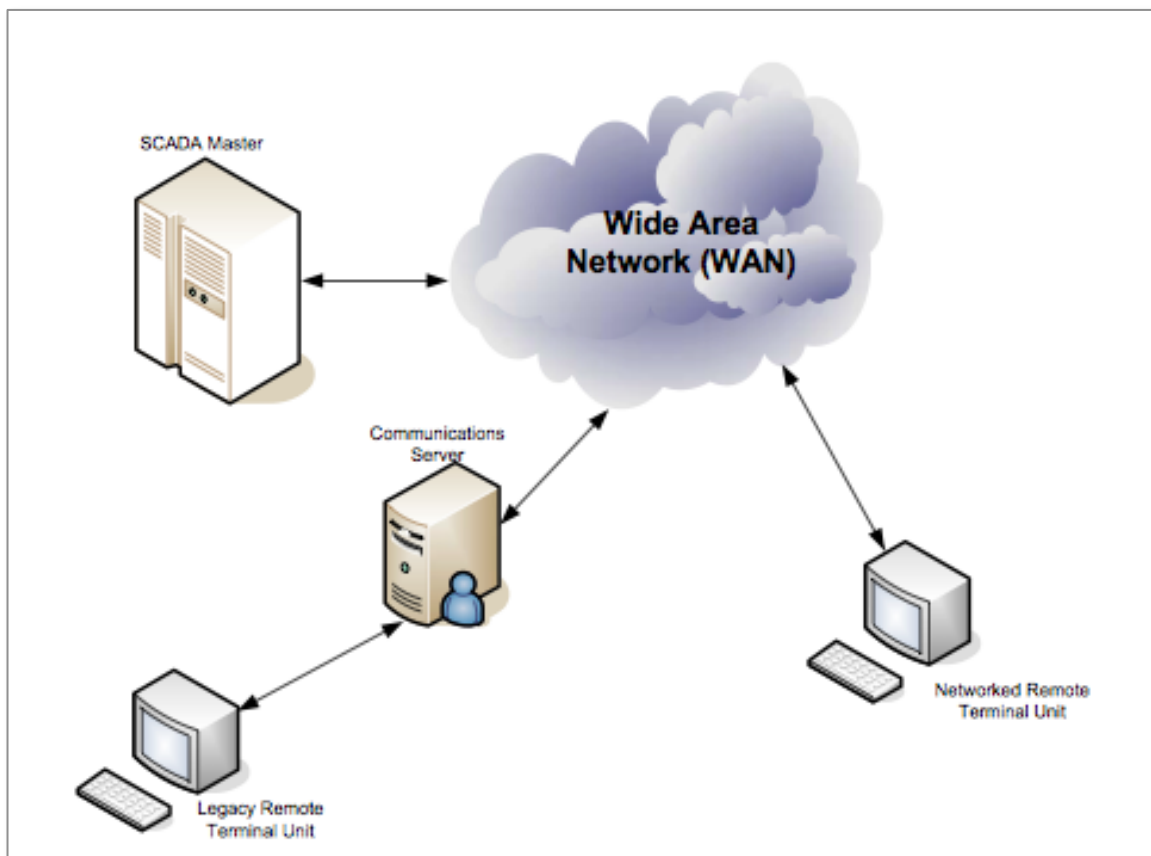


Figura 2.3 - Arquitetura de sistemas SCADA de terceira geração [13].

2.1.5 -Sistemas de Comunicação

A comunicação é uma característica muito importante em todos os sistemas automatizados, permitindo a troca de informações entre sistemas e o meio envolvente. As

informações, provenientes dos sensores sofisticados ou até de simples interruptores, são transmitidas para o sistema através de sinais elétricos. Este conceito de comunicação entre sistema e sensor aplica-se também ao sistema de controlo. Isto mostra a grande necessidade de coordenação entre todos os elementos. As redes de comunicação industriais assumem, assim, um papel fundamental na interação das várias áreas, garantindo que a troca de dados seja eficiente e eficaz, contribuindo para o correto funcionamento das várias áreas [10, 15].

Nos sistemas SCADA, analisando a comunicação entre o servidor principal e os elementos de campo, verifica-se que o servidor de dados faz requisitos, de maneira cíclica, aos elementos de campo, de forma a recolher dados provenientes de sensores, autómatos, IED's (*Intelligent Eletronic Device*), etc. [10].

Devido ao desenvolvimento das arquiteturas dos sistemas SCADA e à adoção de protocolos de comunicação comuns, como foi mencionado anteriormente, é possível estabelecer qualquer tipo de comunicação entre um servidor de dados e o equipamento de campo, mesmo que existam controladores de diferentes fabricantes [10].

A evolução dos meios de comunicação e a adoção de regras para realizar trocas de informação permite que seja possível a troca bidirecional de dados entre as unidades centrais (MTUs) e as unidades remotas (RTUs). Esta troca de dados é também possível devido à existência de sistemas de transporte do sinal como o cabo elétrico, fibra ótica, GPRS (*General packet radio service*), UMTS (*Universal Mobile Telecommunications System*), satélite, entre outros [10, 15].

Sistemas de Transmissão de Sinal

O primeiro desafio na transmissão de um sinal entre dois, ou mais, pontos, é que este chegue em perfeitas condições ao destinatário, ou seja, que no destino o sinal seja recebido tal e qual como foi enviado [15].

As ligações físicas em ambiente industrial realizam-se mediante interfaces série normalizadas pela Associação de Indústrias Eletrotécnicas dos Estados Unidos, a EIA (*Electronic Industries Alliance*) [15].

A forma como o sinal é transmitido e a comunicação suportada é definida pelos standards. Os standards recomendados (RS, *Recommended Stardard*) mais conhecidos são[15]:

- RS-232: nesta tecnologia, os sinais binários são transmitidos mediante níveis de tensão positiva e negativa, relativamente a um ponto de potência comum. Um ponto desfavorável desta tecnologia é a suscetibilidade de introdução de falhas na comunicação devido a perturbações elétricas [15, 16];
- RS-422A: baseia-se na transmissão de sinais de tensão diferenciais utilizando dois fios, sem ponto de referência ou massa. Os sinais binários são transmitidos através da diferença das tensões entre os dois condutores, apresentando uma

grande imunidade a ruídos elétricos e permitindo uma maior distância entre as ligações [10, 15];

- RS-485: é uma evolução dos RS-422. Permitem a ligação de 32 equipamentos a um só cabo de comunicação, com uma distância máxima de 50 metros mas pode incrementar-se até 1200 metros mediante repetidores de sinal. Este standard é um dos mais usados em ambientes industriais sendo o profibus o expoente máximo deste standard [10, 15, 17];
- TTL: baseia-se na transmissão de sinais binários a níveis de tensão TTL (5V) e na tecnologia CMOS (*Complementary Metal-Oxide-Semiconductor*) [10, 15].

Protocolos de Comunicação

O protocolo de comunicação engloba todas as regras e convenções que devem seguir para ser possível a troca de informação[15].

Qualquer tipo de comunicação pode ser estruturada de acordo com o esquema da figura 2.4.

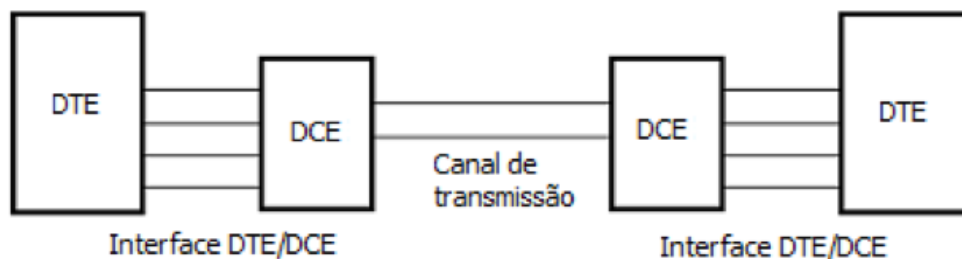


Figura 2.4 - Estrutura de um protocolo de comunicações [10].

Os equipamentos processadores, os que geram e recebem os dados, são conhecidos por DTE (*Data Terminal Equipment*) e os equipamentos que se encarregam de codificar ou modular os dados de uma forma adequada às condições do meio de transmissão são conhecidos por DCE (*Data Communication Equipment*) [10, 15].

O objetivo de qualquer protocolo de comunicação é poder ligar e manter o diálogo entre os dois DTEs, permitindo que a informação flua entre ambos com segurança e sem falhas. Ou seja, é decidir todas as regras e especificações de linguagem a utilizar pelos equipamentos [15].

Se diversos fornecedores utilizam o mesmo protocolo nos seus produtos, que é o ideal para qualquer sistema, consegue-se a integração de sistemas com menor número de esforço [15].

A padronização é um ponto de conflito de interesses técnicos e comerciais, pois cada fabricante desenvolve as suas investigações de forma a que os seus equipamentos consigam

funcionar da forma que pretendem e, como é óbvio, que as funções do equipamento desenvolvido sejam a melhor solução no mercado [15].

2.1.6 -Segurança e Vulnerabilidade dos Sistemas SCADA

Os sistemas SCADA e outros sistemas de controlo similares são largamente utilizados por indústrias sendo considerados críticos no funcionamento de infraestruturas de vários países e requerem proteção dos vários riscos que existem na internet. No início do desenvolvimento dos SCADA, os equipamentos e os *softwares* eram limitados, tal como o acesso de internet pela população mundial. Com o passar dos anos, acrescentando a adoção do uso de protocolos de comunicação standard, ocorreu uma evolução nos sistemas e nos seus componentes, possibilitando a ligação a várias redes dos sistemas SCADA. Estas mudanças aumentaram consideravelmente a vulnerabilidade, destes sistemas, a ataques informáticos [18, 19].

Inicialmente os sistemas SCADA foram desenhados de forma a maximizar a performance das suas funções, sendo a segurança subvalorizada. Como resultado, a maioria dos sistemas têm boa performance, flexibilidade e fiabilidade, mas por outro lado a segurança desses sistemas é normalmente fraca. Desta forma os sistemas SCADA estão, potencialmente, vulneráveis a ataques de vários tipos [18, 20].

Os ataques mais comuns que os sistemas SCADA sofrem são os seguintes [13]:

- Encerramento do sistema: o servidor é encerrado causando o encerramento imediato do sistema. Ficheiros críticos do servidor e do sistema SCADA podem-se perder e deixa de ser possível o processo de monitorização da central;
- Ganhar controlo do sistema: o ataque pretende ficar com acesso completo do sistema SCADA de forma a provocar dano a infraestruturas e à empresa, expondo informação confidencial ao público;
- Alteração de informação: informação do SCADA é alterada ou eliminada provocando complicações para os operadores de sistema. Outro motivo para este ataque pode ser o roubo de informação confidencial;
- Negar acesso ao sistema: ao negar acesso ao sistema SCADA este deixa de funcionar, não voltando a funcionar mesmo depois de reiniciado. Assim, deixa de ser possível a monitorização por parte do sistema.

2.1.7 -Energy Management Systems (EMS)

O sistema SCADA realiza uma monitorização simples, limitando-se a comparar grandezas analógicas em relação aos seus limites e a identificar transições de estado nas grandezas digitais. Estes sistemas, por exemplo, não possuem informação relativamente à topologia da rede e não têm possibilidade de avaliar a correção das medidas efetuadas [7].

À medida que o sistema elétrico de energia foi evoluindo, tornando-se maior e mais complexo, tornou-se necessário agregar funções matemáticas de análise mais complexas aos sistemas SCADA, denominadas funções de aplicação, obtendo-se assim os sistemas EMS. Estes sistemas estão relacionados com a exploração da rede de transporte e com os sistemas de produção de energia. Os sistemas EMS possuem várias funções com o intuito de monitorizar e controlar a geração de energia, a distribuição ou o consumo de energia [7, 21].

As funções de aplicação implicam a realização de um grande número de cálculos e o seu funcionamento depende do conhecimento atual do SEE. Alguns exemplos das funções são [7, 8]:

- Processamento de Topologia: usando informação sobre o estado dos disjuntores, seccionadores e de medidas analógicas efetuadas é possível construir um modelo do SEE;
- Estimação de Estado: calcula a melhor estimativa para as tensões nos nós a partir de valores medidos efetuados pelo SCADA, de forma a detetar erros grosseiros devido ao carácter não ideal dos aparelhos de medição;
- Análise de Segurança: analisa o transito de potências, a estabilidade do sistema elétrico e efetua um estudo dos curto-circuitos, com o intuito de identificar estratégias para evitar os problemas, minimizar os seus efeitos e também para os corrigir [7, 8].

2.1.8 -Distribution Management Systems (DMS)

A desregulamentação da indústria de energia elétrica conduziu à necessidade de realizar uma operação eficiente dos sistemas de distribuição. Surgiram assim os sistemas DMS, destinados a facilitar a exploração e gestão das redes de distribuição de energia elétrica [7, 22].

A concorrência entre empresas encarregues pela distribuição gerada pelos novos movimentos de regulamentação e liberalização do setor elétrico, o aumento do número de pequenos aproveitamentos de produção de energia elétrica independentes ligados às redes de distribuição e o desenvolvimento do poder de cálculo dos computadores em paralelo com as novas infraestruturas para processamento distribuído são alguns dos fatores que contribuem para a necessidade e viabilidade técnica e financeira dos sistemas DMS [7].

As funções disponibilizadas pelos sistemas DMS são semelhantes aos sistemas EMS, adaptadas para o controlo e gestão da rede de distribuição de energia. O processamento de topologias, alocação de cargas e a previsão de cargas e corrente nos ramos são algumas das funções que os sistemas DMS disponibilizam.

2.1.9 -Sistemas SCADA nas centrais fotovoltaicas

Os sistemas SCADA têm vindo a ser largamente aplicados em sistemas fotovoltaicos para produção de energia elétrica, especialmente em sistemas de grande escala [11].

Nos parques fotovoltaicos, o sistema SCADA é composto por uma unidade que tem como função a recolha de dados, o RTU, e uma outra unidade de comunicação. O SCADA recolhe informação de diversas variáveis, como a temperatura, irradiância solar, tensão e corrente DC, tensão e corrente AC, ou seja à saída do inversor, entre outras [11].

A figura 2.5 apresenta um esquema típico de um SCADA associado a um parque FV.

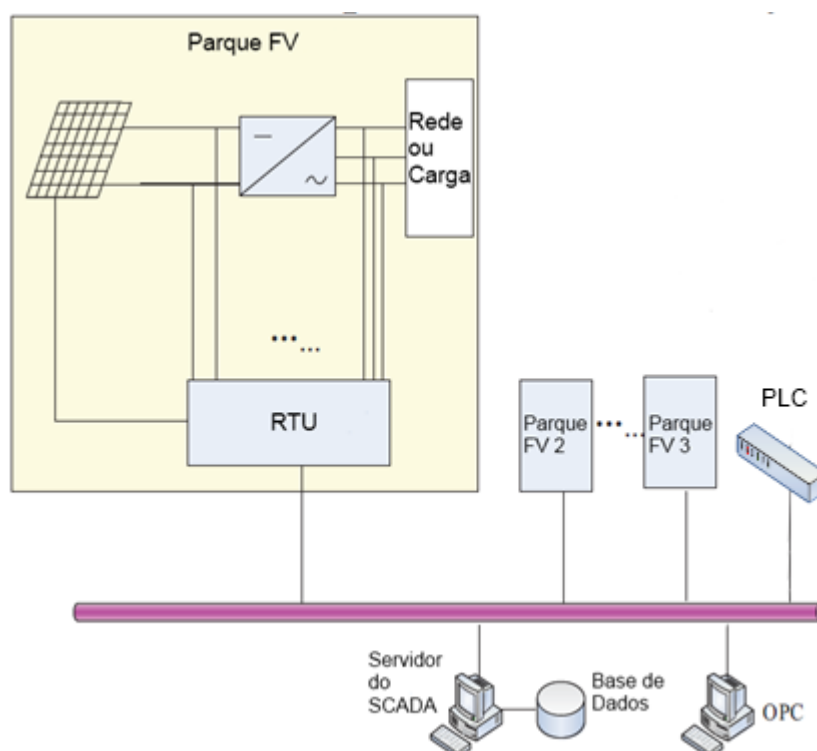


Figura 2.5 - Arquitetura distribuída de um sistema SCADA típico implementado em parques fotovoltaicos, adaptado de [11].

Na figura o OPC (*OLE for process control*) é responsável pela comunicação com o PLC (*Program Logic Controller*) e pela transferência de comunicação entre este e o interface gráfico. O PLC é uma unidade remota, tal como o RTU, mas em vez de ser especializada em comunicação tem tarefas gerais de controlo [10, 23].

A implementação de sistemas SCADA permite que sejam efetuadas operações de controlo e monitorização do parque FV, sem que exista a necessidade do operador se deslocar ao local físico do parque.

2.1.10 - Conclusão

Este ponto, do estado da arte, pretende revelar a necessidade e a importância que os sistemas SCADA adquiriram ao longo do tempo, sendo considerados, atualmente, como sistemas críticos para o bom funcionamento do sistema elétrico de energia.

A utilização de sistemas SCADA permitiu o aumento do rendimento nas áreas onde estes sistemas são implementados. Além do rendimento, também se verificou um aumento na fiabilidade, pois estes sistemas permitem monitorizar anomalias e falhas que possam ser prejudiciais ou até fatais para os sistemas supervisionados. Com o auxílio destes sistemas também é possível diminuir a ocorrência dessas falhas.

No entanto, devido também à sua importância, os SCADA são suscetíveis a ataques informáticos que podem prejudicar o bom funcionamento do sistemas supervisionado e a empresa responsável pelo sistema. Desta forma, a segurança destes sistemas é um ponto chave a ter em consideração no seu desenvolvimento.

Com base nos sistemas SCADA desenvolveram-se outros dois sistemas, os sistemas EMS e os DMS, que, em relação aos SCADA, têm maior poder de cálculo e têm incorporadas funções para a gestão técnica dos sistemas de produção, transporte e das redes de distribuição.

2.2 - Indicadores de desempenho de Sistemas Fotovoltaicos

2.2.1 -Introdução

O investimento necessário para a construção de sistemas fotovoltaicos é extremamente elevado, não só devido ao preço dos painéis FV mas também devido aos outros componentes pertencentes ao sistema. No entanto, é normal que o investimento efetuado nos painéis fotovoltaicos atinja os 60% do investimento total [24].

Normalmente, os sistemas fotovoltaicos são construídos com o objetivo dos ligar à rede. Por este motivo e pela dimensão do investimento efetuado é importante possuir alguma forma de realizar uma monitorização da sua performance, de forma a assegurar que o sistema tem o desempenho esperado [25].

O indicador mais comum na análise dos sistemas fotovoltaicos é denominado por “*performance ratio*” (PR) [26], mas para além deste indicador encontram-se outros também usados para este tipo de análise. Nesta secção do estado da arte é realizada uma breve introdução dos indicadores mais usados em análises da performance de parques fotovoltaicos.

A performance nos módulos FV está diretamente dependente da irradiância e da temperatura. Normalmente os módulos são testados em laboratório em condições de teste standard (STC, *Standard Test Condition*). Estas condições consideram uma irradiância de 1000 W/m², uma temperatura exata de 25°C e 1,5 de massa de ar [27]. Como as condições STC

diferem das condições onde são aplicados os módulos fotovoltaicos é necessário proceder à realização de correções [28, 29].

O objetivo deste ponto do estado da arte é apresentar os passos seguidos para se calcular o valor do “*performance ratio*” do parque FV e a eficiência dos painéis.

2.2.2 - Indicadores de Desempenho

Como foi mencionado anteriormente, existem diversos indicadores que permitem analisar o desempenho de sistemas FV e também efetuar comparações entre sistemas.

Performance Ratio

O mais utilizado é o “*performance ratio*” e permite efetuar comparações entre vários sistemas, no entanto este indicador é influenciado por parâmetros pertencentes à zona onde foi instalado o sistema FV, como a temperatura e irradiância [26]. Para se determinar o índice PR é importante que o parque possua um sistema de monitorização que forneça os valores de variáveis necessárias para o seu cálculo. As variáveis que devem ser monitorizadas pelo sistema de monitorização são a energia produzida pelo parque e a irradiância correspondente que foi medida pelo sensor de irradiância da estação meteorológica [30]. É interessante que o sistema de monitorização ou supervisão monitorize, além das variáveis mencionadas acima, outras variáveis que permitam determinar mais do que um indicador de desempenho.

É também necessário conhecer o valor da potência máxima que o parque pode gerar nas condições STC, isto é, a potência instalada e a irradiância de referência para as mesmas condições. De acordo com o que foi expresso acima, a irradiância de referência nas condições STC tem o valor de 1000 W/m².

Possuindo estes dados avança-se para o cálculo de dois rendimentos, o rendimento de referência e o rendimento do parque [25, 31].

O cálculo do rendimento de referência é realizado usando a seguinte equação [31-33]:

$$Y_{ref} = \frac{H}{G} \quad (2.1)$$

Onde Y_{ref} representa o rendimento de referência, H a irradiância medida em W/m² e G representa a irradiância de referência também em W/m².

A equação 2.2 é usada para o cálculo do rendimento final [31-33]:

$$Y_{Final} = \frac{E}{P_{STC}} \quad (2.2)$$

Em que, Y_{Final} representa o rendimento final, E a energia AC produzida pelo parque FV, em Wh, e P_{STC} a potência instalada ou potência pico do sistema FV, em W.

Depois de calculados estes dois rendimentos, pode-se proceder para o cálculo do PR segundo a equação 2.3:

$$PR = \frac{Y_{Final}}{Y_{ref}} \quad (2.3)$$

Em que PR corresponde ao “*performance ratio*”, Y_{Final} é o rendimento final calculado pela equação 2.2 e Y_{ref} é o rendimento de referência calculado pela equação 2.1. O cálculo do PR é realizado de acordo com o *Standard IEC 61724* [34].

O indicador PR é adimensional e varia entre 0 e 1, quanto mais próximo este indicador estiver de 1 mais próximo o parque FV se aproxima do ideal. O indicador representa as perdas totais do sistema, considerando também as perdas da conversão DC para AC. As perdas normais de um parque FV incluem as perdas resultantes da degradação do painel (LF_{deg}), da temperatura (LF_{tem}), da sujidade (LF_{soil}), da rede interna (LF_{net}), do inversor (LF_{inv}), perdas resultantes do transformador (LF_{tr}) e da disponibilidade do sistema e da ligação à rede (LF_{ppc}) [33]. Sendo assim, o indicador PR pode ser expresso segundo se pode observar na equação 2.4:

$$PR = LF_{deg} \cdot LF_{tem} \cdot LF_{soil} \cdot LF_{net} \cdot LF_{inv} \cdot LF_{tran} \cdot LF_{ppc} \quad (2.4)$$

Eficiência dos Módulos Fotovoltaicos

O PR fornece informação do desempenho do sistema FV como um todo mas pode-se determinar apenas o comportamento dos painéis fotovoltaicos, através do cálculo da eficiência dos painéis. Para calcular a eficiência utiliza-se a expressão apresentada na equação 2.5 [31]:

$$Eficiência = \frac{E_{DC}}{E_{PV}} \times 100\% (\%) \quad (2.5)$$

Onde E_{DC} é a energia medida do lado DC do parque FV, em Wh, e E_{PV} é a irradiância solar total fornecida aos módulos fotovoltaicos. Este cálculo da eficiência dos módulos FV apenas deve ser realizado se estes estiverem próximos da estação de controlo ou centro de transformação, onde os inversores e o sistema de aquisição de dados estão instalados. Esta condição permite que no cálculo da eficiência sejam desprezadas as perdas nos cabos [31].

Fator de Capacidade

O fator de capacidade (CF) é um indicador que fornece a informação sobre a produção do sistema FV em relação à sua capacidade, isto é, permite determinar a relação entre a energia produzida durante um certo intervalo de tempo e a energia produzida durante esse intervalo

se o sistema estivesse a funcionar à capacidade máxima [33]. Este fator pode ser determinado da seguinte forma:

$$CF = \frac{Y_{Final}}{8760} = \frac{E}{P_{STC} \times 8760} = \frac{H \times PR}{P_{STC} \times 8760} \quad (2.6)$$

Na equação 2.6 o CF representa o fator de capacidade calculado para um ano, Y_{Final} o rendimento final calculado pela equação 2.2, E a energia AC produzida pelo parque FV, em Wh, P_{STC} a potência instalada ou potência pico do sistema FV, em W, H a irradiância medida em W/m^2 e PR é o “*performance ratio*” calculado pela equação 2.4.

2.2.3 -Conclusão

O investimento necessário para a construção de sistemas fotovoltaicos é elevado. Para existir retorno do investimento e conseguir lucrar com a aposta neste tipo de tecnologias é necessário que o parque FV tenha o comportamento esperado. Sendo assim, é necessário, além de um bom sistema de monitorização, um indicador que permita ao operador perceber se o sistema está a ter o comportamento que foi estudado na fase de projeto.

O indicador “*performance ratio*” avalia o funcionamento do parque FV de uma forma simples e permite fornecer ao operador um *feedback* do desempenho do parque, incluindo também a conversão de DC para AC.

A eficiência dos painéis fotovoltaicos fornece informação apenas sobre os desempenho dos painéis e o fator de capacidade compara a produção do sistema com a sua capacidade.

2.3 - Ferramentas de análise de Sistemas Fotovoltaicos

2.3.1 -Introdução

Em vez de se realizar cálculos ou criar ferramentas que analisem a performance de sistemas FV pode-se optar por adquirir programas ou ferramentas que se encontram no mercado. Além de analisarem a performance muitos deles permitem ainda realizar estudos e simulações na fase de desenvolvimento do projeto para que os projetistas escolham o melhor *layout* e os componentes que melhor se adequam às características e performances ambicionadas.

Nesta secção serão indicados alguns programas ou ferramentas disponíveis no mercado e as suas funções que poderão ser úteis na análise de desempenho de sistemas fotovoltaicos.

2.3.2 -Ferramentas de Análise

Solmetric PV Designer Software

“*PV Designer Software*” é um programa que permite desenhar um sistema fotovoltaico de pequena dimensão, até 15kW, de forma rápida e fácil. O programa tem uma vasta base de dados de marcas de módulos fotovoltaicos, inversores e também possui um histórico de dados meteorológicos para várias zonas geográficas [35].

Com este programa pode-se criar sistemas diferentes e comparar a produção de energia de modo a escolher a melhor opção [35].

PV F-Chart

“*PV F-Chart*” é uma ferramenta que realiza análises de desempenho a sistemas fotovoltaicos. Estima a performance do sistema para cada hora do mês usando dados irradiância solar que possui na base de dados ou dados inseridos pelo utilizador [36].

O método usado para o cálculo do desempenho em função da irradiância foi desenvolvido na Universidade de Wisconsin [36].

PV Planner

O programa “*PV Planner*” analisa os benefícios da tecnologia fotovoltaica em detrimento das tecnologias convencionais na produção de energia. O programa usa dados financeiros, económicos e políticos do local onde o sistema será implementado de forma a analisar se o projeto é financeiramente viável [37].

O estudo do desempenho do sistema é realizado usando várias variáveis que contêm informação sobre a renumeração recebida pela energia fornecida à rede, do período de recuperação do investimento e do rácio do custo-benefício. Como as políticas estão em constante alteração, este programa é atualizado regularmente [37].

PVsyst

O programa “*PVsyst*” permite estudar, simular, dimensionar e analisar dados do sistema fotovoltaico. É compatível com sistemas ligados à rede ou isolados e possui ainda uma base de dados muito completa sobre dados meteorológicos e componentes do sistema FV. Pode ainda obter dados meteorológicos atualizados de algumas das fontes mais conhecidas de forma a complementar a sua base de dados [38, 39].

Este programa é orientado para arquitetos, engenheiros, e também muito usado nos estabelecimentos de ensino [39].

2.3.3 -Sistemas de monitorização

As ferramentas mencionadas em cima são usadas isoladamente, isto é, separadas de sistemas de monitorização. Além disso, a maioria das ferramentas estão direcionadas para a fase de projeto de sistemas fotovoltaicos.

Os sistemas de monitorização normalmente possuem ferramentas de análise de desempenho incorporadas no próprio sistemas e sistemas de alerta e alarmes. Podem ainda possuir outro tipo de análises a pedido do cliente. Em baixo estão exemplos de sistemas de monitorização existentes no mercado, que possuem não só capacidade de monitorização mas também ferramentas de análise.

SolGuard

O sistema “*SolGuard*” possui diversas propriedades, para além da monitorização. Permite aumentar do desempenho do parque, informa o operador de qualquer problema que esteja a ocorrer no parque, sejam problemas de operação do parque, incêndios ou roubos, através de avisos no próprio sistema e através de mensagens de telemóvel. Permite ainda diminuir a necessidade de mão de obra e os recursos necessários na manutenção do parque, pois na ocorrência de algum problema o sistema SolGuard informa possíveis medidas a tomar para a sua resolução.

Este sistema é dotado de grande flexibilidade já que pode ser ligado aos inversores, sensores, etc. existentes no parque.

SunPower

O sistema “*SunPower*” é um sistema de monitorização da performance de parques fotovoltaicos. Foi desenvolvido para maximizar a eficiência de operação dos sistemas fotovoltaicos minimizando o tempo em que estes se encontram impossibilitados de produzir devido a avarias e maximizando o desempenho dos vários componentes pertencentes ao parque [40].

O sistema fornece informação sobre o desempenho do parque FV em cada instante. Tem ainda um mecanismo de alarmes que informam o operador de problemas que estejam a ocorrer no parque. Com o auxílio de outro componente, que pode ser adquirido separadamente, permite realizar inspeções aos componentes do parque e assim realizar uma manutenção preventiva [40].

2.3.4 -Conclusão

Nesta secção foram apresentados alguns dos programas existentes no mercado para análise, estudo e projeto de sistemas fotovoltaicos. Foram também apresentados sistemas de monitorização existentes no mercado e algumas das suas funções

Relativamente aos programas, estes possuem ferramentas que permitem simular sistemas de forma a verificar se, depois destes serem construídos, satisfazem os indicadores obtidos na fase de projeto.

Quanto aos sistemas de monitorização, estes possuem, além da capacidade de monitorização, ferramentas que informam o operador sobre o desempenho do parque FV em tempo real e o alertam sobre possíveis problemas que ocorram neste.

O trabalho desenvolvido nesta dissertação enquadra-se nos sistemas de monitorização mencionados atrás, pois analisam o desempenho e detetam erros de operação, podendo ainda verificar erros que não são identificados pelo sistema presente no parque FV.

Capítulo 3

Sistema de monitorização de parques fotovoltaicos

3.1 - Base de dados

3.1.1 - Introdução

A base de dados é uma parte importante no sistema de monitorização desenvolvido. É na base de dados do sistema que é armazenada toda a informação relacionada com o parque fotovoltaico que está a ser monitorizado.

Pode-se desenvolver a base de dados em diversos sistemas, no entanto deu-se preferência a dois em especial por estes serem gratuitos, o sistema MySQL e o sistema PostgreSQL. Como se pretende usar uma interface *web* em HTML/PHP e que o acesso à base de dados seja mais rápido acabou por se dar preferência ao sistema MySQL. [41]

Como já foi referido, é na base de dados que vão ser inseridos os valores provenientes da monitorização, alarmes que ocorrem no sistema FV, o nome e a unidade das várias variáveis, informação dos utilizadores, etc.

Foi criado um servidor num computador pessoal onde está alojada a base de dados e a interface gráfica. Esta medida facilita o desenvolvimento do projeto e também permite que qualquer alteração no sistema ou na base de dados seja realizada de forma mais rápida.

3.1.2 - Sistema MySQL

O sistema MySQL é um dos sistemas *open source*, para desenvolvimento de base de dados, mais conhecidos em todo o mundo. Este sistema é gratuito, tem um elevado desempenho. É também conhecido por ter uma grande comunidade *online* que facilita a resolução de problemas que ocorram a quem desenvolve base de dados neste sistema. [42]

Tem um sistema de administração, denominado por phpMyAdmin que permite gerir toda a base de dados. Este sistema de administração é acessível por um qualquer navegador de

internet, ou seja, não há necessidade de efetuar qualquer instalação. Permite ainda inserir grandes quantidades de informação usando linguagem SQL ou importando diretamente ficheiros CSV para a base de dados. Também a exportação de informação pode ser feita em diversos formatos como CSV, SQL e até em PDF. [43]

3.1.3 -Estrutura da base de dados no sistema MySQL

É pretendido que a base e dados possua informação de todos os componentes do parque FV, assim foi reservada uma classe, ou uma tabela, para cada tipo de componente. Então, a base de dados, criada para o projeto, possui 18 classes que possuem diversos atributos. As figuras 3.1 e 3.2 mostram as classes pertencentes à base de dados e os seus respetivos atributos.

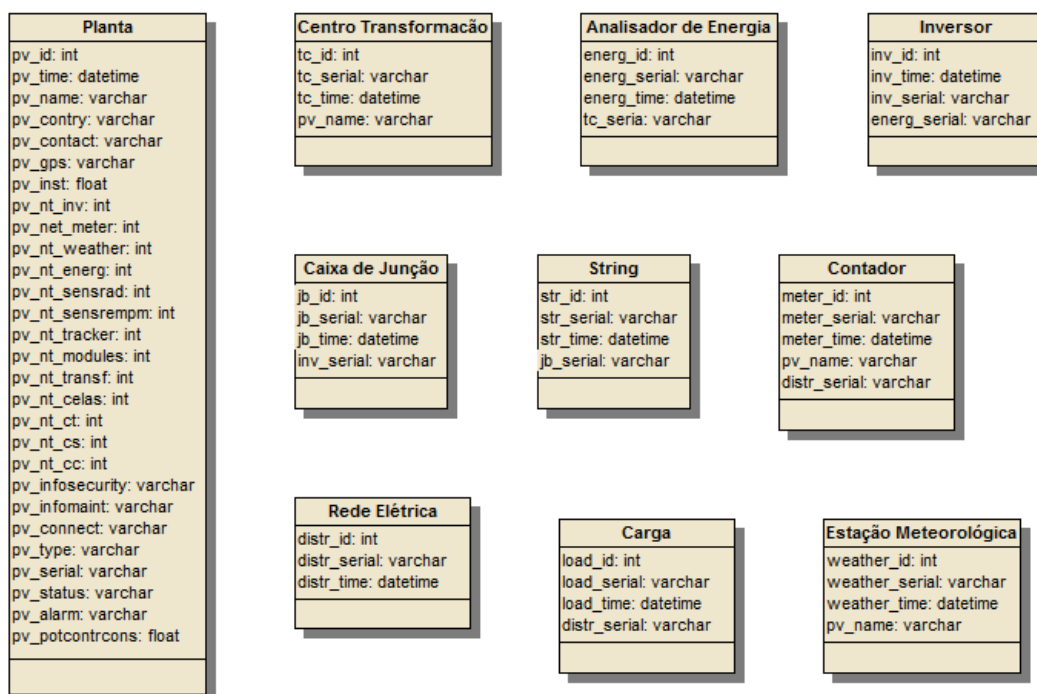


Figura 3.1 -Classes pertencentes à base de dados

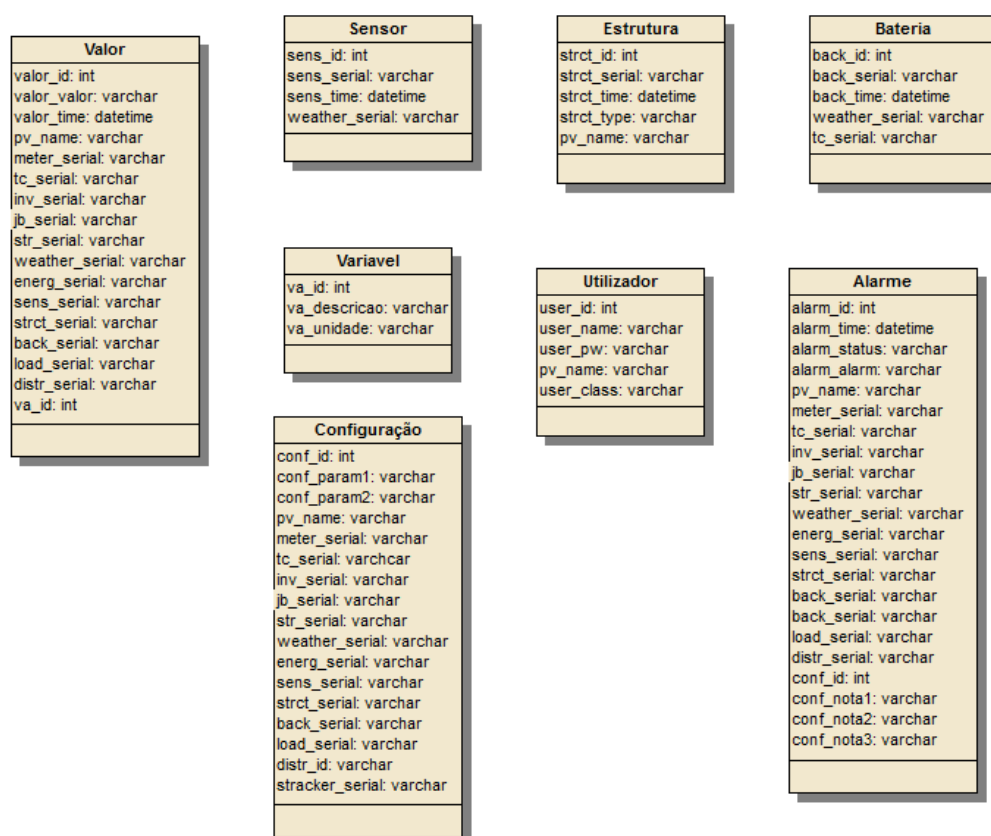


Figura 3.2 -Classes pertencentes à base de dados

Como se pode verificar na figura 3.2 há uma tabela reservada apenas às variáveis, ou seja, as variáveis não são atributos das classes dos componentes do parque FV. Esta particularidade facilita a alteração do nome das variáveis e das respetivas unidades, não sendo necessário fazer estas alterações em várias classes.

As figuras seguintes mostram a relação que existe entre as várias classes através de diagramas de classes. Os diagramas de classes estão simplificados e estão exibidos em várias partes porque a base de dados possui um elevado número de classes e atributos.

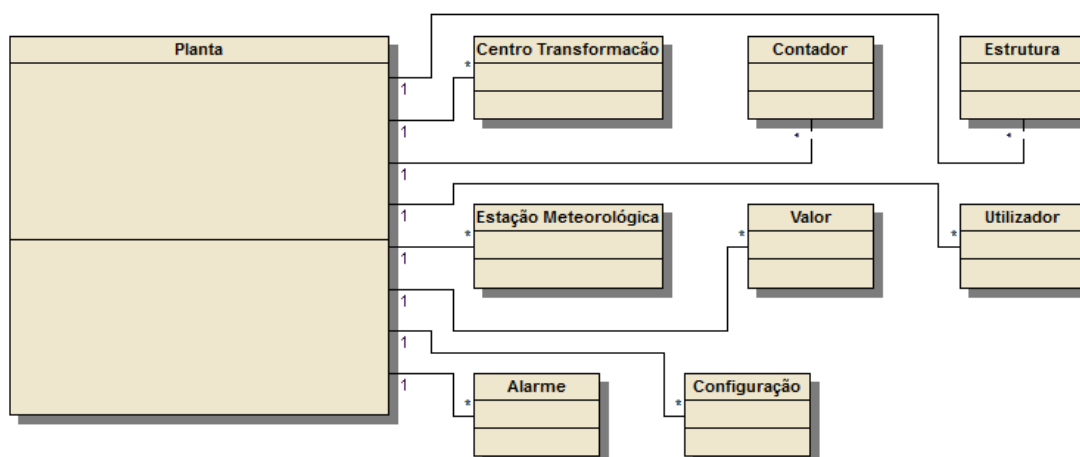


Figura 3.3 -Diagrama de classes da base de dados começando na tabela “Planta”

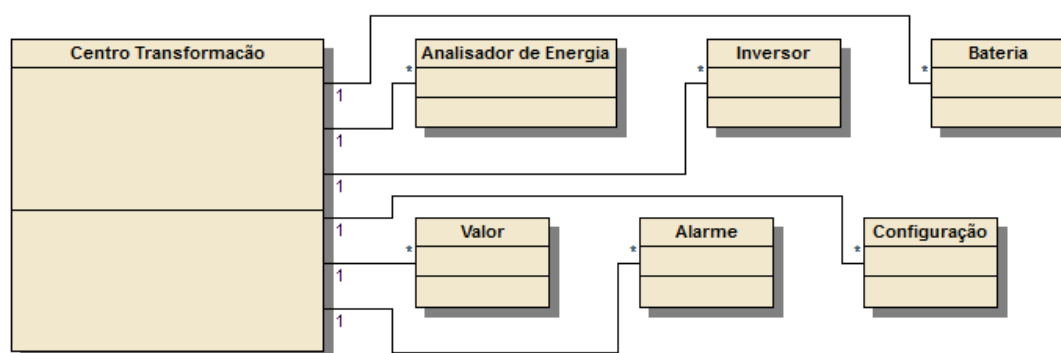


Figura 3.4 -Diagrama de classes da base de dados começando na tabela “Centro Transformação”

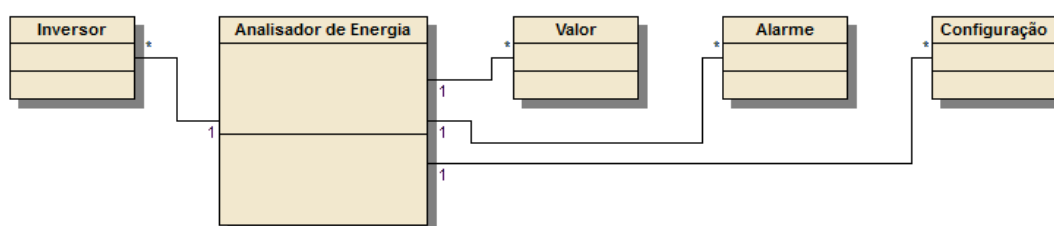


Figura 3.5 -Diagrama de classes da base de dados começando na tabela “Analisador de Energia”

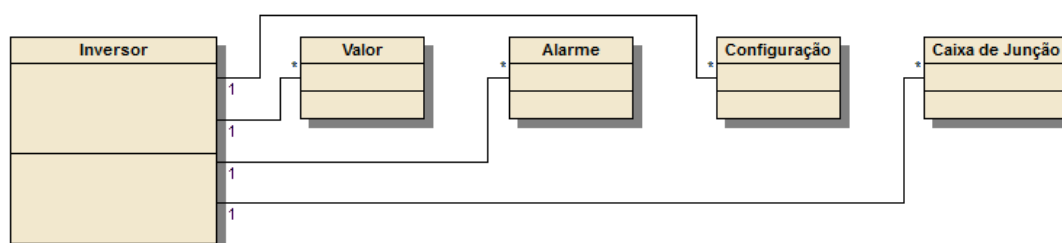


Figura 3.6 -Diagrama de classes da base de dados começando na tabela “Inversor”

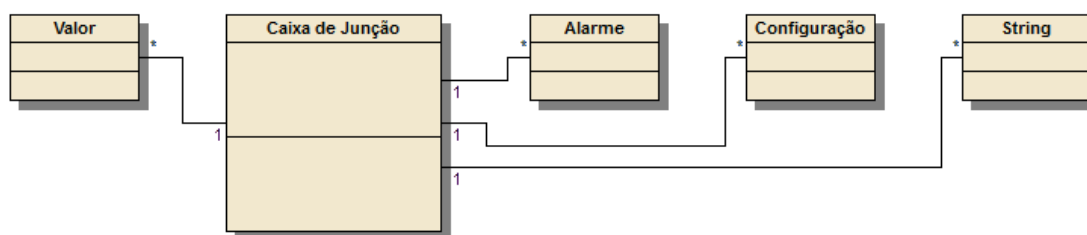


Figura 3.7 -Diagrama de classes da base de dados começando na tabela “Caixa de Junção”

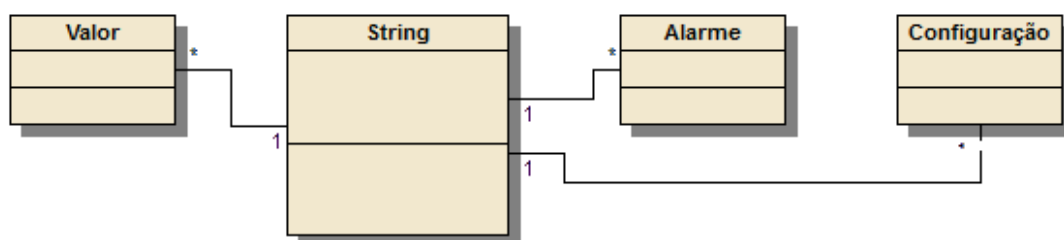


Figura 3.8 -Diagrama de classes da base de dados começando na tabela “String”

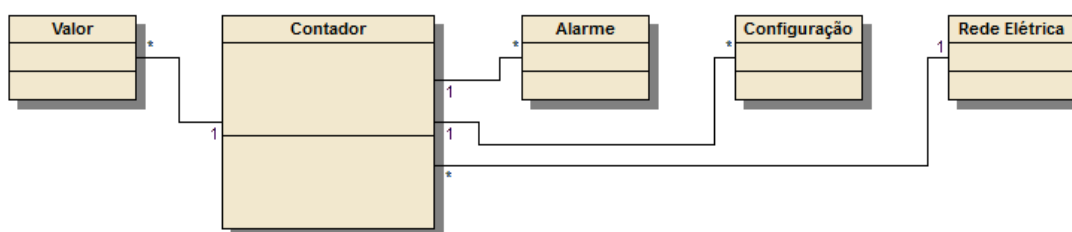


Figura 3.9 -Diagrama de classes da base de dados começando na tabela “Contador”

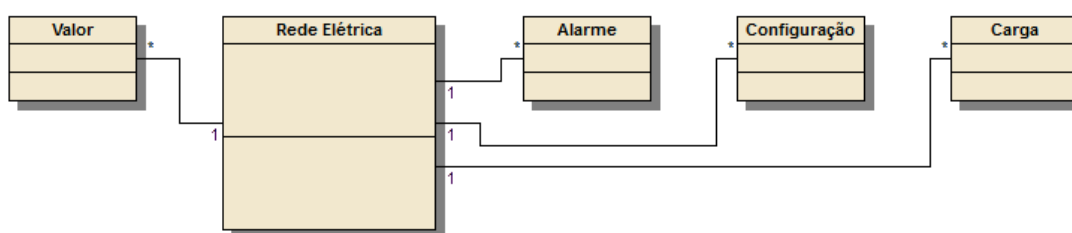


Figura 3.10 -Diagrama de classes da base de dados começando na tabela “Rede Elétrica”

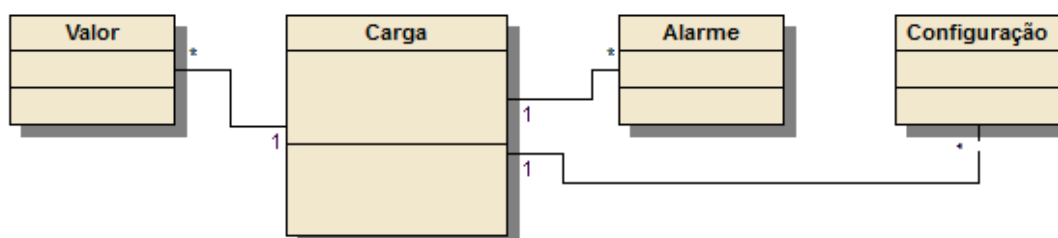


Figura 3.11 -Diagrama de classes da base de dados começando na tabela “Carga”

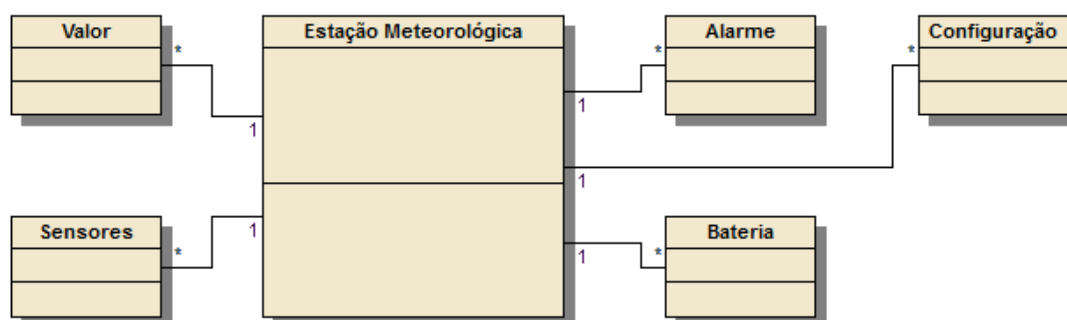


Figura 3.12 -Diagrama de classes da base de dados começando na tabela “Estação Meteorológica”

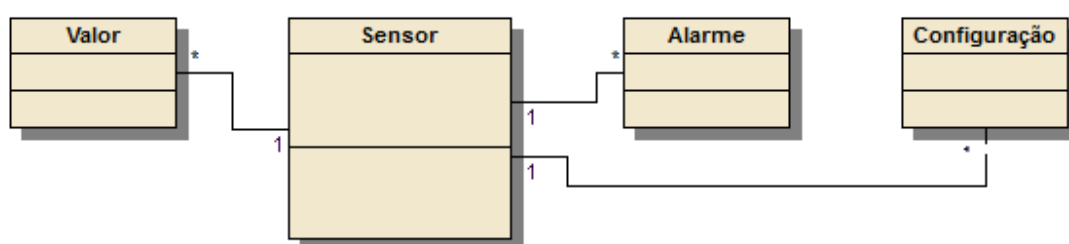


Figura 3.13 -Diagrama de classes da base de dados começando na tabela “Sensor”

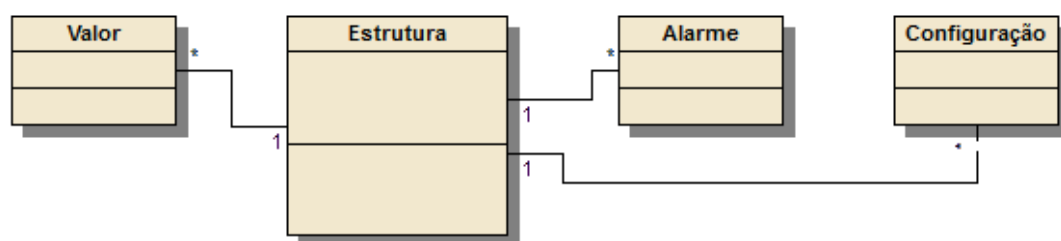


Figura 3.14 -Diagrama de classes da base de dados começando na tabela “Estrutura”

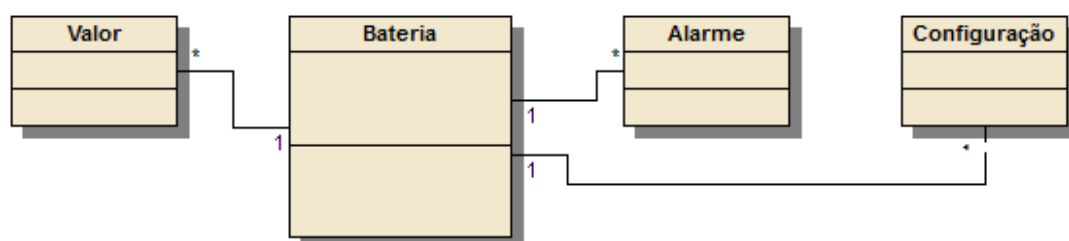


Figura 3.15 -Diagrama de classes da base de dados começando na tabela “Bateria”

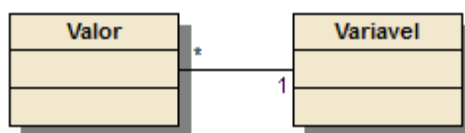


Figura 3.16 -Diagrama de classes da base de dados sobre a relação entre as tabelas “Valor” e “Variavel”

Como se pode verificar pelos vários diagramas de classes, as 18 tabelas relacionam-se entre si. A tabela denominada por “Planta” guarda informação relacionada com o próprio parque FV, com por exemplo, a localização, os contactos, o número total de inversores que possui etc. As classes que correspondem a componentes e estações do parque FV (Centro transformação, Analisador de Energia, Inversor, Caixa de Junção, *String*, Contador, Rede Elétrica, Carga, Estação Meteorológica, Sensor, Estrutura e Bateria) são tabelas que armazenam os números de série, o ID, que é auto incrementado pela base de dados, a data da sua instalação na central fotovoltaica como também informação característica do tipo de componente ou estação. Na classe “Utilizador” é armazenado o nome de utilizador, a *password*, a planta à qual o utilizador tem acesso e a classe do utilizador que pode, ou não, fornecer acesso a configurações do sistema de monitorização do parque FV, se a classe for “Administrador”. As outras classes do utilizador não têm acesso a todas as ferramentas de configuração de forma a não realizar alterações que possam provocar problemas ao próprio sistema de monitorização. As classe “Configuração” e “Alarme” armazenam informação de configurações efetuadas e alarmes ocorridos, respetivamente, a data e a hora em que essa informação é armazenada e também a serial, do componente ou estação, à qual a informação pertence. Na tabela “Valor” são armazenados os valores de monitorização, a data e hora da recolha dos valores, a serial dos componentes e também a ID da variável monitorizada. Como foi mencionado anteriormente, os valores não são armazenados diretamente nas tabelas dos componentes, são sim, armazenados numa tabela reservada apenas para os valores. Esta tabela está relacionada com uma outra tabela que tem informação das variáveis monitorizadas.

A maioria das relações entre as classes são 1 para N, como por exemplo, a relação entre a classe “Contador” e “Valor”. Nesta relação o 1 está do lado do Contador e o N do valor, isto significa que o contador pode ter vários valores relacionados com este, mas um valor não pode ser de vários contadores, isto é, um valor só pode estar relacionado com um certo componente. Esta explicação serve para todos os outros casos visto que não há nenhum outro tipo de relação na base de dados, como as relações 1 para 1 e N para N.

3.2 - Interface gráfica

3.2.1 -Introdução

A interface gráfica é outro aspeto importante no desenvolvimento do sistema de monitorização. É pretendido que a interface gráfica desenvolvida seja intuitiva e que permita ao utilizador a operação da interface sem grande esforço, ou seja, sem que o utilizador necessite de possuir conhecimentos de programação e sem ser necessário realizar uma procura exaustiva pelas diversas funcionalidades da interface gráfica de forma a encontrar o que deseja.

Desenvolveu-se a interface gráfica em ambiente *web* para que esta seja acedida por qualquer computador sem ser necessário a instalação de *softwares*. A interface gráfica podia ter sido desenvolvida em várias linguagem de programação, mas foi preferido usar linguagens mais comuns de forma a que a interface seja suportada por vários sistemas operativos e aparelhos, como por exemplo os PDAs (*Personal Digital Assistant*). A interface foi então implementada em HTML, PHP, JavaScript e Flash, sendo estes dois ultimo utilizados apenas em funções específicas.

A interface está também alojada no computador pessoal onde está a base de dados de forma a ser mais fácil a sua construção. No entanto pode ser facilmente inserido nouro computador ou servidor copiando apenas ficheiros criados no seu desenvolvimento.

Algumas das funções presentes na interface foram propostas pela empresa interessada no desenvolvimento do sistema de monitorização, a Martifer Solar.

3.2.2 -Linguagens de programação

Como foi mencionado anteriormente foram utilizadas linguagens de programação comuns que são suportadas pela maioria dos sistemas operativos.

A base da interface gráfica é em Linguagem de Marcação de Hipertexto (HTML, *HyperText Markup Language*). Esta linguagem de programação é utilizada para construir páginas na internet. No projeto desenvolvido usou-se código HTML para o design da interface, como por exemplo, a introdução de imagens, construção de tabelas, tipo de letra, etc.

Para criar ligações entre a interface gráfica e a base de dados foi utilizado código PHP (*Hypertext Preprocessor*). PHP é um código aberto e gratuito que é embutido no código HTML e que é também suportado por diversos sistemas de base de dados [44].

Para além da utilização de código HTML e PHP, a interface gráfica, possui ainda JavaScript. O JavaScript foi utilizado no desenvolvimento da interface gráfica com o intuito de facilitar a introdução das datas nos respetivos campos. Assim minimiza-se o risco do utilizador inserir uma data que não seja válida ou que esta esteja inserida num formato diferente do formato da base de dados, já que o formato definido está de acordo com a norma internacional ISO 80601 [45].

Na interface gráfica encontra-se uma secção onde é possível construir gráficos, lineares ou de barras, com o auxílio do Adobe Flash. Para a construção destes gráficos é necessário um navegador de internet que suporte um módulo de extensão para a leitura de ficheiros com a extensão *swf* (*Shockwave Flash File*), como o “*Flash Player*”, que é um aplicativo distribuído gratuitamente pela Adobe [46].

3.2.3 -Interface gráfica e funções

Como o sistema de monitorização possui informação confidencial é importante que este tenha alguma segurança relativamente a possíveis acessos de pessoas não autorizadas. De forma a precaver esse problema o utilizador necessita de realizar uma autenticação antes de entrar na interface gráfica propriamente dita, ou mesmo visualizar o aspeto da interface.



The image shows a login interface for 'MARTIFER SOLAR'. At the top, the company name 'MARTIFER' is written in large, bold, red capital letters, with 'SOLAR' in smaller red capital letters directly below it. Below the logo, there are two input fields: the first is labeled 'Username:' and the second is labeled 'Password:'. Both labels are in a small, dark font. Below these fields is a single rectangular button with the word 'Login' centered on it in a small, dark font.

Figura 3.17 -Página de autenticação da interface gráfica

Só depois do utilizador se autenticar é que tem acesso às funções da interface gráfica. Como foi mencionado na secção da base de dados, este acesso é total apenas se o utilizador pertencer à classe administrador, caso contrário só terá acesso às funções de monitorização.

Na figura 3.18 pode-se visualizar a primeira página da interface.

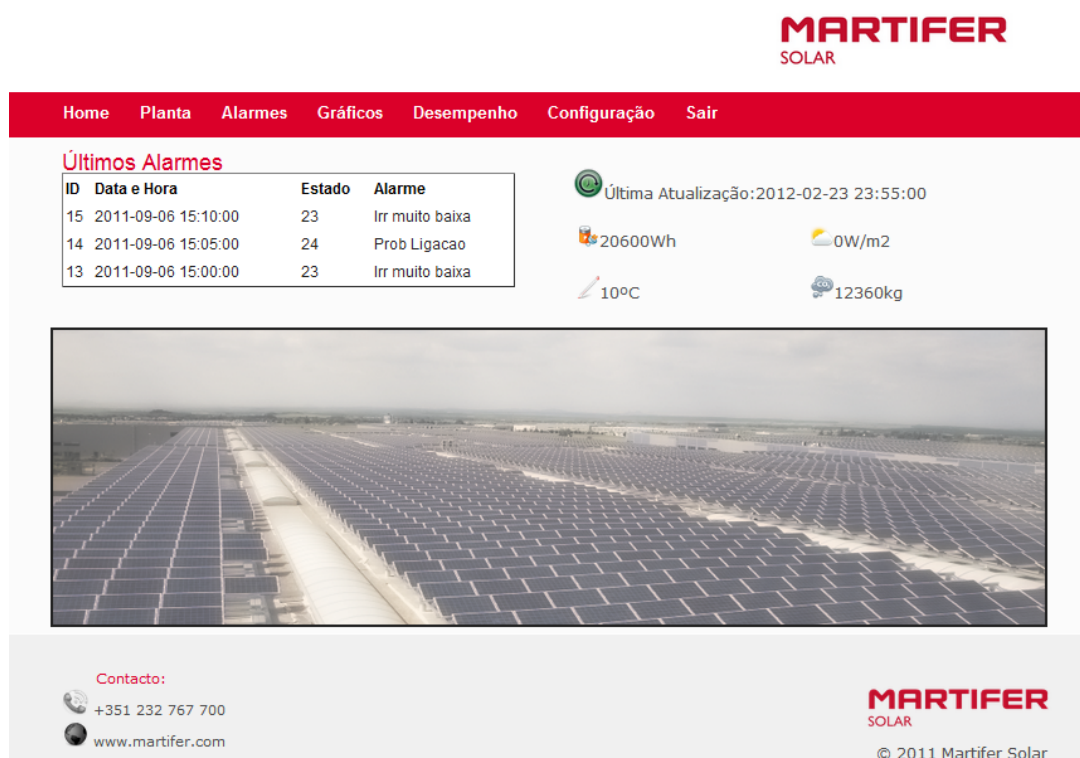


Figura 3.18 -Página de inicial da interface gráfica

A página inicial da interface gráfica mostra apenas informações gerais e os últimos alarmes. Estas informações fornecidas na página inicial estarão também visíveis nas outras secções da interface. Para que estas informações estejam sempre atualizadas são realizadas, pela interface, atualizações automáticas a cada 5 minutos. Também é possível realizar uma atualização a qualquer altura pelo utilizador carregando no botão verde posicionado atrás de “Última Atualização”.

São exibidos os últimos três alarmes registados para que o utilizador tenha sempre acesso, em cada atualização realizada, do estado do parque fotovoltaica. Entre as informações gerais estão a data e hora da ultima atualização, energia elétrica produzida, temperatura, irradiância e quantidade de CO₂ evitado na produção da energia.

Para navegar para as outras secções basta utilizar a barra vermelha e selecionar a secção pretendida.

É na secção “Planta” que se pode visualizar os valores das variáveis monitorizadas. Para isso é necessário escolher que tipo componente da central se quer monitorizar. A figura 3.19 mostra a interface da monitorização.

Monitorizar

Data Inicio:

Data Fim:

Inversor

Figura 3.19 -Secção reservada à monitorização de variáveis do parque fotovoltaico

Nesta secção pode-se escolher monitorizar entre inversores, estações meteorológica e contadores. Depois de seleccionado o que se pretende monitorizar é criada uma tabela que pode ser posteriormente exportada para excel.

MARTIFER
 SOLAR

Centro de Transformação



Data e Hora	Tensao (V)	Pot AC (W)	Pot DC (W)	Temp Inv (°C)
2011-03-08 16:45:00	508	5181	5470	58
2011-03-08 16:40:00	506	5517	5821	58
2011-03-08 16:35:00	508	5742	6047	57
2011-03-08 16:30:00	505	6044	6362	56
2011-03-08 16:25:00	505	6524	6862	55
2011-03-08 16:20:00	504	6943	7300	54
2011-03-08 16:15:00	503	7374	7742	52
2011-03-08 16:10:00	504	7631	8008	50
2011-03-08 16:05:00	502	7921	8329	56
2011-03-08 16:00:00	500	8178	8584	57
2011-03-08 15:55:00	501	8543	8965	55
2011-03-08 15:50:00	500	8977	9411	52

Figura 3.20 -Monitorização de variáveis

O botão verde com as letras “CSV” é usado para exportar os dados monitorizados para um ficheiro excel com a extensão csv.

Na secção “Alarmes” é possível pesquisar os alarmes que tenham ocorrido num intervalo de tempo definido pelo utilizador, podendo ainda escolher se pretende visualizar alarmes apenas para um determinado componente da central fotovoltaica. Tal como na secção reservada à monitorização, os alarmes são mostrados em forma de tabela e posteriormente podem ser exportados para um ficheiro excel.

A função da secção “Gráficos”, tal como o nome indica, permite construir gráficos, lineares ou de barras, das variáveis monitorizadas.

A interface do formulário para construção de gráficos, intitulada "Gráficos" em vermelho. À esquerda, há uma seção "Data:" com o campo preenchido com "2012-02-07". Abaixo disso, há três botões empilhados: "Centro de Transformação", "Estação Meteorológica" e "Contador". À direita, há dois campos de seleção para "Contador 1" e "Contador 2". Abaixo desses, há dois campos de seleção para "Variável 1" e "Variável 2". Segue-se a seção "Período" com três opções de rádio: "Diário" (selecionada), "Mensal" e "Anual". Abaixo disso, há um campo de texto para "Nome do Gráfico". Segue-se a seção "Tipo de Gráfico" com um menu suspenso atualmente em "Linear". No final, há um botão "Construir Gráfico".

Figura 3.21 -Formulário para construção de gráficos

Depois de se escolher o tipo de componentes e variáveis que se quer visualizar é construído um gráfico através do auxílio do Adobe Flash. Os gráficos podem ter informação de um dia, um mês ou de um ano, dependendo da opção selecionada.

A figura 3.22 mostra um exemplo de um gráfico para a energia produzida no dia 07 de fevereiro de 2012.

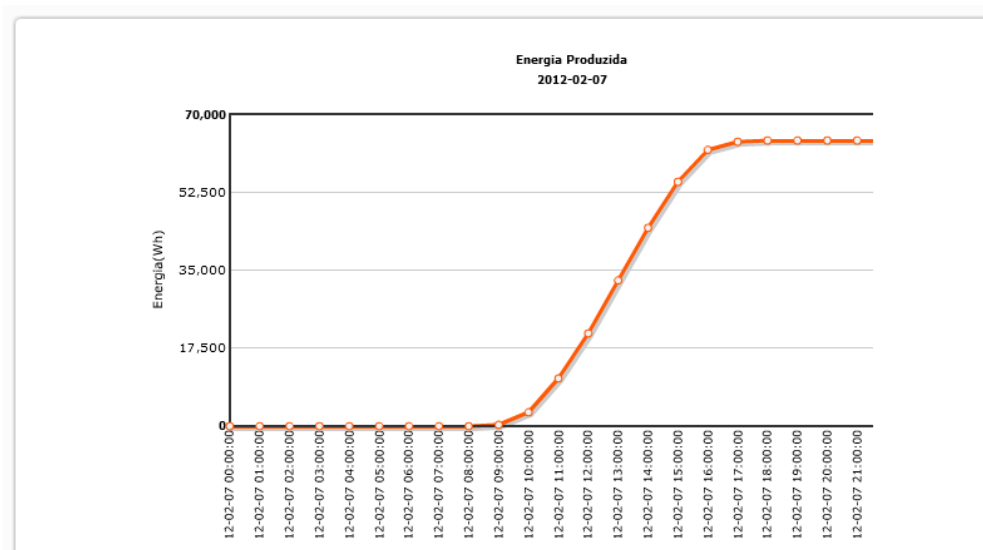


Figura 3.22 -Gráfico diário de uma variável

A secção “Desempenho” tem a finalidade mostrar ao utilizador um indicador de desempenho do parque FV e assim informar o utilizador do seu comportamento. O indicador pode fornecer a performance do parque no momento da última atualização ou num dia, mês ou ano indicado pelo utilizador.



Figura 3.23 -Informação sobre o desempenho do parque fotovoltaico

Se o utilizador tiver acesso de administrador tem então acesso à secção “Configuração” que permite editar variáveis existentes como alterar nome e unidade.

A figura 3.24 mostra um fluxograma da interface gráfica para facilitar a compreensão das características desta.

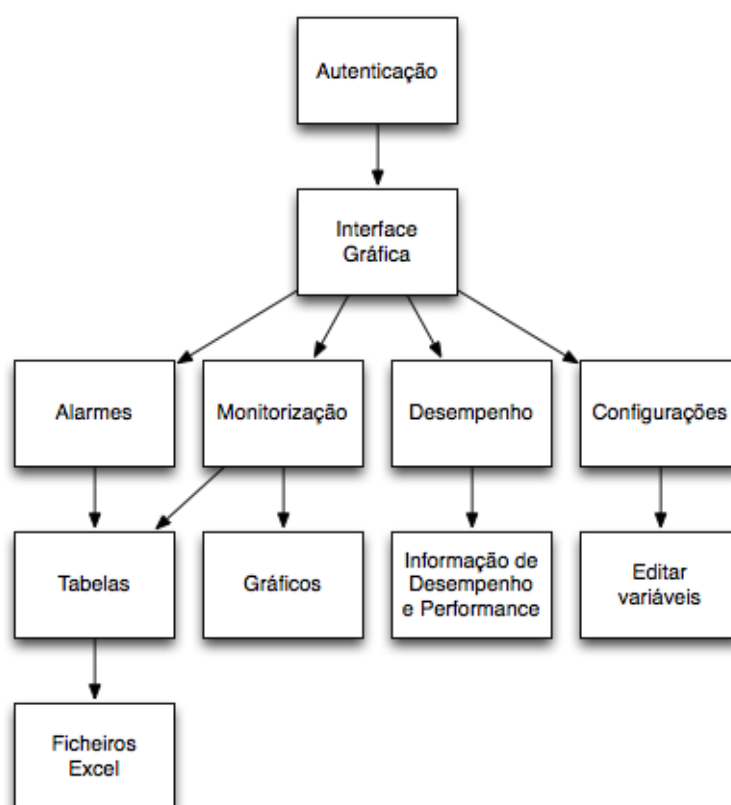


Figura 3.24 -Fluxograma da interface gráfica

Estão indicadas as várias funções que a interface gráfica fornece ao utilizador como também a área onde essas funções se enquadram.

3.3 - Conclusão

Este capítulo foi dedicado ao desenvolvendo da plataforma de monitorização.

No secção destinada à base de dados foi explicada a sua estrutura e a relação existente entre as várias classes pertencentes à base de dados, através do uso de diagramas de classes. Explicou-se também o porque da utilização do sistema de base de dados MySQL.

A base de dados desenvolvida tem como função armazenar toda a informação recolhida do parque FV.

É importante que os sistemas de monitorização possuam uma base de dados bem estruturada pois um dos grandes problemas desses sistemas é a lentidão na manipulação de valores que é, normalmente, causada pela base de dados devido à existência de grande quantidade de informação.

Na secção da interface gráfica abordou-se o desenvolvimento da interface gráfica que foi criada para o sistema de monitorização.

Foram utilizadas várias linguagens de programação comuns no desenvolvimento de páginas Web, sendo elas HTML, PHP, JavaScript e Adobe Flash. A escolha estas linguagens possibilita que a interface gráfica seja suportada pela maioria dos sistemas operativos de computadores como também de PDAs. Outra característica importante é não existir necessidade de instalação da interface gráfica pois é uma página *web* que, desta forma, pode ser acedida por diversos computadores ao mesmo tempo, a qualquer altura, necessitando apenas acesso à internet.

A interface gráfica é um dos componentes mais importante nestes sistemas de monitorização, pois são desenvolvidas para facilitar a realização de análises e de monitorização de parques FV. Foi então desenvolvida uma interface gráfica simples e intuitiva, de forma a permitir ao utilizador uma fácil adaptação. Possui ainda funções importantes para a monitorização, tanto a nível de variáveis como a nível de alarmes.

No anexo A está inserido o manual de utilizador desenvolvido para a plataforma de monitorização. O manual possui várias imagens da interface gráfica e explica como se deve operar a plataforma de monitorização.

Capítulo 4

Ferramentas de análise do parque fotovoltaico

4.1 - Estimativa da produção de energia

4.1.1 -Introdução

Se o parque FV está dotado de um sistema de monitorização é possível recolher dados sobre as diversas variáveis importantes na realização de estudos que ajudam a verificar se o parque está a funcionar de acordo com o que foi projetado. Se os estudos detetarem anomalias podem-se identificar os espaços temporais onde essas anomalias ocorreram o que facilita a determinação da origem do problema.

O estudo realizado nesta secção é a estimativa da produção, que permite fazer uma comparação com os dados reais e identificar grandes desvios de produção.

Antes de mais é necessário conhecer o parque FV, isto é, saber o número de painéis solares e inversores que possui e as principais características destes. Também é importante ter acesso aos dados meteorológicos como irradiância solar e temperatura ambiente, pois são fundamentais na estimativa de produção.

Sendo assim, com acesso a estes dados é possível realizar o estudo da estimativa de produção da central fotovoltaica.

4.1.2 -Metodologia e Resultados

Como a central fotovoltaica é dotada de uma estação meteorológica os dados meteorológicos usados na estimativa de produção são provenientes desta estação. Obteve-se informação da Martifer Solar que o sensor de irradiância fazia as medições com a mesma inclinação dos painéis, por este motivo não é necessário proceder a qualquer correção dos valores de irradiância medidos.

O parque em estudo é composto por 102 painéis no total, divididos em seis séries. Os painéis têm uma potência de 220 Wp e, então, a central fotovoltaica tem uma potência de pico 22,44 kWp.

O esquema do parque FV está representado na figura 4.1.

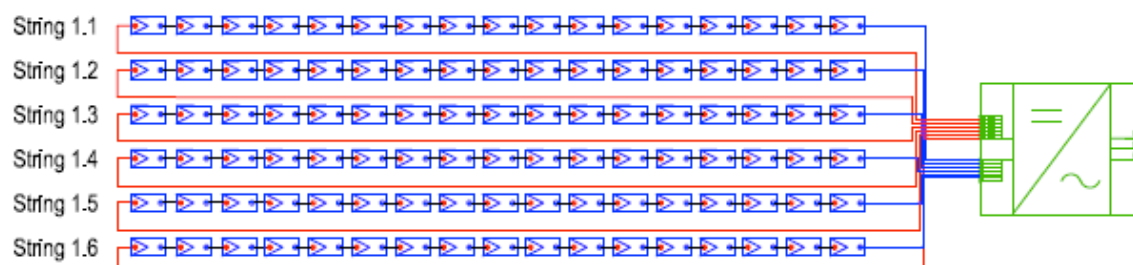


Figura 4.1 -Layout do parque fotovoltaico

Os passos que foram seguidos para a determinação da produção estimada estão listados no esquema da figura 4.2.

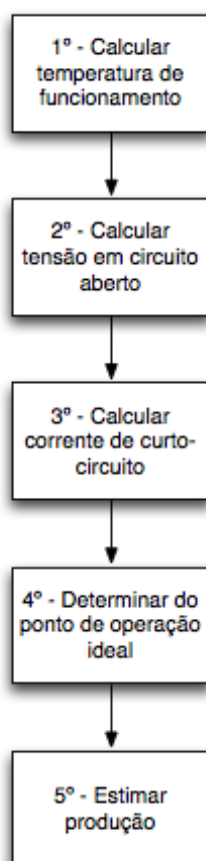


Figura 4.2 -Fluxograma com as etapas seguidas para a estimar a energia produzida

Analisando a figura 4.2, é através da determinação dos pontos de operação ideal do painel FV, para cada hora, que se consegue estimar a produção teórica da central fotovoltaica [47].

Para se proceder à estimativa de energia é necessário conhecer as características principais do painel fotovoltaico. Na tabela 4.1 encontram-se as características do módulo fotovoltaico usadas ao longo da determinação do ponto de operação e da potência produzida estimada.

Tabela 4.1 – Principais características do painel fotovoltaico

Característica	Valor
Tensão Voc (V) (25°C)	36,5
Corrente Isc (A) (25°C)	8,12
Coeficiente B Voc (%/°C)	-0,32
Coeficiente α Isc (%/°C)	0,04
Tensão máxima do sistema (V)	29,8
Corrente máxima do sistema (A)	7,4
Coeficiente B Voc (V/°C)	-0,1168
Coeficiente α Isc (A/°C)	0,0004
NOCT (°C ⁻¹)	45
Número de células no painel	60

A característica NOCT indicada na tabela 4.1 corresponde à temperatura de operação nominal da célula a uma irradiância de 800 W/m².

Temperatura de funcionamento

O primeiro passo para a determinação do ponto de operação é o cálculo da temperatura de funcionamento do módulo fotovoltaico, mais concretamente a temperatura de funcionamento da célula fotovoltaicas. Esta temperatura é calculada segundo a formula representada em 4.1 [47]:

$$T_c = T_a + G \times \frac{NOCT - 20^\circ C}{800} \quad (^\circ C) \quad (4.1)$$

Em que T_c representa a temperatura de funcionamento da célula fotovoltaica, em °C, G a irradiância solar total que chega ao painel fotovoltaico, em W/m² e T_a representa a temperatura medida para o instante em estudo, em °C.

Após se ter determinado a temperatura de funcionamento procede-se para o cálculo da tensão de circuito aberto e da corrente de curto-circuito. Esta tensão e corrente são determinados para os valores de temperatura da célula. A tensão e a corrente serão utilizados no cálculo do ponto de operação do módulo FV [47].

Tensão de Circuito Aberto

A tensão de circuito aberto para a temperatura de funcionamento da célula é dada pela expressão 4.2 [47]:

$$V_{oc}(T_c) = V_{oc}(25^\circ C) - \beta \times (T_c - 25) (V) \quad (4.2)$$

Sendo $V_{oc}(T_c)$ a tensão em circuito aberto para uma temperatura de funcionamento da célula T_c , em V, $V_{oc}(25^\circ C)$ a tensão em circuito aberto para uma temperatura de funcionamento de $25^\circ C$, que neste caso é 36,5 V, como está indicado na tabela 4.1, β representa o coeficiente de temperatura de V_{oc} , em V/°C e T_c a temperatura de funcionamento da célula fotovoltaica, em °C

Corrente de curto-circuito

A corrente de curto-circuito para a temperatura de funcionamento da célula é dada pela expressão 4.3 [47]:

$$I_{sc}(T_c) = I_{sc}(25^\circ C) \times (1 + \alpha \times (T_c - 25)) (A) \quad (4.3)$$

Onde $I_{sc}(T_c)$ representa a corrente de curto-circuito para uma temperatura de funcionamento da célula T_c , em A, $I_{sc}(25^\circ C)$ é a corrente de curto-circuito para uma temperatura de $25^\circ C$. De acordo com a tabela 4.1 este valor é igual a 8,12 A, α representa o coeficiente de temperatura de I_{sc} , em %/°C e T_c é a temperatura de funcionamento da célula fotovoltaica, em °C

A corrente de curto-circuito é determinada assumindo uma irradiância solar de 1000 W/m². Para obter a corrente I_{sc} correta para a irradiância registada é necessário aplicar a fórmula 4.4 [47]:

$$I_{sc} = G \times \frac{I_{sc(STC)}}{1000 \text{ W/m}^2} (A) \quad (4.4)$$

Com I_{sc} a representar a corrente para a irradiância total G, em A, G representa a irradiância total medida para aquele instante, em W/m² e $I_{sc(STC)}$ a corrente de curto-circuito nas condições STC (G=1000 W/m²).

Com a tensão em circuito aberto e a corrente de curto-circuito calculadas pode-se dar início à determinação do ponto de operação do painel fotovoltaico e, conseqüentemente, à potência por ele produzida.

Pontos de operação

Com acesso aos dados do recurso solar para cada instante é determinado o ponto de operação do painel, recorrendo a um processo iterativo que resolve a seguinte equação:

A corrente $I_{estimado}$ é calculada usando a equação 4.5 [47]:

$$I_{estimado} = I_{sc} \times \left(1 - e^{\frac{V - V_{oc} + R_s \times I}{V_t}} \right) \quad (A) \quad (4.5)$$

Sendo R_s a resistência em série, em Ω , calculada para cada hora e V_t é a tensão térmica, em V.

Recorrendo a este processo iterativo é possível determinar qual é o ponto de operação (I,V), para cada instante, e a respectiva potência que o painel vai produzir nessa hora.

A figura 4.3 apresenta a relação existente entre a potência gerada e a irradiância.

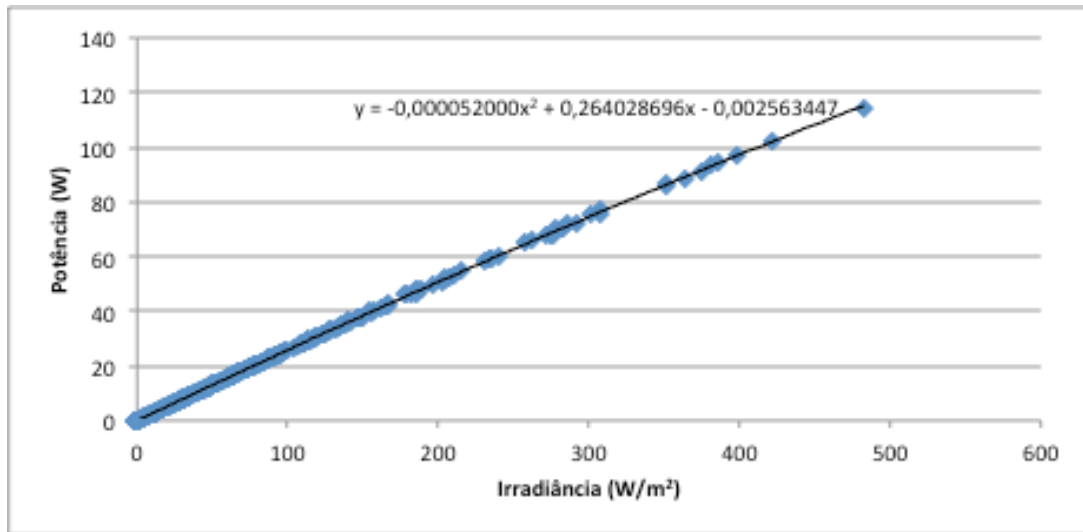


Figura 4.3 -Pontos de operação e expressão em função da irradiância solar

Como se pode observar pela figura 4.3 a relação existente entre potência produzida e a irradiância que chega ao painel pode ser representada por uma equação de segundo grau. A equação vai permitir que seja estimada a potência gerada pelo módulo fotovoltaico. Então substituindo os valores de irradiância na equação 4.6 determina-se a potência teórica que o painel deve estar a gerar para essa irradiância.

$$P = (-5,2 \times 10^{-5}) \times I^2 + 0,26403 \times I - 2,563 \times 10^{-3} \quad (W) \quad (4.6)$$

Em que P , é a potência gerada pelo módulo FV, em W e I é o valor de irradiância solar em W/m^2 .

É de notar que a equação foi determinada usando uma amostra de valores para o ponto de operação ótimo, mais concretamente, uma amostra de mil valores. A utilização de uma amostra deve-se ao fato de ser um processo muito moroso resolver o processo iterativo para todos os instantes.

Previsão da potência gerada pelo parque fotovoltaico

Depois de determinada a equação da relação entre a potência gerada e a irradiância consegue-se determinar a potência gerada teórica que um painel deve produzir. Para isso, basta usar a equação 4.6, que foi determinada atrás.

Os valores de potência obtidos são apenas para um único painel, para se obter a potência gerada para o parque FV é necessário multiplicar pelo número total de painéis, neste caso 102 painéis.

Depois de estimada a potência calcula-se a energia produzida pelo parque FV, para isso basta integrar os valores estimados da potência gerada.

Uma análise ao nível de produção mensal do parque permite relacionar o valor estimado da energia produzida com o valor real obtido pelo sistema de monitorização.

A figura 4.4 mostra o gráfico que relaciona os valores reais com os valores estimados para o ano de 2011.

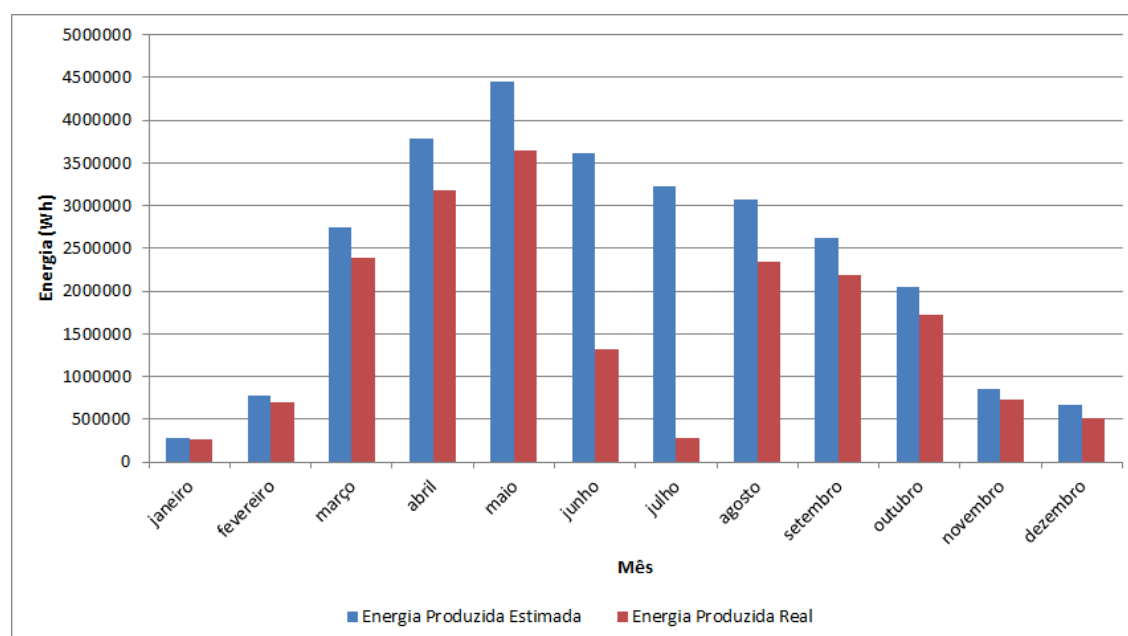


Figura 4.4 -Energia produzida real e estimada

Analisando a figura 4.4 pode-se verificar que é comum a energia estimada ser superior à real e também se pode constatar que os meses de junho e julho são os meses com maior disparidade entre os resultados.

No estudo seguinte foram analisados possíveis erros que tenham ocorrido durante o ano de 2011 no parque e nesse estudo detetou-se um elevado número de erros e situações anômalas durante os meses de junho e julho. O mês de janeiro também apresenta uma energia produzida baixa que é justificável com o espaço temporal dos valores fornecidos pela Martifer Solar, isto é, o primeiro valor tem a data de 21 de janeiro de 2011, ou seja, não existem dados anteriores a essa data.

É de salientar que a estimativa da potência gerada apresentada anteriormente é referente apenas ao lado DC do parque FV. Também, a estimativa da energia produzida não corresponde à estimativa da energia que o parque vende à rede pois nesse cálculo é necessário contabilizar as perdas nos equipamentos constituintes do parque.

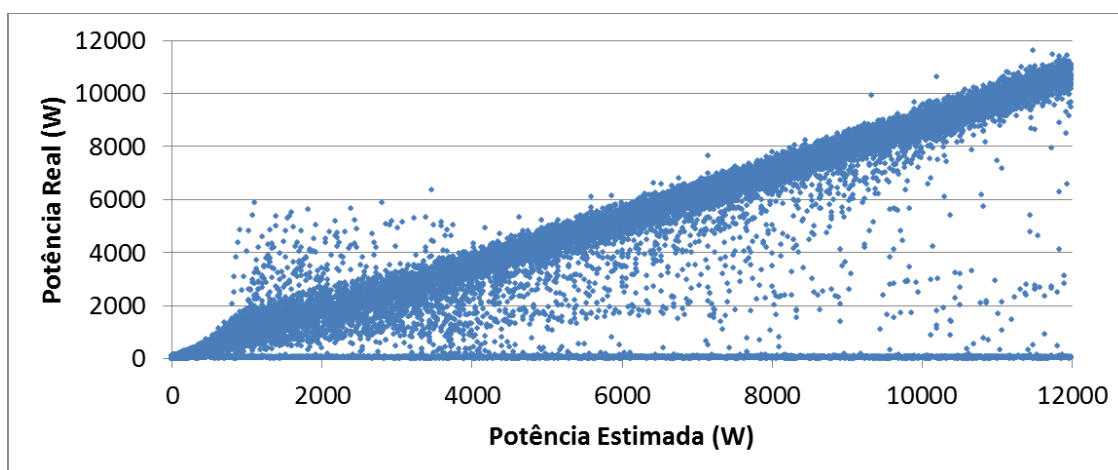


Figura 4.5 -Relação entre a energia produzida real e estimada

Como se pode ver pela figura 4.5, no qual é revelada a relação entre a potência estimada e a potência real, existem muitos casos onde a potência real possui valores muito baixos, indicando que possivelmente o parque esteve desligado, já que os valores estimados para a potência são elevados.

Não considerando os valores em que o parque esteve desligado, ou com problemas, é possível calcular o rendimento do parque, determinando a inclinação de uma reta que corresponda à relação visualizada na figura 4.5. O rendimento do parque FV é de 90,7%, por outras palavras, o parque tem 9,3% de perdas em operação.

Este rendimento corresponde ao cálculo do desempenho em funcionamento, que não é equivalente ao desempenho considerando as anomalias ocorridas no parque. Este desempenho pode ser calculado pela expressão 4.7:

$$Desempenho = \frac{\sum Energia Real (Wh)}{\sum Energia Estimada (Wh)} \times 100 (\%) \quad (4.7)$$

Usando a equação 4.7 obteve-se um desempenho de 68,4%, que é um valor pouco satisfatório, considerando que o parque FV tem um bom desempenho em operação.

Com este estudo conseguiu-se verificar quais foram os meses com maior disparidade entre energia estimada e real e ainda se pode fazer uma análise por dias de forma a verificar quais os dias problemáticos desses meses.

A figura 4.6 apresenta a produção estimada e a real para cada dia do mês de junho.

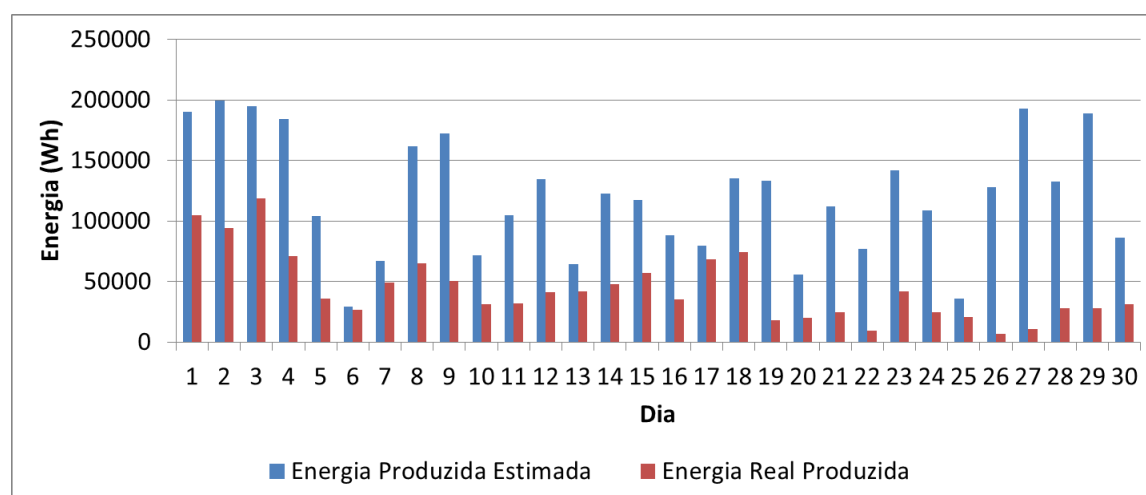


Figura 4.6 -Energia produzida real e estimada para cada dia do mês de junho

Pode-se verificar pela figura 4.6 que a maioria parte dos dias apresenta uma grande diferença entre o valor esperado para a produção de energia e o valor real. No entanto, consegue-se verificar alguns dias onde isso não se verifica, como por exemplo os dias 7 e 17.

É possível então perceber o porque da diferença entre o valor estimado e o real, na figura 4.4, para o mês de junho.

A figura 4.7 apresenta os dias do mês de julho.

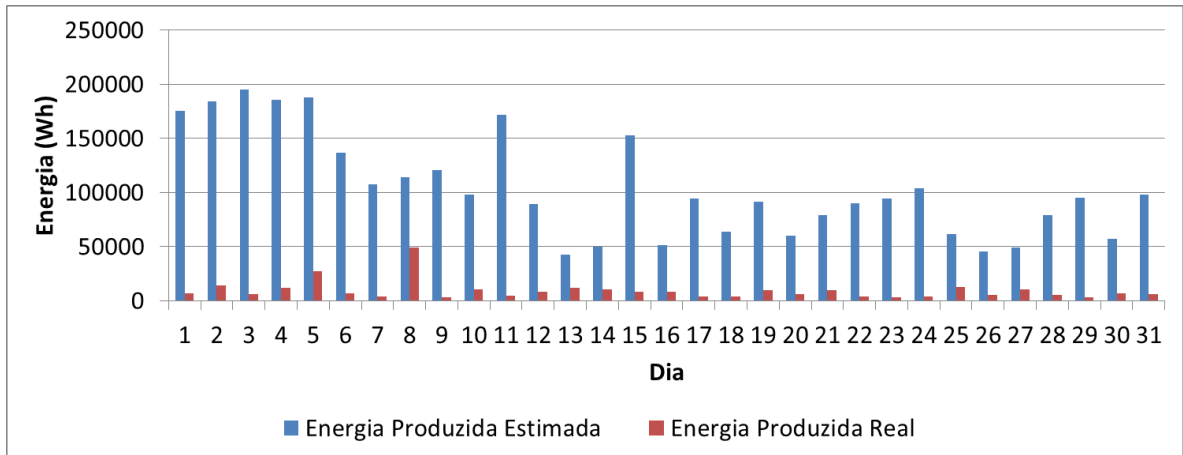


Figura 4.7 -Energia produzida real e estimada para cada dia do mês de julho

Como se previa, pela análise da figura 4.4, o mês de julho apresenta uma disparidade entre os valores ainda maior. Não existe um único dia em que não se tenha verificado uma grande diferença entre o valor esperado da energia produzida e o valor real.

Avaliando a figura 4.7 pode-se formular a hipótese do parque FV ter estado desligado durante grande parte do tempo no mês de julho.

4.1.3 -Implementação no sistema de monitorização

O estudo realizado permitiu determinar a relação existente entre a potência gerada pelo parque e o valor da irradiância que chega aos painéis. Como foi mencionado anteriormente, esta relação pode ser representada pela equação 4.6.

Tendo acesso à equação pode ser feita uma análise automática da potência gerada, pelo parque FV, em tempo real. Para isso o sistema de monitorização deve resolver a equação 4.6, substituir o campo reservado à irradiância solar e considerar o número de módulos FV para estimar potência gerada e informar o utilizador se o parque está a produzir acima ou abaixo do valor teórico.

A figura 4.8 apresenta o diagrama que deve ser seguido pelo sistema de monitorização.

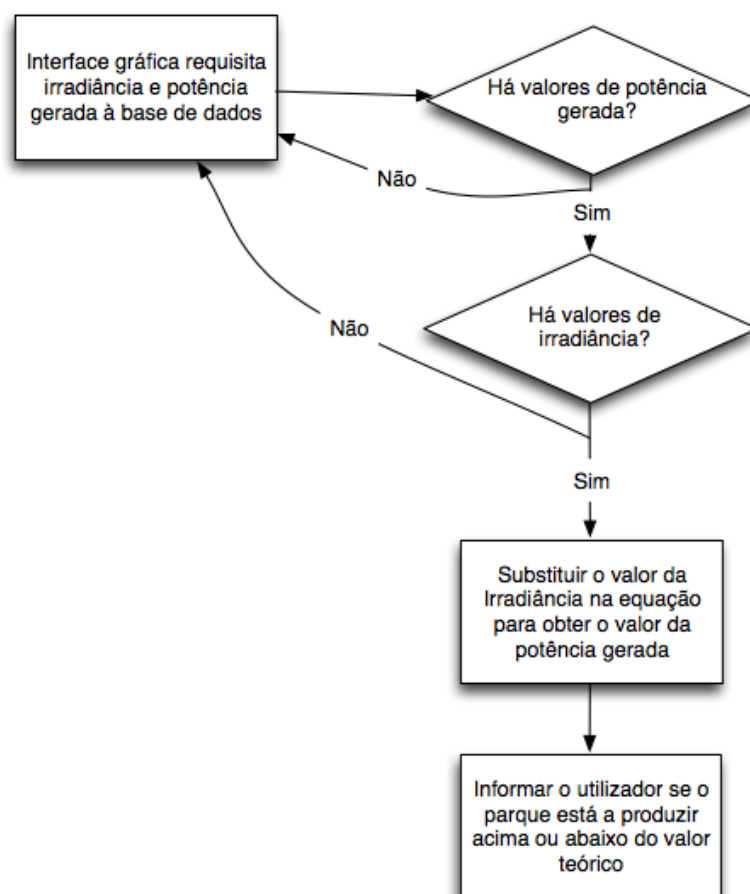


Figura 4.8 -Fluxograma da determinação de produção estimada

O sistema de monitorização apenas deve fazer a comparação entre a potência gerada estimada e a real quando existem valores de irradiância e potência gerada para a mesma hora. Depois da comparação feita é fornecida a informação ao utilizador numa secção destinada a esta análise. Para não sobrecarregar o sistema de monitorização a análise deve ser feita apenas quando a base de dados é atualizada. No sistema de monitorização desenvolvido a base de dados é atualizada a cada 5 minutos.

4.2 - Detecção de anomalias

4.2.1 -Introdução

Este estudo tem como finalidade o mapeamento de característica de operação. Com este mapeamento tenta-se descobrir se existe alguma zona nos gráficos da potência DC e da tensão DC em função da irradiância que pareça fora do normal e que possa ter sido provocada por alguma avaria no parque FV ou na rede.

Se detetada alguma zona de pontos irregulares procede-se à separação desses dados para tentar perceber o que originou a sua ocorrência.

Pretende-se depois detetar o problema, ou problemas, de cada zona e criar todas as condições para que a realização de análise de zonas se consiga fazer de forma automática para ser possível a implementação deste estudo no sistema de monitorização.

4.2.2 -Metodologia e Resultados

O primeiro passo a ser efetuado é a construção dos gráficos da potência e da tensão em função da irradiância solar, na zona DC do parque. Depois de traçados os gráficos é necessário realizar uma análise de forma a identificar as zonas anómalas. Essas zonas são numeradas para simplificar o seu estudo.

Procede-se de seguida à separação das zonas com o auxílio de equações determinadas durante o estudo. Após as zonas serem filtrada passa-se então para a análise dos seus possíveis erros.

A figura 4.9 representa um fluxograma com os passos a seguir para realizar a análise de zonas anómalas nos gráficos de potência e tensão em função da irradiância.

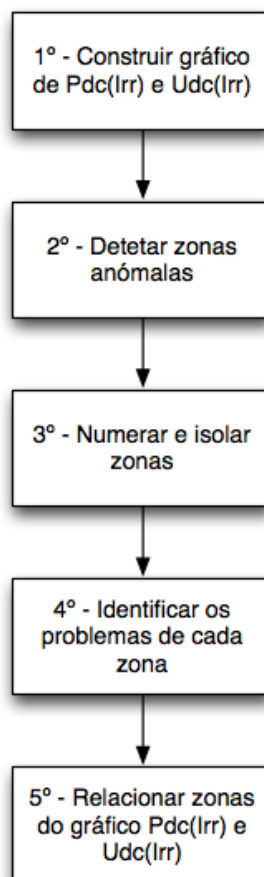


Figura 4.9 -Fluxograma da análise de zonas anómalas

4.2.2.1. Estudo da Potência DC

A primeira etapa da análise é o gráfico da potência DC em função da irradiância solar. O gráfico está representado na figura 4.10.

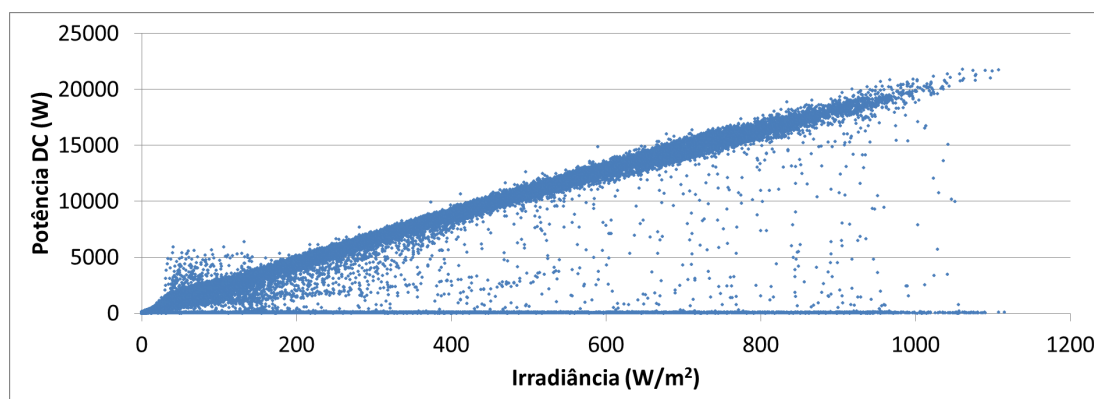


Figura 4.10 -Potência DC em função da irradiância solar

Era de esperar que a evolução dos valores da potência DC tivesse a aparência de uma equação linear e através de uma análise visual da figura 4.10 percebe-se que a maioria dos pontos de potência seguem a equação linear mas existem vários pontos dispersos. Esses pontos podem ser divididos em quatro zonas como mostra a figura 4.11.

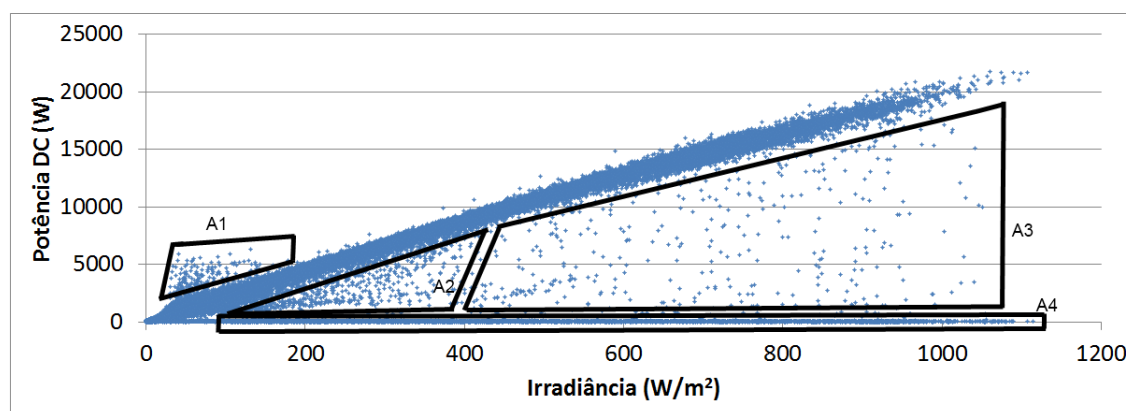


Figura 4.11 -Zonas anômalas da função potência DC

Como foi mencionado anteriormente, para simplificar o estudo identificaram-se as quatro zonas, sendo elas a zona A1, A2, A3 e A4.

De forma a identificar os possíveis erros ou problemas consideraram-se os alarmes fornecidos pelo inversor instalado no parque FV. Como a codificação dos alarmes é confidencial e não é relevante para este estudo apenas serão mencionados os nomes dos alarmes e possíveis causas. Esta informação está contida no manual do inversor [48]. Se o inversor não detetar os erros identificados pelo mapeamento pode significar que estes ainda não foram detetados, o que aumenta a motivação para o desenvolvimento deste estudo pois

pode indicar ao operador se está a ocorrer um problema ainda não reconhecido, permitindo que se tomem as devidas ações para resolução e identificação de novos problemas.

Zona A1

De forma a filtrar a zona A1 determinou-se uma equação. A equação usada foi a seguinte:

$$P = 3 \times 10^{-6} \times I^3 - 0,0037 \times I^2 + 19,244 \times I - 901,13 \text{ (W)} \quad (4.8)$$

Onde I representa a irradiância, em W/m^2 , e P a potência DC, em W.

A equação 4.8 determina a potência DC limite para um determinado valor de irradiância, isto é, se a potência registada é superior à potência limite, significa que faz parte da zona A1.

Tabela 4.2 – Exemplo de dados referentes à zona A1

Data e Hora	Irradiância (W/m^2)	Potência DC (W)	Tensão DC (V)
2011/01/28 15:40:00	72	5042	504
2011/01/28 15:45:00	79	4793	501
2011/01/28 15:50:00	73	3322	486
2011/01/29 15:40:00	114	4941	505
2011/01/29 15:45:00	71	4526	484
2011/01/29 15:50:00	69	4138	453
2011/01/29 15:55:00	64	3616	432
2011/01/29 16:00:00	61	3199	425
2011/01/29 16:05:00	58	2842	460
2011/01/30 15:40:00	137	5000	506
2011/01/30 15:45:00	87	4796	485
2011/01/30 15:50:00	83	4232	487
2011/01/30 15:55:00	80	3900	483
2011/01/30 16:00:00	78	3333	513

Ao visualizar a tabela 4.2 verifica-se valores de potência elevados para baixas irradiâncias, no entanto, em todos os casos, os dados são considerados normais pelo inversor, apesar de no gráfico não parecerem.

Como os dados de potência são fornecidos pelo inversor e os dados de irradiância solar são fornecidos pela estação meteorológica do parque FV a base de dados do sistema de

monitorização poderá estar a receber valores errados de irradiância provocando o excesso de potência gerada visualizado na figura 4.11. Pode existir também uma deficiência na medição da irradiância, provocado por sujidade, registando uma irradiância inferior à real. Verificando os registados pode-se identificar que estes têm uma sequência, isto é, analisando o registo temporal verifica-se que o problema tem uma duração superior a uma atualização da base de dados o que pode sustentar a possibilidade de sujidade no sensor de medida de irradiância.

De qualquer maneira, através da informação proveniente do inversor estes dados são considerados normais, mas este estudo permite detetá-los comprovando a utilidade do estudo na deteção de novas anomalias, ainda não detetadas.

Zona A2

A zona A2 foi filtrada usando duas equações, uma utilizada como limite superior e outra como limite inferior, 4.9 e 4.10 respetivamente.

$$P_{sup} = 1,0 \times 10^{-5} \times I^3 - 4,18 \times 10^{-3} \times I^2 + 18,985 \times I - 608,620 \text{ (W)} \quad (4.9)$$

e

$$P_{inf} = 4,0 \times 10^{-5} \times I^3 - 9,668 \times 10^{-2} \times I^2 + 21,198 \times I - 1338,54 \text{ (W)} \quad (4.10)$$

Sendo I a irradiância, em W/m^2 , e P_{sup} e P_{inf} representam a potência DC, em W.

Para que o valor de potência pertença à zona A2 é necessário que esteja entre o limite superior e o limite inferior, ou seja, abaixo da equação 4.9 e acima da equação 4.10.

A tabela 4.3 mostra alguns exemplos dos valores obtidos na zona A2.

Tabela 4.3 – Exemplo de dados referentes à zona A2

Data e Hora	Irradiância (W/m^2)	Potência DC (W)	Tensão DC (V)
2011/06/09 09:00:00	407	6592	522
2011/06/09 11:05:00	169	1102	541
2011/06/09 12:50:00	206	1352	550
2011/06/09 18:00:00	127	222	544
2011/06/09 18:40:00	253	3665	506
2011/06/10 08:35:00	176	507	575
2011/06/10 08:55:00	147	1938	529
2011/06/10 20:05:00	106	1241	538
2011/06/11 08:30:00	127	1652	538

Data e Hora	Irradiância (W/m ²)	Potência DC (W)	Tensão DC (V)
2011/06/11 08:40:00	147	996	569
2011/06/11 09:40:00	409	6802	525
2011/06/11 11:05:00	270	3519	543
2011/06/11 12:00:00	150	1661	523
2011/06/11 13:20:00	376	6223	496
2011/06/12 07:35:00	127	359	592
2011/06/12 17:55:00	198	3024	521
2011/06/12 18:00:00	194	1115	557
2011/06/12 18:20:00	214	2464	533
2011/06/13 16:10:00	68	332	545
2011/06/13 16:30:00	248	1822	543
2011/06/13 16:55:00	150	359	570
2011/06/13 17:15:00	131	710	528
2011/06/13 17:20:00	170	1448	520
2011/06/13 17:45:00	156	618	560

Pela amostra de valores da tabela 4.3 é possível verificar que, para valores de irradiância semelhantes, há uma diferença considerável nos valores de potência.

Na zona A2, maioria dos casos são considerados normais pelo inversor, ou seja, funcionamento correto do parque FV, tal como na zona A1, mas em alguns casos, cerca de 10%, existe informação de que ocorreu uma quebra de comunicação entre o inversor e o sistema de monitorização, podendo ter ocorrido o registo de valores errados.

É de notar que os problemas de falta de comunicação não tiveram uma duração superior a 5 minutos representando que não existe pontos seguidos na zona A2 com o mesmo problema.

Também se pode verificar que este problema ocorre, normalmente, ao amanhecer e ao anoitecer, isto é, quando o sistema FV inicia a sua produção e quando deixa de produzir, podendo o inversor estar programado para se desligar para baixas irradiâncias, como as registadas.

Uma vez mais, pela avaliação do inversor, não é possível atribuir um erro específico à zona em estudo já que maioria dos pontos são considerados normais por este, reforçando a motivação para a utilização deste tipo de análise.

Zona A3

Para filtrar os valores de modo a isolar a zona B3 foi usada a expressão 4.11:

$$P = 1,630 \times 10^{-3} \times I^2 + 16,143 \times I - 378,601 \text{ (W)} \quad (4.11)$$

em conjunto com a igualdade 4.12:

$$P = 400 \text{ (W)} \quad (4.12)$$

Sendo, P a potência DC, em W, e I a irradiância, em W/m^2 .

A equação 4.11 é o limite superior da zona A3 e a igualdade representada pela equação 4.12 o limite inferior, ou seja, os valores de potência DC registados pelo sistema de monitorização que são inferiores à potência calculada pela equação 4.11, mas que são superiores a 400 W, pertencem à zona A3.

Alguns exemplos da zona A3 estão ilustrados na tabela 4.4.

Tabela 4.4 – Exemplo de dados referentes à zona A3

Data e Hora	Irradiância (W/m^2)	Potência DC (W)	Tensão DC (V)
2011/06/04 14:35:00	879	13166	476
2011/06/04 14:40:00	853	12464	477
2011/06/04 15:05:00	955	1969	562
2011/06/04 15:25:00	856	2765	543
2011/06/04 15:30:00	842	4959	526
2011/06/04 15:50:00	844	3274	537
2011/06/04 15:55:00	845	9037	487
2011/06/04 16:15:00	735	1411	559
2011/06/04 16:40:00	687	9608	481
2011/06/04 16:45:00	659	3665	532
2011/06/04 17:05:00	590	3706	529
2011/06/04 17:20:00	559	8840	478
2011/06/04 17:45:00	486	4129	525
2011/06/05 12:25:00	670	6556	536
2011/06/05 12:45:00	555	1602	540
2011/06/05 13:10:00	732	9741	505
2011/06/05 13:45:00	953	420	557

Data e Hora	Irradiância (W/m ²)	Potência DC (W)	Tensão DC (V)
2011/06/05 14:05:00	370	4208	475
2011/06/05 14:10:00	725	8257	495
2011/06/05 14:15:00	748	1738	554
2011/06/05 14:35:00	765	3266	537
2011/06/05 14:45:00	1024	3370	551
2011/06/05 15:05:00	710	8911	482
2011/06/05 16:45:00	356	2058	547
2011/06/05 17:05:00	232	520	558
2011/06/05 17:30:00	501	604	568
2011/06/05 17:35:00	508	7633	497
2011/06/05 17:40:00	420	884	561
2011/06/07 11:05:00	228	816	577

Observando a tabela 4.4 conseguem-se observar diferenças entre os valores da potência gerada para valores de irradiâncias semelhantes, como por exemplo a potência de 05/06/2012 às 17h30 e a potência para o mesmo dia às 17h35.

Esta é mais uma zona em que o inversor considera a maioria dos dados como operação normal por parte do sistema FV, podendo ser provocados pelo problema mencionado anteriormente, ou seja, a possibilidade de sujidade no sensor de irradiância. Outros problemas registados na zona A3 são a falta de comunicação do inversor com o sistema de monitorização e a componente DC à saída do inversor ser elevada, cerca de 20% dos dados para o primeiro alarme e 25% para o segundo. Como a componente DC é muito elevada o inversor desliga-se durante 20segundos, o que pode justificar as baixas potências DC registadas [48], principalmente quando este problema ocorre mais que uma vez durante o intervalo de atualização da base de dados do sistema de monitorização.

Zona A4

Na zona A4 usaram-se as equações da zona A3 mas em vez de se considerar valores de potências a acima de 400 W, na zona A4 são consideradas potências inferiores. Então as equações usadas são a 4.11 e 4.12

A zona A4, como se pode verificar pela figura 4.9, é possivelmente a mais problemática. A tabela seguinte, de forma semelhante ao estudo das outras zonas, apresenta uma amostra dos dados para a zona A4.

Tabela 4.5 – Exemplo de dados referentes à zona A4

Data e Hora	Irradiância (W/m²)	Potência DC (W)	Tensão DC (V)
2011/06/04 11:35:00	769	19	569
2011/06/04 11:40:00	789	22	569
2011/06/04 11:55:00	821	22	568
2011/06/04 12:00:00	825	25	566
2011/06/04 12:05:00	836	22	565
2011/06/04 12:15:00	853	18	561
2011/06/04 12:20:00	839	21	561
2011/06/04 12:25:00	833	27	561
2011/06/04 13:00:00	897	12	558
2011/06/04 13:05:00	901	19	555
2011/06/04 13:10:00	878	17	558
2011/06/04 13:15:00	912	25	561
2011/06/04 13:20:00	903	28	558
2011/06/04 13:25:00	850	27	558
2011/06/04 13:30:00	917	24	558
2011/06/04 13:50:00	579	17	563
2011/06/04 13:55:00	815	19	571
2011/06/04 14:00:00	934	26	567
2011/06/04 14:05:00	915	23	560
2011/06/04 15:10:00	896	19	563
2011/06/04 15:15:00	885	17	559
2011/06/04 15:20:00	875	17	558
2011/06/04 15:35:00	839	23	556
2011/06/04 15:40:00	841	18	555
2011/06/04 15:45:00	796	24	555
2011/06/04 16:00:00	746	19	553
2011/06/04 16:05:00	640	21	555
2011/06/04 16:10:00	590	16	559
2011/06/04 16:20:00	803	16	564
2011/06/04 16:25:00	740	21	561

Pela tabela 4.5 pode-se verificar que, com um valor de irradiância consideravelmente elevado, o parque apresenta uma potência contínua gerada baixa.

Na zona A4 o problema dominante é a falta de comunicação do inversor com o sistema de monitorização que provoca perda de informação durante o intervalo de atualização do sistema de monitorização.

Nesta zona é ainda registado que a componente DC à saída do inversor é muito muito, levando o inversor a interromper a ligação do lado AC.

Outro erro detetado pelo inversor é ter sido ultrapassado o limite máximo permitido para a corrente DC, ou seja, a corrente no MPP (*Maximum Power Point*) ultrapassou o limite definido no inversor, fazendo com que este se desligue [48]. O inversor ao desligar-se, isto é, ao interromper a ligação do lado AC, aumenta o valor da tensão DC e a potência atinge valores próximos de zero.

Conclusão Parcial

No estudo da potência DC foram usadas equações para isolar as várias zonas consideradas anómalas através de uma análise visual.

Na tabela 4.6 estão listadas as equações usadas para cada zona e a os possíveis problemas.

Tabela 4.6 – Resumo do estudo da potência DC

Zona	Limite Superior	Limite Inferior	Problemas
A1	-	P $= 3 \times 10^{-6} \times I^3$ $- 0,0037 \times I^2$ $+ 19,244 \times I$ $- 901,13$	Os problemas detetados pelo estudo não são detetados pelo inversor.
A2	P $= 1,0 \times 10^{-5} \times I^3$ $- 4,18 \times 10^{-3} \times I^2$ $+ 18,985 \times I$ $- 608,620$	P $= 4,0 \times 10^{-5} \times I^3$ $- 9,668 \times 10^{-2} \times I^2$ $+ 21,198 \times I$ $- 1338,540$	Muitos problemas detetados pelo estudo não são detetados pelo inversor; Falta de comunicação entre o inversor e o sistema de monitorização.
A3	P $= 1,630 \times 10^{-3} \times I^2$ $+ 16,143 \times I$ $- 378,601$	$P = 400 \text{ W}$	Falta de comunicação entre o inversor e o sistema de monitorização; Componente DC à saída do inversor bastante elevada.

Zona	Limite Superior	Limite Inferior	Problemas
A4	P $= 1,630 \times 10^{-3} \times I^2$ $+ 16,143 \times I$ $- 378,601$ e $P = 400 \text{ W}$	-	Falta de comunicação entre o inversor e o sistema de monitorização; Componente DC à saída do inversor bastante elevada; Limite máximo permitido para a corrente DC ultrapassado.

Não foi possível determinar os problemas das zonas A1 e A2 pois o inversor não as reconhece como anormais. No entanto, o inversor ainda registou alguns, mas poucos, erros na zona A2. Esta situação aumenta, como foi mencionado anteriormente, a motivação do desenvolvimento deste estudo e implementação nos sistemas de monitorização de parques fotovoltaicos.

Nas zonas A3 e A4, que, pela análise da figura 4.10 pareciam as mais problemáticas, conseguiu-se criar um padrão associado à ocorrência de problemas. Não foi possível associar apenas um problema a cada das zonas uma pois o inversor atua geralmente da mesma forma quando deteta uma anomalia, que é ficar em circuito aberto do lado AC.

4.2.2.2. Estudo da Tensão DC

O estudo da tensão DC é realizado da mesma forma que o estudo da potência DC. Sendo assim, o primeiro passo é traçar o gráfico da tensão em função da irradiância.

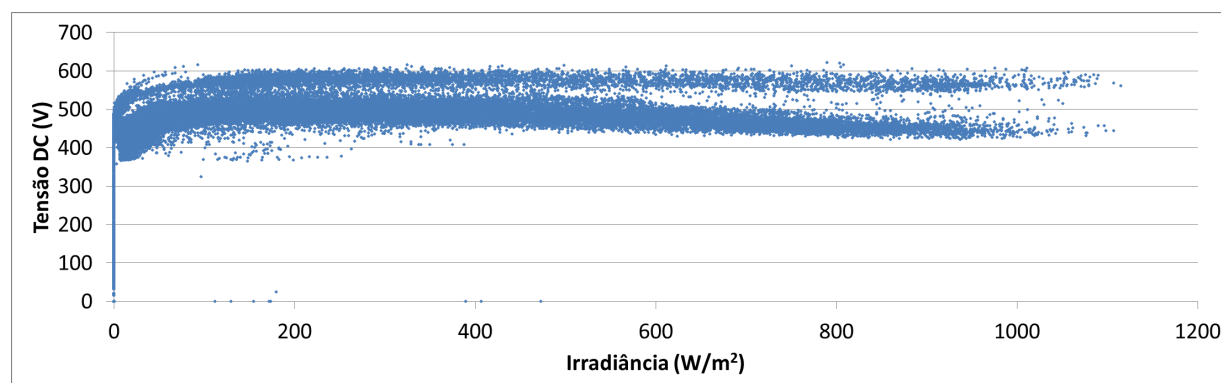


Figura 4.12 -Tensão DC em função da irradiância solar

Visualizando a figura 4.12 percebe-se que, à partida, existem dois padrões de valores, tendo uma tensão mais elevada que o outro. O padrão da tensão mais baixa contém mais pontos sendo, por isso, considerado o funcionamento correto do parque FV. Além desses dois padrões ainda se conseguem agrupar outros valores.

Para o gráfico da tensão também foram identificadas 4 zonas. A figura 4.13 mostra o gráfico da tensão em função da irradiância com as 4 zonas demarcadas.

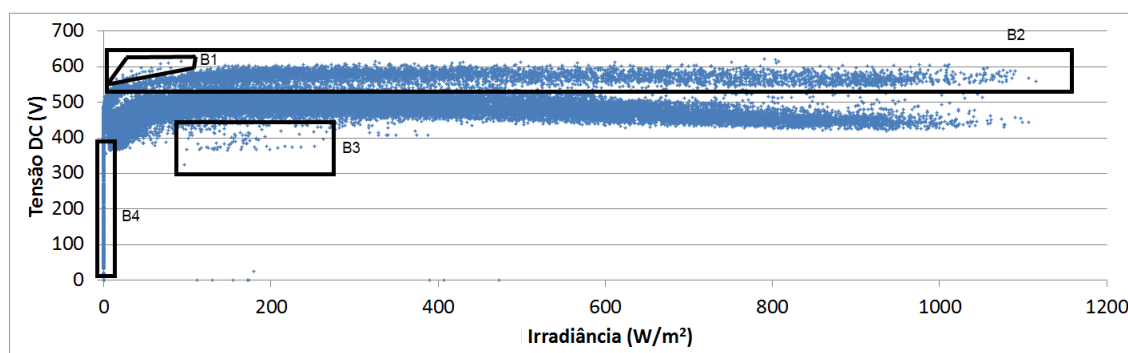


Figura 4.13 -Zonas anômalas da tensão DC

São as zonas delimitadas na figura 4.13 que vão ser focadas no estudo da tensão.

Antes do início do estudo realizou-se uma análise à zona B4 para tentar conhecer quais os valores de irradiância nessa zona de forma a ser mais fácil isolar as restantes zonas. Com esta análise percebeu-se que a zona B4 ocorre apenas para valores de irradiância solar igual a zero e que nenhuma das outras zonas possuía valores de irradiância nulos. Assim, os estudos realizados para as zonas A1, A2 e A3 nunca se considerou valores de irradiância igual a zero.

Zona B1

Para isolar a zona B1 foi usada a equação 4.13:

$$U = -9,0 \times 10^{-4} \times I^2 + 0,804 \times I - 528,81 \text{ (V)} \quad (4.13)$$

Em que, U representa a tensão DC, em V, e I a irradiância, em W/m^2 .

Se os valores de tensão registados possuírem um valor superior ao limite criado pela equação 4.13 então pertencem à zona B1.

O conteúdo da tabela 4.7 é uma amostra dos casos da zona B1.

Tabela 4.7 – Exemplo de dados para a zona B1

Data e Hora	Irradiância (W/m^2)	Potência DC (W)	Tensão DC (V)
2011/08/01 06:45:00	13	59	540
2011/08/01 06:50:00	15	59	545
2011/08/02 07:00:00	22	90	550
2011/08/02 07:05:00	25	87	554
2011/08/02 07:10:00	28	90	557
2011/08/02 07:15:00	31	89	562
2011/08/02 07:20:00	36	87	567

Data e Hora	Irradiância (W/m ²)	Potência DC (W)	Tensão DC (V)
2011/08/02 07:25:00	39	81	570
2011/11/25 11:10:00	24	50	549
2011/11/25 11:20:00	27	54	552
2012/01/24 09:45:00	26	57	565
2012/01/24 09:50:00	28	53	567
2012/01/24 09:55:00	29	54	568
2012/01/24 10:00:00	32	62	570
2012/02/01 09:20:00	93	92	616
2012/02/04 17:10:00	23	54	571
2012/02/04 17:20:00	19	70	558
2012/02/04 17:25:00	12	55	547
2012/02/13 08:45:00	24	85	559

Pela tabela 4.7 pode-se observar que a tensão é elevada, chegando aos 600 V, para irradiância e potência baixas.

Pela informação obtida para esta zona, maioria dos casos são provocados pelo registo, por parte do inversor, de uma tensão AC demasiado baixa em relação aos limites definidos, fazendo com que este se desligue da rede [48]. Como o inversor fica em circuito aberto do lado AC a tensão do lado DC aumenta.

Outros casos registados são a quebra de comunicação entre o inversor e o sistema de monitorização do parque FV.

Zona B2

A zona B2 é facilmente detetada através de uma análise visual ao gráfico da tensão.

Para isolar a zona B2 utilizaram-se duas equações, sendo que ambas as equações definem o limite inferior.

$$U = 3,0 \times 10^{-7} \times I^3 - 6,0 \times 10^{-4} \times I^2 + 0,293 \times I + 509,95 \text{ (V)} \quad (4.14)$$

e

$$U = 3 \times I + 450 \text{ (V)} \quad (4.15)$$

Sendo, U a tensão DC, em V, e I a irradiância, em W/m².

Para que os valores da tensão, registados, pertençam à zona B2 têm que ser superiores ao limite imposto pela equação 4.14 ou pela equação 4.15.

De forma semelhante, a tabela 4.8 exhibe uma amostra dos dados filtrados pelas equações 4.14 e 4.15.

Tabela 4.8 – Exemplo de dados para a zona B2

Data e Hora	Irradiância (W/m ²)	Potência DC (W)	Tensão DC (V)
2011/05/28 05:55:00	2	115	464
2011/05/28 13:00:00	470	5	590
2011/05/28 13:05:00	578	0	594
2011/05/28 13:10:00	401	3	582
2011/05/28 13:15:00	395	5	587
2011/05/28 13:20:00	644	7977	542
2011/05/28 14:50:00	945	0	604
2011/05/28 14:55:00	722	0	579
2011/05/28 15:00:00	851	1	585
2011/05/28 15:05:00	715	0	580
2011/05/28 21:25:00	5	20	495
2011/05/28 21:30:00	2	32	477
2011/05/28 21:35:00	1	26	466
2011/05/29 06:05:00	2	108	465
2011/05/29 06:10:00	3	110	460
2011/05/29 06:25:00	5	101	489
2011/05/29 06:35:00	4	63	490
2011/05/29 11:55:00	873	10389	520
2011/05/29 12:00:00	891	1703	583
2011/05/29 12:05:00	653	28	576

Analisando os dados da tabela 4.8 verifica-se que há casos com valores de irradiância razoavelmente elevados, com valores de potência DC nula e com tensão elevada, como por exemplo o caso do dia 28/05/2011 às 14h50.

O alarme mais comum fornecido pelo inversor para esta zona é a falta de comunicação entre este e o sistema de monitorização mas também foram registados alarmes devido à irradiância solar ser extremamente baixa, como também se pode verificar na amostra de

dados da tabela 4.8, o que impede o abastecimento da rede. Por isso o inversor quebra a ligação à rede AC, ficando em circuito aberto provocando aumento da tensão DC.

A elevada componente DC à saída do inversor foi outro erro detetado na zona A2 fazendo também com que o inversor fique em circuito aberto do lado AC [48].

Zona B3

Para realizar o estudo referente à zona B3, usou-se a seguinte equação de modo a distinguir a zona:

$$U = -1,90 \times 10^{-3} \times I^2 + 0,925 \times I + 335,80 \text{ (V)} \quad (4.16)$$

Com, U a simbolizar a tensão, em V, e I a irradiância, em W/m^2 .

Para os valores de tensão, registados, pertencerem à zona B3 estes tem que ser inferiores ao limite imposto pela equação 4.16.

Tabela 4.9 – Exemplo de dados para a zona B3

Data e Hora	Irradiância (W/m^2)	Potência DC (W)	Tensão DC (V)
2011/06/04 18:40:00	307	6385	437
2011/06/04 18:45:00	299	6249	439
2011/06/04 18:50:00	272	5595	433
2011/06/04 18:55:00	273	5542	442
2011/06/04 19:10:00	243	4912	444
2011/06/04 19:15:00	217	4232	444
2011/06/04 19:20:00	195	3623	436
2011/06/08 18:55:00	286	5979	442
2011/06/08 19:25:00	185	3289	395
2011/06/08 19:30:00	175	3129	392
2011/06/08 19:35:00	170	2927	396
2011/06/15 19:20:00	209	3979	445
2011/06/15 19:25:00	198	3597	434
2011/06/23 19:25:00	193	3634	404
2011/06/23 19:30:00	171	3095	384
2011/06/23 19:35:00	168	2919	394
2011/06/23 19:40:00	135	2399	386
2011/06/27 18:40:00	317	6512	428

Data e Hora	Irradiância (W/m ²)	Potência DC (W)	Tensão DC (V)
2011/06/27 18:45:00	282	5787	429
2011/06/27 18:50:00	256	5268	430

Na zona A3 não foi detetado qualquer problema por parte do inversor, sendo estes dados considerados normais pelo inversor. É provável que estes dados resultem da recuperação, por parte do parque FV, de um problema ocorrido.

Zona B4

Como foi exposto anteriormente, a zona B4 tem a característica de todos os casos possuírem irradiância igual a 0, então para isolar esta zona usou-se a igualdade 4.17:

$$I = 0 \text{ (W/m}^2\text{)} \quad (4.17)$$

Onde, I representa a irradiância, em W/m².

Tabela 4.10 – Exemplo de dados para a zona B4

Data e Hora	Irradiância (W/m ²)	Potência DC (W)	Tensão DC (V)
2011/09/01 20:35:00	0	32	421
2011/09/01 20:40:00	0	20	228
2011/09/02 07:00:00	0	58	263
2011/09/02 07:05:00	0	63	328
2011/09/02 20:30:00	0	15	413
2011/09/02 20:35:00	0	0	19
2011/09/03 07:05:00	0	74	308
2011/09/03 07:10:00	0	99	445
2011/09/03 20:15:00	0	27	415
2011/09/03 20:20:00	0	13	183
2011/09/04 07:35:00	0	22	97
2011/09/04 07:40:00	0	92	433
2011/09/04 20:30:00	0	24	284
2011/09/05 07:15:00	0	45	192
2011/09/05 07:35:00	0	68	446
2011/09/05 07:40:00	0	66	449

Data e Hora	Irradiância (W/m ²)	Potência DC (W)	Tensão DC (V)
2011/09/05 20:20:00	0	25	424
2011/09/05 20:25:00	0	13	196
2011/09/06 07:10:00	0	22	98
2011/09/06 07:15:00	0	91	412

Analisando os valores da amostra verifica-se uma grande variedade nos valores de tensão para um valor nulo de irradiância. A maioria dos casos registados na zona B4 são referentes ao início de produção do parque FV e, consequentemente, início de funcionamento do inversor. Antes do inversor iniciar o fornecimento de energia à rede este verifica se todas as condições são respeitadas para abastecer a rede com segurança [48].

Conclusão Parcial

Como foi mencionado ao longo do estudo da tensão em função da irradiância, foram usadas equações de forma a isolar as zonas consideradas anómalas através de uma análise visual, tal como aconteceu também no estudo da potência DC.

A tabela 4.11 é composta pelas equações usadas para cada zona e a identificação dos respetivos problemas.

Tabela 4.11 – Resumo do estudo da tensão DC

Zona	Limite Superior	Limite Inferior	Problemas
B1	-	$U = -9,0 \times 10^{-4} \times I^2 + 0,804 \times I - 528,81$	Tensão AC demasiado baixa; Falta de comunicação entre o inversor e o sistema de monitorização.
B2	-	$U = 3,0 \times 10^{-7} \times I^3 - 6,0 \times 10^{-4} \times I^2 + 0,293 \times I + 509,95$ ou $U = 3 \times I + 450$	Falta de comunicação entre o inversor e o sistema de monitorização; irradiância muito baixa; corrente assimétrica à entrada do inversor.
B3	$U = -1,90 \times 10^{-3} \times I^2 + 0,925 \times I + 335,80$	-	Recuperação de anomalias.
B4	$I = 0$	$I = 0$	Início de funcionamento do inversor.

Como a tensão não tem uma variação de valores tão elevada como a potência, foi mais fácil associar as zonas aos problemas detetados, ou seja, foi possível detetar os problemas que originaram quase todas as zonas identificadas, exceto a zona B3 apesar de se associar a dados de transição após recuperação de falhas.

Uma vez mais, este estudo mostrou-se eficaz na deteção de problemas ocorridos durante a operação do sistema FV.

4.2.3 -Combinação de zonas

Depois de identificadas as zonas anómalas para a potência e para a tensão tentou-se criar combinações entre estas de forma a ligar os erros ocorridos na potência com os ocorridos na tensão.

Zona A1

Filtrou-se a zona A1 e traçou-se o gráfico da potência e da tensão de forma a tentar ligar a zona A1 a uma das zonas identificadas na tensão.

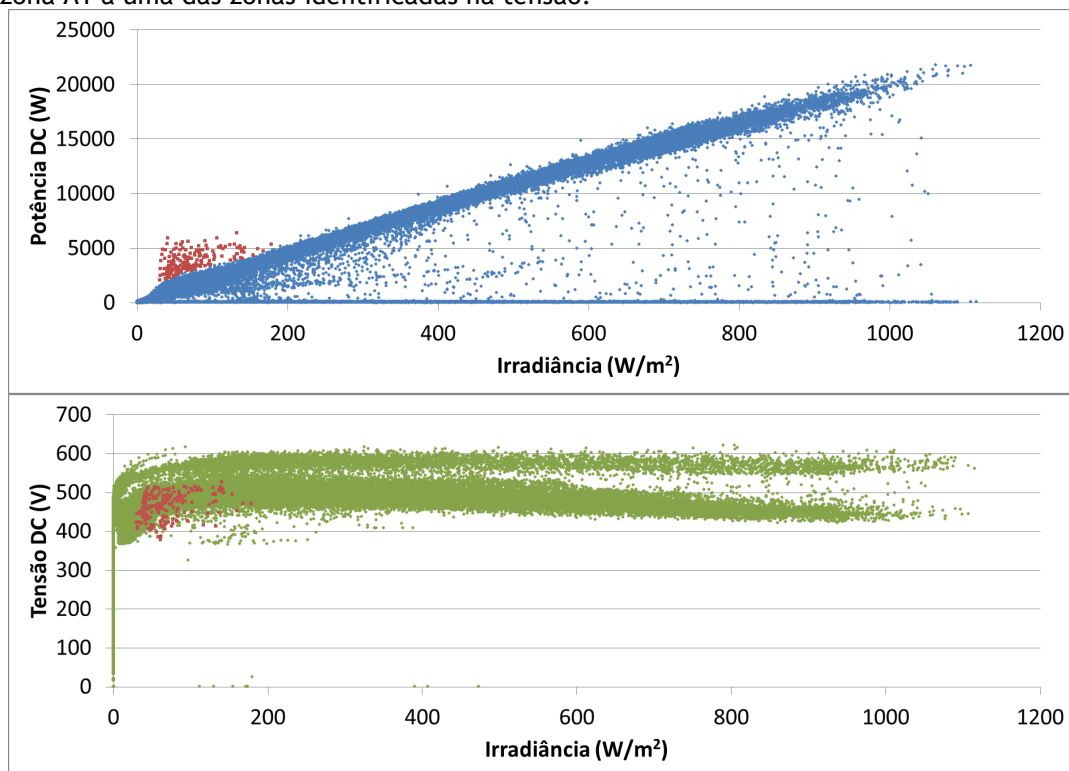


Figura 4.14 -Comparação entre a potência DC (azul) e a tensão DC (verde) eliminando a zona A1

Os pontos vermelhos verificados no gráfico da potência são os pontos pertencentes à zona A1 e os outros pontos vermelhos no gráfico da tensão representam os pontos da tensão pertencentes também à zona A1.

Como se pode constatar na figura 4.14 não é possível associar a zona A1 a uma zona da tensão.

Zona A2

Procedendo da mesma forma para a zona A2 traçaram-se os gráficos representados na figura 4.15.

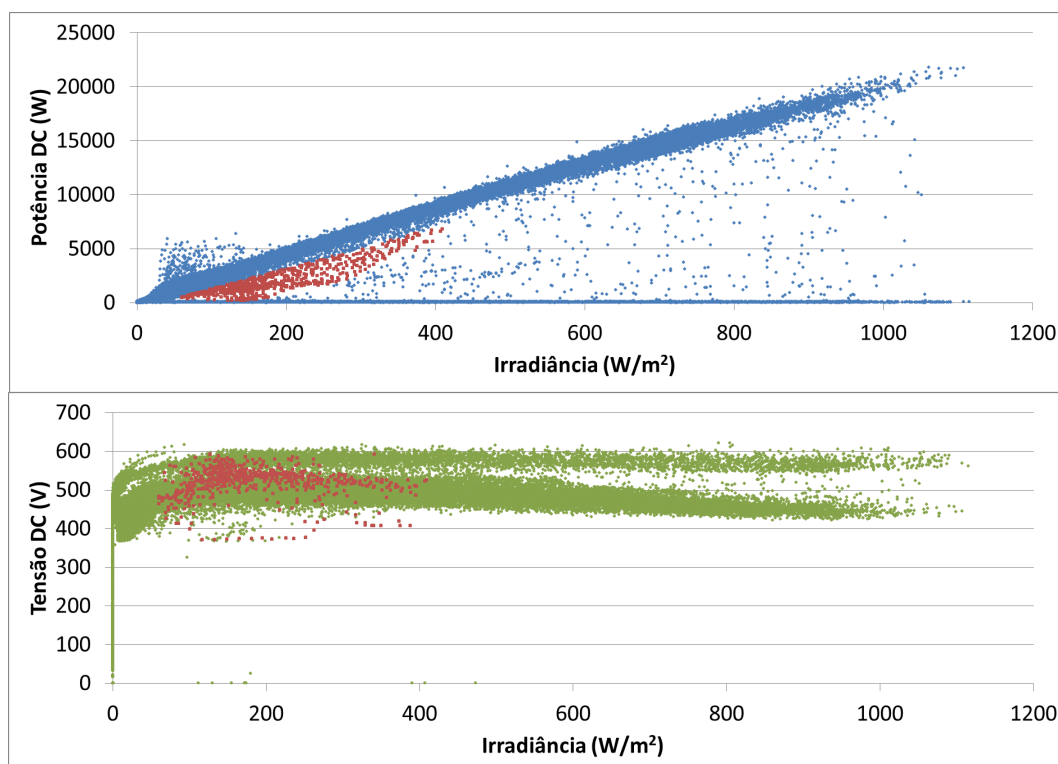


Figura 4.15 -Comparação entre a potência DC (azul) e a tensão DC (verde) eliminando a zona A2

Os pontos vermelhos na figura 4.15 pertencem à zona A2.

Analisando os pontos vermelhos não se consegue associar a zona A2 a uma zona da tensão. A maioria dos pontos pertencem à zona classificada como funcionamento normal, apesar de alguns pontos coincidirem com a zona B2 e outros com a zona B3.

Zona A3

Procedendo da mesma forma, traçam-se os gráficos da potência DC e da tensão DC excluindo os valores referentes à zona A3.

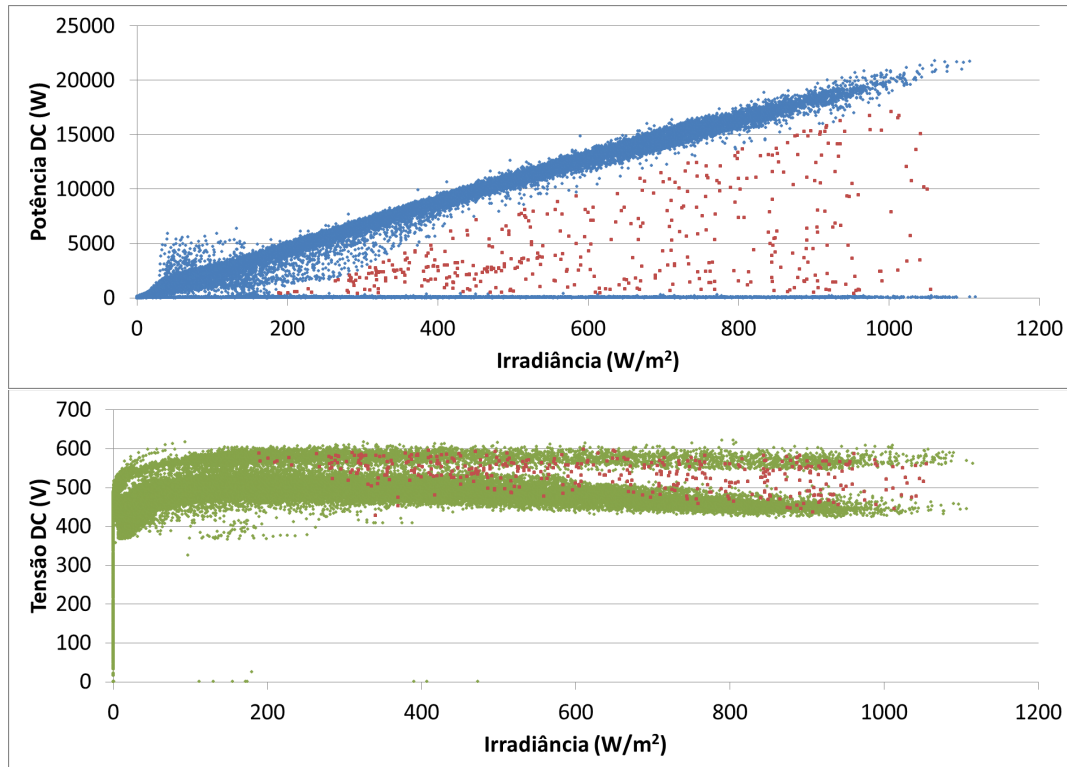


Figura 4.16 -Comparação entre a potência DC (azul) e a tensão DC (verde) eliminando a zona A3

Como foi mencionado na análise da zona A3, os pontos possivelmente poderiam pertencer à recuperação de problemas por parte do sistema FV. Analisando a figura 4.16, pode-se concluir que estes pontos pertencem à passagem de inexistência de produção para início de produção pois tem pontos que pertencentes à zona B2 e à zona de funcionamento normal do sistema FV.

Zona A4

Foram também traçados os gráficos da potência e da tensão depois de eliminados os dados pertencentes à zona A4.

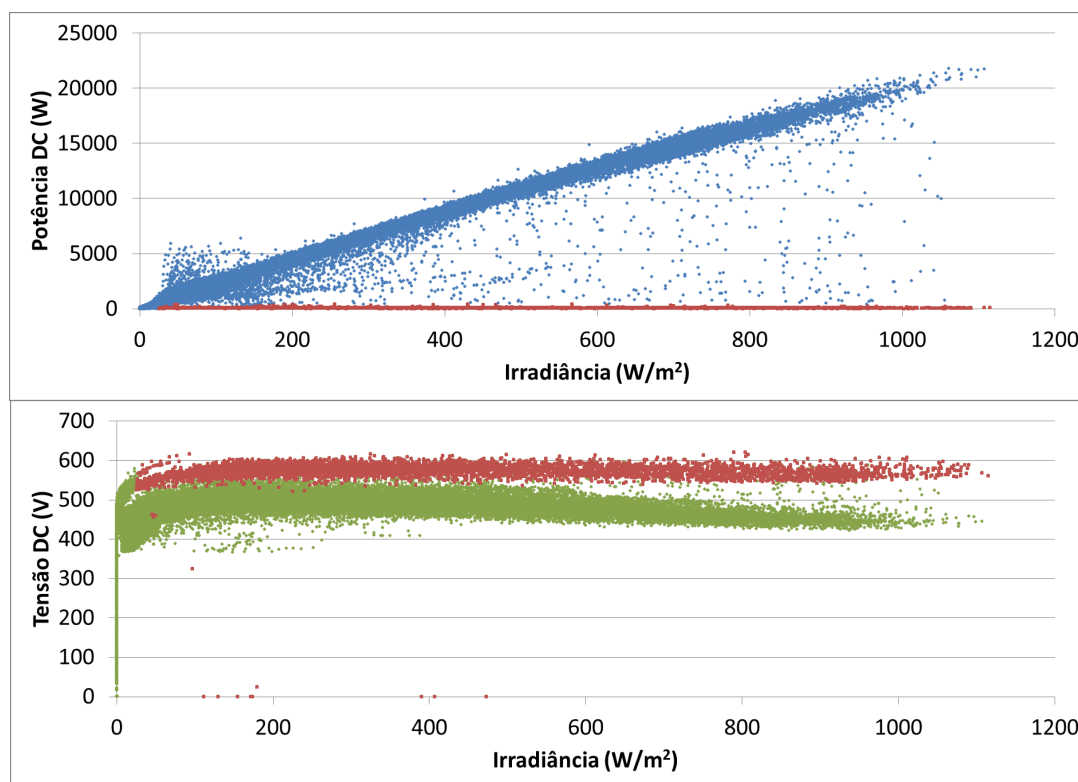


Figura 4.17 - Comparação entre a potência DC (azul) e a tensão DC (verde) eliminando a zona A4

Analisando a figura 4.17 percebe-se que praticamente toda a zona A4 é equivalente à zona B1 e B2, ou seja, consegue-se relacionar a zona A4 com estas duas zonas da tensão. Assim, quando ocorre um caso que se enquadra com a zona A4 é muito provável que se enquadre com a zona B2 e B1.

4.2.4 - Implementação no sistema de monitorização

Realizadas as análises dos gráficos da potência e da tensão em função da irradiância solar, determinou-se uma série de funções que delimitam as várias zonas identificadas. São estas funções que terão um papel fulcral na implementação deste tipo de análise no sistema de monitorização.

Como não foi possível relacionar a maior parte das zonas referentes à potência com zonas referentes à tensão, a análise deve ser executada tanto para os valores de potência como para os valores de tensão.

Para melhor compreensão, as figuras 4.18 e 4.19 ilustram um fluxograma com os vários passos que o sistema de monitorização deve seguir para realizar com êxito a análise da

potência e da tensão, respetivamente, e informar o utilizador como se está a comportar o parque FV.

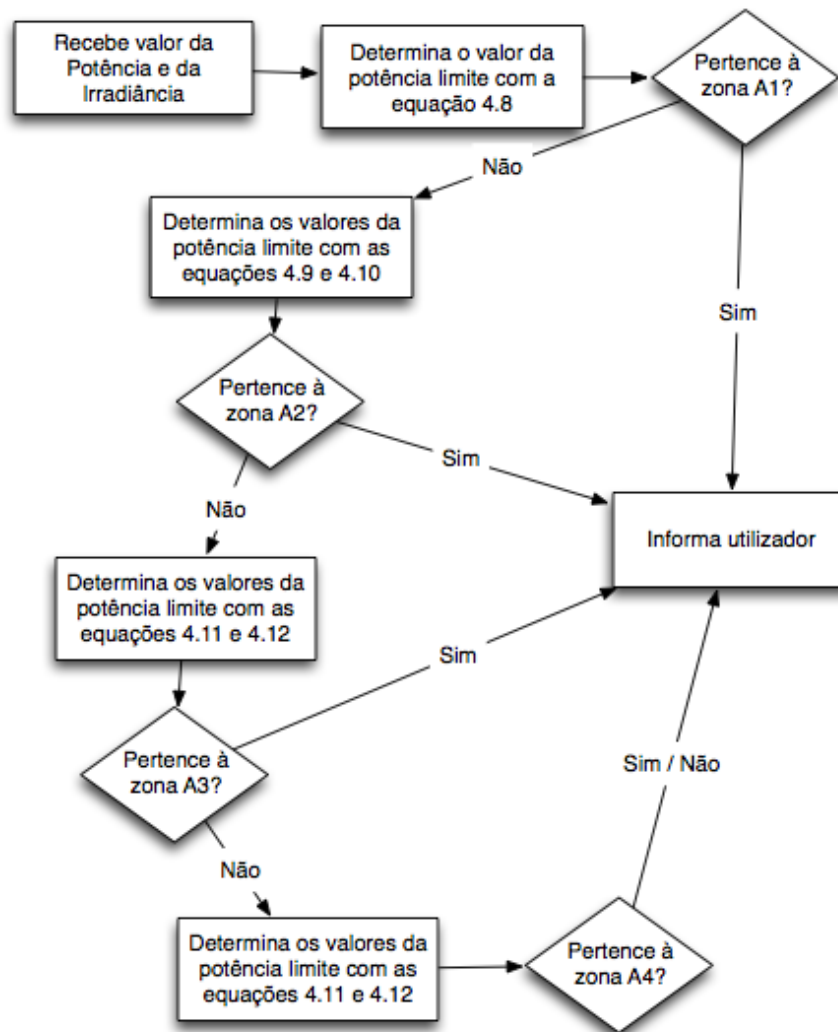


Figura 4.18 -Fluxograma para análise dos valores da potência

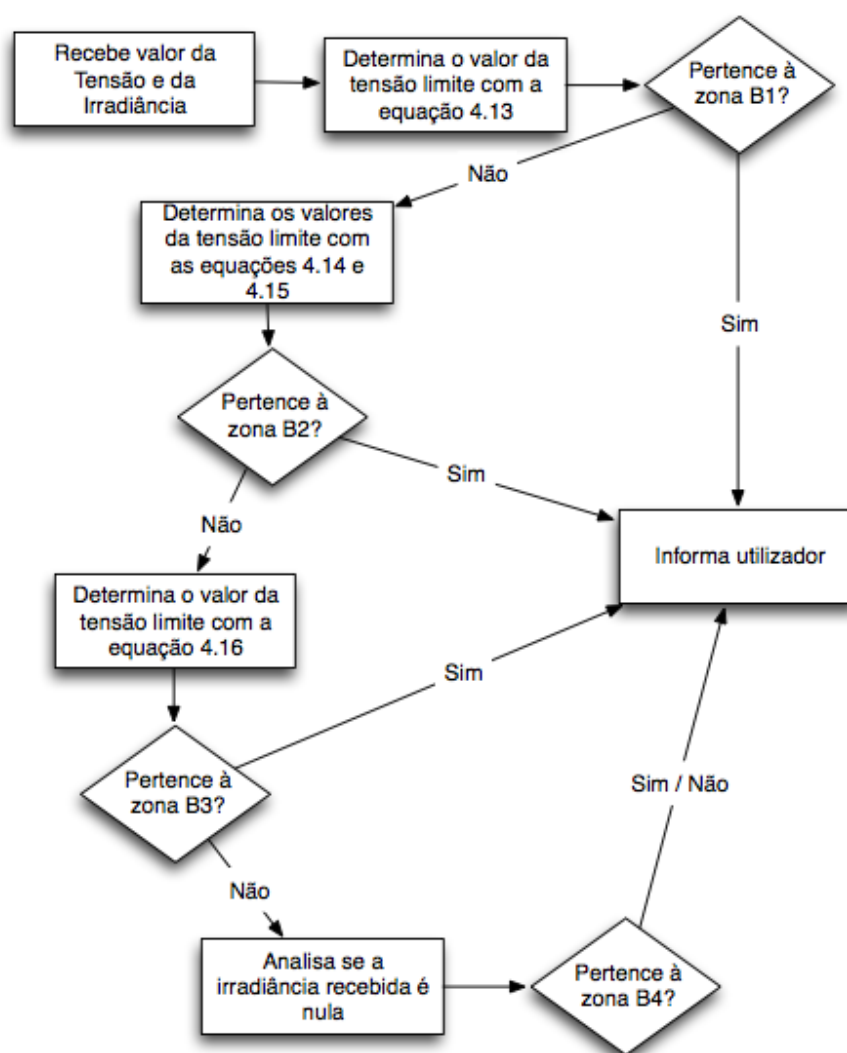


Figura 4.19 -Fluxograma para análise dos valores da tensão

A análise por parte do sistema de monitorização deve ser realizada de forma sequencial, ou seja, relativamente à análise da potência, primeiro deve ser realizada a análise para a zona A1 e só depois a zona A2 e assim sucessivamente até à zona A4. O mesmo acontece na análise da tensão.

4.3 - Indicador de desempenho

4.3.1 -Introdução

É interessante, na análise de sistemas FV, saber se o sistema está a produzir acima ou a baixo do que é normal no seu funcionamento. A forma mais fácil de conhecer esta informação sobre o parque FV é através de um indicador. Por exemplo, o indicador estar acima de um certo valor significa que o parque está a produzir mais do que era esperado. Este indicador acaba por ser um indicador de desempenho.

Para determinar o indicador é necessário um histórico da produção do parque visado e efetuar um estudo estatístico desses dados. Para que o indicador cumpra a sua função corretamente é importante existir primeiro um tratamento de dados para que só sejam usados valores considerados normais do histórico. Assim, os valores que não são considerados normais, mesmo que não sejam anomalias, podem ser detetados pelo indicador.

Foram utilizados os valores filtrados no estudo da secção anterior para a determinação do indicador.

No estudo realizado nesta secção, para além do indicador da potência também foi determinado o indicador para a tensão DC.

4.3.2 -Metodologia e Resultados

Para se proceder à determinação dos indicadores de desempenho é necessário avaliar de que maneira é que os valores de potência e tensão se distribuem. Como estes valores variam em função da irradiância solar é interessante fazer pequenos grupos de irradiância de forma a ser mais fácil determinar a sua distribuição.

Para determinar como se distribuem os valores calculou-se a frequência de ocorrência de um acontecimento, isto é, definiu-se um pequeno intervalo para os valores de potência e tensão e determinou-se a probabilidade de ocorrência de um valor pertencente a esse intervalo. Depois de calculada essa probabilidade é construído um gráfico, denominado por frequência normalizada.

Para o parque FV em estudo, foi identificado que os valores da tensão e da potência DC se distribuem de acordo com uma distribuição normal.

O passo seguinte é calcular os parâmetros necessários à distribuição mais adequada, no caso da distribuição normal os parâmetros são a média e o desvio padrão para cada amostra de valores da potência e da tensão.

Após de se ter calculado estes valores determina-se a distribuição normal para cada amostra de valores. É igualmente interessante traçar o gráfico da distribuição normal e verificar se esta se enquadra com a frequência normalizada.

Os vários valores da média e do desvio padrão calculados vão ser utilizados para determinar equações que representem a evolução destes valores em função da irradiância solar.

Por fim, calcula-se o valor do indicador de desempenho que é equivalente ao valor da distribuição normal.

A figura 4.20 ilustra um fluxograma com todos os passos a seguir para efetuar o estudo da determinação de indicadores de desempenho.

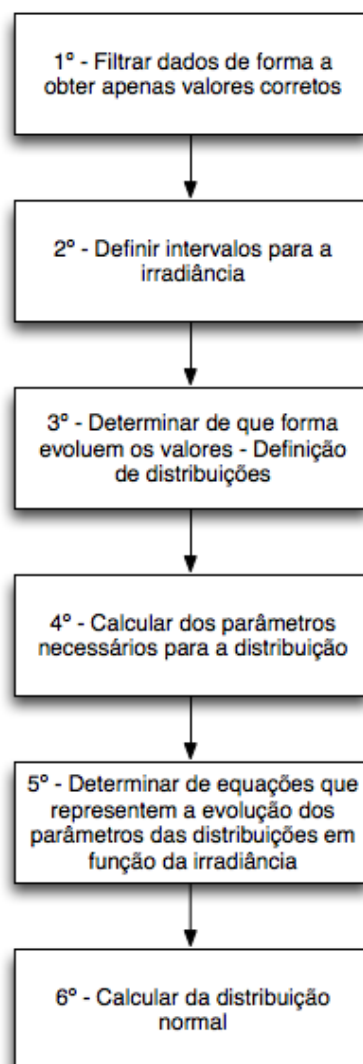


Figura 4.20 -Fluxograma para a determinação de indicadores de desempenho

Os passos para a determinação do indicador de desempenho são iguais para a potência e para a tensão.

4.3.2.1. Índice de desempenho para a potência DC

De acordo com o fluxograma da figura 4.20 o primeiro passo é filtrar os valores corretos da potência em função da irradiância. Como foi mencionado anteriormente, este passo já foi efetuado no estudo anterior. A figura 4.21 mostra o gráfico da potência em função da irradiância solar.

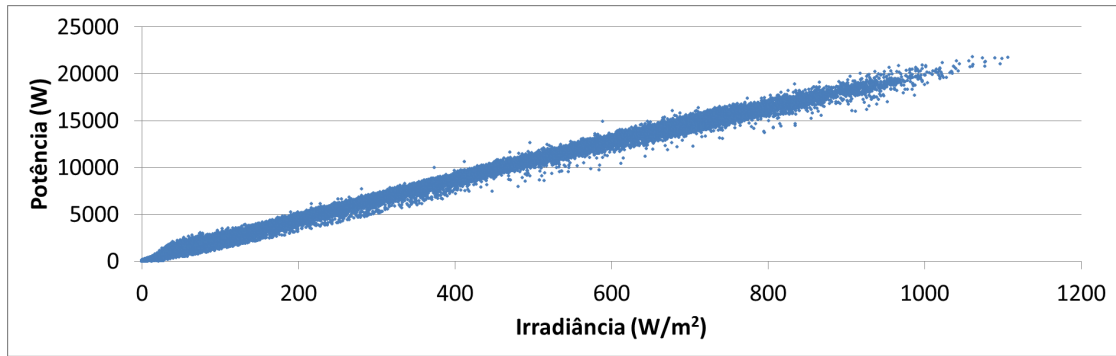


Figura 4.21 -Potência DC filtrada em função da irradiância solar

Para determinar a evolução dos valores da potência dividiu-se o conjunto de valores em secções, usando intervalos de irradiância, isto é, agruparam-se valores de potência conforme a irradiância registada no mesmo instante do registo dessa potência. Como a variação da potência é praticamente linear decidiu-se utilizar intervalos de 100 W/m^2 de irradiância. Foram considerados onze intervalos de irradiância, sendo eles $[0; 100[$, $[100; 200[$, $[200; 300[$, $[300; 400[$, $[400; 500[$, $[500; 600[$, $[600; 700[$, $[700; 800[$, $[800; 900[$, $[900; 1000[$ e $[1000; \text{etc.}]$. O último intervalo não perfaz os 100 W/m^2 mas como existem poucos valores para essa irradiância considerou-se que não era necessária a criação de outra secção.

Depois de criadas as secções passou-se à avaliação da distribuição dos valores da potência. Para tal calculou-se a frequência normalizada, que indicava que os valores eram distribuídos de acordo com uma distribuição normal. De seguida calcularam-se os parâmetros necessários para a determinação da distribuição normal, ou seja, a média e o desvio padrão.

A figura 4.22 mostra os gráficos da frequência normalizada e do desvio padrão para o intervalo $[500; 600[$.

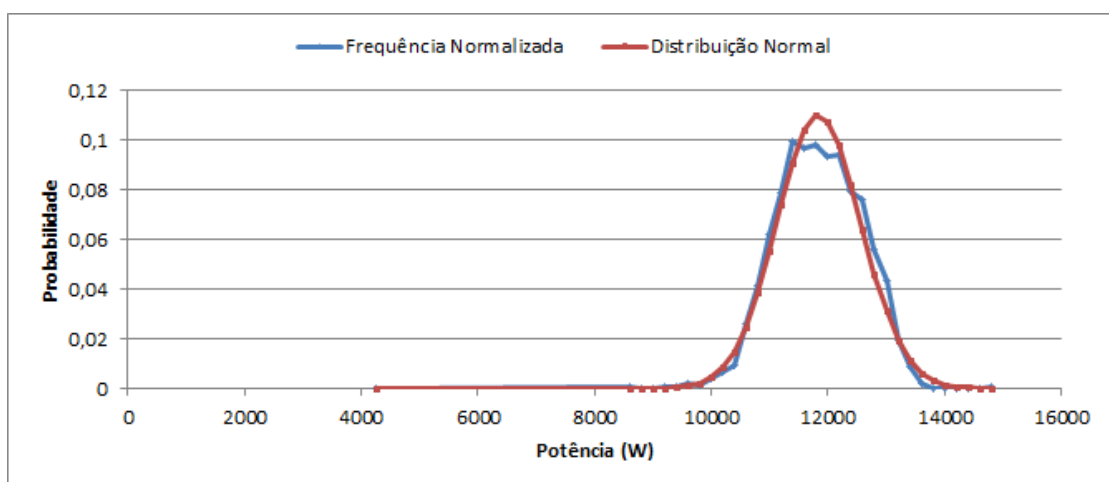


Figura 4.22 -Série da frequência normalizada e da distribuição normal para o intervalo $[500; 600[\text{ W/m}^2$

Através da figura 4.22 pode-se verificar que a distribuição de valores segue uma distribuição normal. Na figura observa-se que a distribuição normal e a frequência normalizada, apesar de não serem iguais, são semelhantes. Esta comparação foi feita para todas as secções. Para valores de irradiância mais baixos verifica-se uma maior discrepância entre a frequência normalizada e a distribuição normal.

O valor da média e do desvio padrão para cada secção estão ilustrados na tabela 4.12.

Tabela 4.12 – Valores da média e do desvio padrão

Intervalo (W/m ²)	Valor Médio (W/m ²)	Média	Desvio Padrão
[0; 100[	50	949,938	663,109
[100; 200[	150	3301,751	689,121
[200; 300[	250	5551,580	686,014
[300; 400[	350	7677,523	712,649
[400; 500[	450	9765,549	719,234
[500; 600[	550	11847,347	721,337
[600; 700[	650	13743,271	696,107
[700; 800[	750	15450,138	718,465
[800; 900[	850	17108,016	701,288
[900; 1000[	950	18718,260	756,069
[1000; etc.[	1050	20512,367	662,934

Depois de calculada a média e o desvio padrão para cada secção foi necessário criar equações que representassem a evolução dos seus valores em função da irradiância solar.

Era possível usar apenas uma equação para representar a evolução dos valores da média e do desvio padrão mas os valores não evoluem de uma forma regular, principalmente os do desvio padrão, por isso decidiu-se fazer interpolação linear entre os pontos resultando em 11 equações lineares diferentes. As equações lineares determinadas estão presentes na tabela 4.13.

O valor médio dos intervalos é usado para a definição dos intervalos para a utilização das equações da média e do desvio padrão como mostra a tabela 4.13.

Tabela 4.13 – Equações da média e do desvio padrão em função da irradiância

Intervalo (W/m ²)	Média	Desvio Padrão
[0; 50[	$18,999 \times I$	$13,262 \times I$
[50; 150[	$23,518 \times I - 225,97$	$0,2601 \times I + 650,1$
[150; 250[	$22,498 \times I - 72,994$	$-0,0311 \times I + 693,78$

Intervalo (W/m ²)	Média	Desvio Padrão
[250; 350[	$21,259 \times I + 236,72$	$0,2663 \times I + 619,43$
[350; 450[	$20,88 \times I + 369,43$	$0,0659 \times I + 689,6$
[450; 550[	$20,818 \times I + 397,46$	$0,021 \times I + 709,77$
[550; 650[	$18,959 \times I + 1419,8$	$-0,2523 \times I + 860,1$
[650; 750[	$17,069 \times I + 2648,6$	$0,2236 \times I + 550,78$
[750; 850[	$16,579 \times I + 3016,1$	$-0,1718 \times I + 847,3$
[850; 950[	$16,102 \times I + 3420,9$	$0,5478 \times I + 235,64$
[950; etc.[	$17,914 \times I + 1674,2$	$-0,9314 \times I + 1640,9$

Na tabela 4.13 o parâmetro I , que está presente em todas as equações, representa a irradiância em W/m². Através destas equações é possível determinar o valor da média e do desvio padrão para qualquer valor de irradiância e calcular o valor da distribuição normal para cada instante, ou seja, o indicador de desempenho.

Este indicador apresenta valores entre -1 e 1, sendo zero o valor médio e o valor normal, isto é, se o indicador para um determinado instante indicar que a potência gerada, com uma determinada irradiância, possui um indicador de desempenho acima de zero, quer dizer que o parque está a produzir mais do que o normal, se pelo contrário estiver abaixo de zero o parque devia estar a produzir mais para aquela irradiância.

Na figura 4.23 pode-se visualizar as variações do índice de desempenho em 4 dias diferentes.

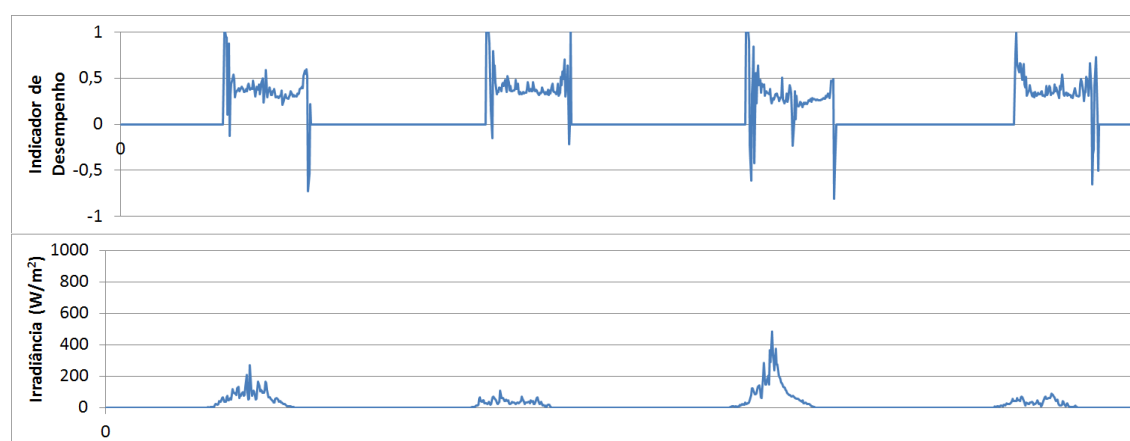


Figura 4.23 -Variação do valor do indicador de desempenho em 4 dias diferentes

Na figura 4.23 estão presentes os dias 22, 23, 24 e 25 de janeiro de 2011, pela ordem indicada. O dia 24 é o que apresenta uma maior variação no indicador de desempenho, estando, inclusive, em algumas horas do dia a produzir menos do que era esperado. Esta

variação ocorre devido à variação do valor da irradiância solar. No dia 23 verifica-se uma variação menor ao longo do dia e o indicador desempenho indica que em quase todo o dia a potência gerada pelo parque superou as expectativas.

4.3.2.2. Índice de desempenho para a tensão DC

Os passos para determinar o índice de desempenho para a tensão DC são os mesmos utilizados no cálculo da potência DC.

O gráfico referente à variação da tensão DC em função da irradiância está presente na figura 4.24.

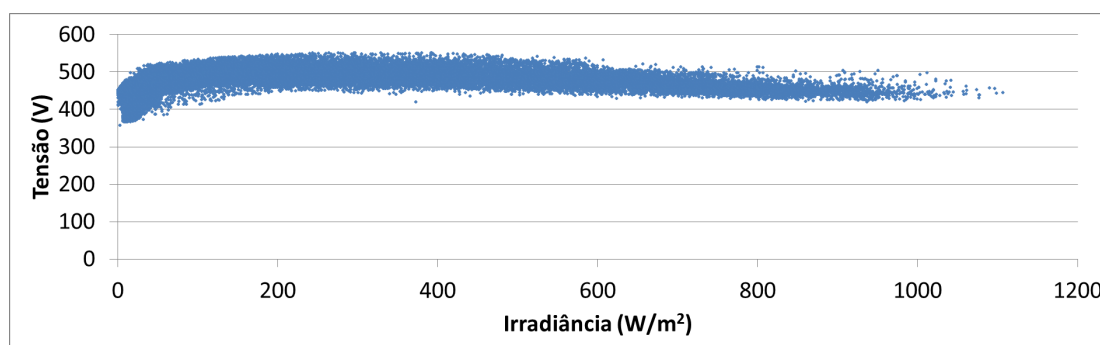


Figura 4.24 -Tensão DC filtrada em função da irradiância solar

Para determinar como os valores se distribuem dividiu-se o conjunto de dados em secções com intervalos de irradiância. Na figura 4.24 verifica-se uma maior variação da tensão para valores de irradiância mais baixos, então decidiu-se fazer intervalos de irradiância mais pequenos para irradiâncias mais baixas. Os intervalos de irradiância usados são [0; 30[, [30; 60[, [60; 100[, [100; 200[, [200; 300[, [300; 400[, [400; 500[, [500; 600[, [600; 700[, [700; 800[, [800; 900[, [900; 1000[, [1000; etc.[.

Criadas as secções procede-se para a análise da distribuição dos valores da tensão DC em função da irradiância, que de forma análoga à da potência DC, é uma distribuição normal.

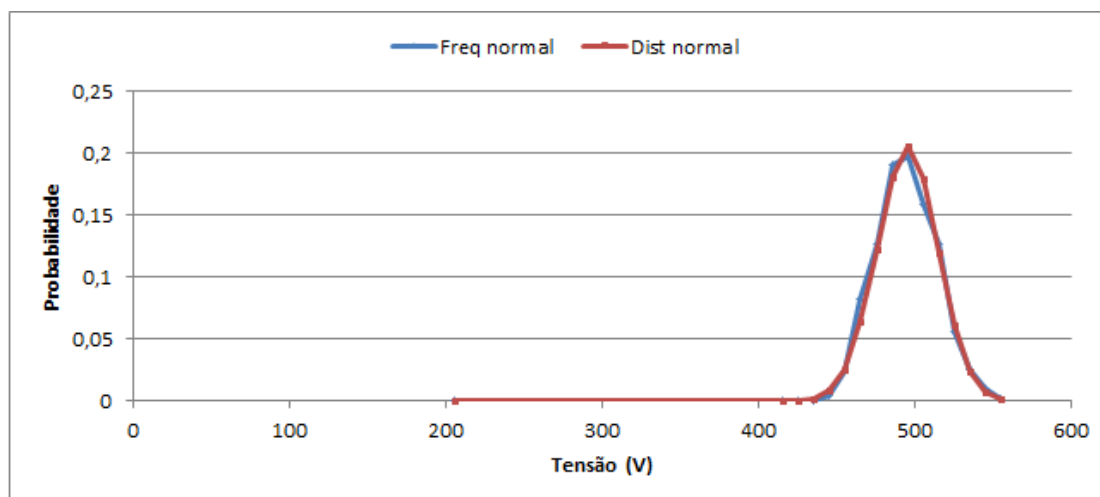


Figura 4.25 -Série da frequência normalizada e da distribuição normal para o intervalo $[300; 400[\text{ W/m}^2$

A figura 4.25 mostra a distribuição dos valores da tensão DC que, como se pode verificar, estão distribuídos seguindo uma distribuição normal. Como segue uma distribuição normal foi necessário o cálculo da média e do desvio padrão para cada intervalo, pois são parâmetros indispensáveis no cálculo desta distribuição.

O valor da média e do desvio padrão para cada secção estão ilustrados na tabela 4.14.

Tabela 4.14 – Valores da média e do desvio padrão

Intervalo (W/m^2)	Valor Médio (W/m^2)	Média	Desvio Padrão
$[0; 30[$	15	431,576	22,010
$[30; 60[$	45	464,317	20,769
$[60; 100[$	80	483,899	15,536
$[100; 200[$	150	493,285	16,759
$[200; 300[$	250	495,532	18,331
$[300; 400[$	350	494,780	19,188
$[400; 500[$	450	491,302	19,893
$[500; 600[$	550	482,704	18,833
$[600; 700[$	650	471,344	16,517
$[700; 800[$	750	460,115	14,644
$[800; 900[$	850	451,623	12,109
$[900; 1000[$	950	448,203	14,691
$[1000; \text{etc.}[$	1050	448,138	15,293

Calculada a média e o desvio padrão para cada secção segue-se a determinação das equações que descrevem a variação dos seus valores em função da irradiância solar. Tal como foi feito na potência DC, foi usada interpolação linear.

Tabela 4.15 – Equações da média e do desvio padrão em função da irradiância

Intervalo (W/m ²)	Média	Desvio Padrão
[0; 15[	$28,772 \times I$	$1,467 \times I$
[15; 45[	$1,091 \times I + 415,210$	$-0,0414 \times I + 22,632$
[45; 80[	$0,559 \times I + 439,140$	$-0,148 \times I + 27,500$
[80; 150[	$0,1341 \times I + 473,170$	$0,0175 \times I + 14,137$
[150; 250[	$0,0225 \times I + 489,910$	$0,0157 \times I + 14,404$
[250; 350[	$-0,0075 \times I + 497,410$	$0,0086 \times I + 16,189$
[350; 450[	$-0,0348 \times I + 506,950$	$0,0071 \times I + 16,720$
[450; 550[	$-0,086 \times I + 429,990$	$-0,0106 \times I + 24,662$
[550; 650[	$-0,1136 \times I + 545,180$	$-0,0232 \times I + 31,569$
[650; 750[	$-0,1123 \times I + 544,33$	$-0,0187 \times I + 28,695$
[750; 850[	$-0,0849 \times I + 523,810$	$-0,0253 \times I + 33,647$
[850; 950[	$-0,0342 \times I + 480,700$	$0,0258 \times I - 9,826$
[950; etc.[	$-0,0006 \times I + 448,82$	$0,006 \times I + 8,968$

O parâmetro I presente em todas as equações da tabela 4.15 representa a irradiância em W/m². Como foi mencionado no estudo da potência DC, é através destas equações que é possível calcular o valor da média e do desvio padrão para qualquer valor de irradiância solar para determinar o valor do indicador de desempenho.

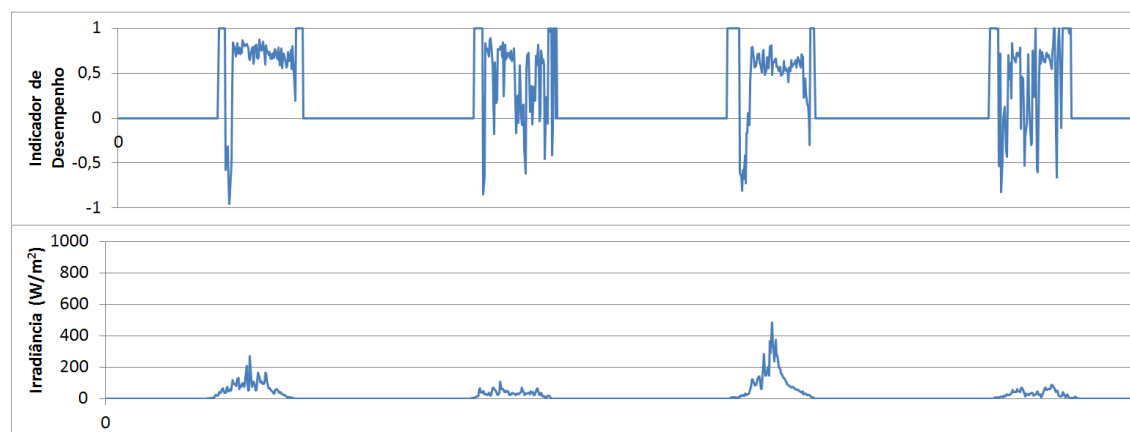


Figura 4.26 - Variação do indicador de desempenho em 4 dias diferentes

Na figura 4.26 observam-se as variações do índice de desempenho da tensão DC nos mesmos dias apresentados na figura 4.23. Como foi verificado no estudo da secção anterior, quando existe algum problema no parque FV o inversor fica em circuito aberto do lado AC, o que provoca o aumento da tensão DC. Quando o indicador de desempenho apresenta um valor perto de 1, que representa uma tensão muito elevada, pode ser uma indicação que está a ocorrer algum problema no parque FV. Analisando o figura da variação do indicador e o da irradiância conclui-se que esta variação do indicador é mais acentuada para dias em que a irradiância é mais baixa, como se observa no dia 23 e 24 de janeiro de 2011.

4.3.3 -Implementação no sistema de monitorização

O estudo estatístico realizado pode ser implementado no sistema de monitorização com o intuito de, através dos indicadores de desempenho definidos, informar o utilizador do desempenho do parque FV em relação ao seu histórico. O utilizador tem assim a informação se o parque está a produzir acima ou abaixo do normal e se a tensão DC registada para gerar a potência está muito elevada ou não, isto é, se o inversor está a funcionar corretamente ou encontrou algum problema.

A figura 4.27 ilustra um fluxograma que explica como o sistema de monitorização deve proceder para fornecer a informação ao utilizador.

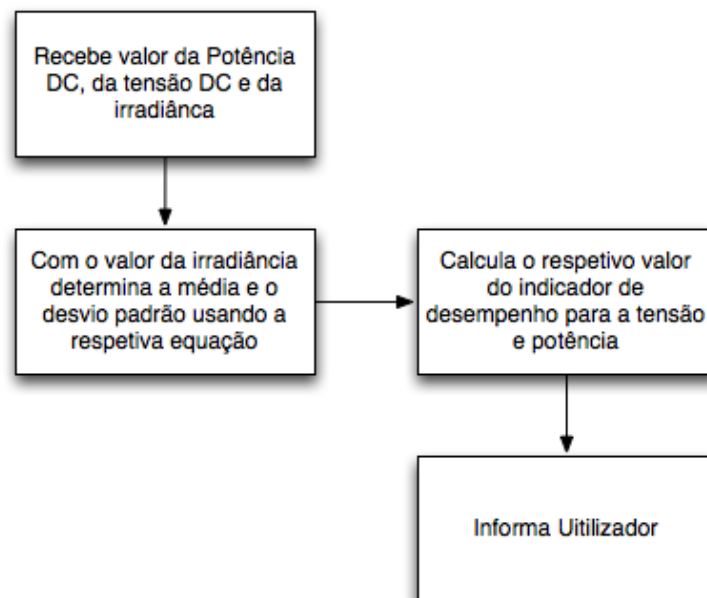


Figura 4.27 - Fluxograma para determinação do indicador de desempenho no sistema de monitorização

As equações presentes na tabela 4.13, relativas à potência DC, e na tabela 4.15, relativas à tensão DC, devem estar inseridas no sistema de monitorização, assim este apenas tem que substituir o valor da irradiância nas equações.

4.4 - Conclusão

Neste capítulo abordou-se o desenvolvimento das ferramentas de análise avançada, que permitem estimar a produção de energia, detetar anomalias e avaliar o desempenho do parque FV através do indicador de desempenho.

Na secção da estimativa da potência gerada e energia produzida explicou-se os vários passos que devem ser seguidos. Também é explicado de que forma é que este estudo, ou análise, deve ser incorporado no sistema de monitorização.

A estimativa de potência gerada é um estudo útil que permite perceber se o parque FV está a produzir de acordo com o esperado mas, para se conseguir fazer uma previsão ou estimativa sem um erro muito grosseiro, é útil ter um histórico de produção para comparação.

Relativamente ao sistema de monitorização, esta análise pode ser incorporada no sistema de forma a possibilitar ao utilizador perceber se a produção de energia por parte do parque se enquadra com o valor estimado. Esta análise usa os dados recolhidos pelo sistema de monitorização para efetuar automaticamente a estimativa de produção e a comparação com a real.

O resultado deste estudo apenas é compatível com esta central FV e se o sistema de monitorização for implementado noutra central é necessário realizar o estudo de novo para se obter a relação existente entre a potência gerada e a irradiância solar para um parque em questão.

Na secção de identificação de anomalias foi explicado como se deve proceder para a análise dos gráficos da potência e da tensão em função da irradiância solar através de identificação de zonas irregulares. Também foi explicado como deve ser implementada esta análise no sistema de monitorização.

Neste estudo conseguiram-se identificar as zonas na potência e na irradiância que são formadas por erros ocorridos no parque FV. Para a identificação dos erros em cada zona utilizou-se os alarmes fornecidos pelo inversor, mas existiam zonas em que o inversor não reconheceu nada de errado. Este estudo conseguiu então identificar zonas que ainda não tinham sido consideradas como problemáticas, demonstrando a utilidade deste tipo de análise.

Esta análise implementada no sistema de monitorização fornece ao operador alarmes quando a operação do parque se situa numa das zonas mencionadas durante esta secção. Se a

zona não tiver nenhum problema associado o operador pode tomar as devidas providências de forma a identificar o problema e a sua solução.

O resultado do estudo realizado apenas é compatível com o parque em questão, mas pode ser realizado, seguindo os mesmos passos, para qualquer outro parque FV e posteriormente ser implementado num sistema de monitorização.

Na ultima secção, destinada ao desenvolvimento do indicador de desempenho, foi explicado como se efetuou o estudo estatístico com o intuito de calcular um indicador de desempenho para a potência DC e para a tensão DC.

Na análise estatística utilizaram-se distribuições normais pois é a distribuição que mais se adequa à forma como os valores, tanto da potência como da tensão, se distribuem.

Este estudo permite realizar uma análise ao parque e verificar se ocorreu alguma alteração neste, como por exemplo, aumento de sujidade nos painéis fotovoltaicos, pois se isso se verificar, o indicador de desempenho da potência DC diminui e poderá haver um maior número de dias em que o indicador é negativo indicando que a potência gerada pelo parque está abaixo do normal. Também se ocorrer alguma anomalia no parque, esta pode ser detetada com o indicador da tensão DC. Se este for muito elevado, pode ser devido à ocorrência de um problema no parque ou no inversor.

O estudo realizado pode ser implementado no sistema de monitorização e informar, em tempo real, o utilizador da forma como o parque se está a comportar em relação ao seu histórico e ao seu comportamento habitual.

Capítulo 5

Conclusões e Desenvolvimento Futuro

5.1 - Conclusões

Motivado pela constante evolução do sistema elétrico de energia e pela necessidade de existência de mecanismos que permitam monitorizar e analisar o comportamento das centrais de produção de energia, principalmente as que usam uma fonte de energia intermitente como é o caso das centrais fotovoltaicas, esta dissertação foi desenvolvida com o intuito de fornecer um sistema base de monitorização e algumas funções de análise úteis que neles podem ser implementadas.

Assim, no início da dissertação realizou-se um estudo prévio de forma a conhecer que sistemas de supervisão são normalmente aplicados a sistemas elétricos e outros. Neste estudo, também se pesquisou sobre a evolução das arquiteturas dos sistemas de supervisão (monolítica, distribuída e em rede). Além da arquitetura estudaram-se quais os constituintes dos sistemas SCADA (HMIs, MTUs e RTUs) e as suas funções, com ênfase aos HMIs, uma vez que o sistema desenvolvido nesta dissertação se enquadra nesse constituinte dos sistemas SCADA.

De forma a concretizar um dos objetivos iniciais - o desenvolvimento de um dos constituintes dos sistemas SCADA - foi realizada uma pesquisa sobre as fragilidades que afetam estes sistemas, sendo o mais vulnerável os HMIs, ou seja, as interfaces gráficas. Estes estão alojados em servidores *web* ou em computadores que poderão eventualmente sofrer ataques informáticos.

Também seria interessante que os sistemas de monitorização possuam funções de análise, ou seja, não só monitorização, por isso realizou-se uma pequena pesquisa sobre as funções de análise mais usadas em sistemas fotovoltaicos. Adicionalmente, foram executadas breves apresentações de algumas ferramentas e sistemas de monitorização disponíveis no mercado.

Os estudos acima mencionados estão situados no capítulo 2, que contém o estado da arte desta dissertação.

No capítulo 3, procurou-se explicar como foi desenvolvida a base de dados do sistema de monitorização. Base de dados essa que foi desenvolvida no sistema MySQL, uma vez que é um sistema aberto e gratuito que possui boas características para trabalhar em conjunto com

páginas *web*. Apresentaram-se as várias classes que constituem a base de dados, os seus atributos e a forma como estas classes estão interligadas. Estas classes foram criadas tendo em conta os vários constituintes dos sistemas fotovoltaicos. Ainda neste capítulo se procedeu à apresentação da interface gráfica desenvolvida para o sistema de monitorização. Mencionaram-se as várias funções constituintes da interface e de que forma esta está organizada. A interface gráfica desenvolvida nesta dissertação foi em ambiente WEB com o intuito de funcionar em vários componentes de informação e sistemas operativos, isto é, desde computadores a PDAs. A interface gráfica foi desenvolvida usando linguagens de programação em ambiente *web* mais usadas, como HTML, PHP, Javascript e Flash. A interface permite que sejam visualizados os valores da monitorização do parque em forma de tabela ou gráficos e ainda fornece informação do desempenho do parque através do indicador “*performance ratio*”.

A base de dados e a interface gráfica foram alojadas num computador pessoal de modo a que estas fossem alteradas a qualquer altura e com uma rapidez superior, no entanto podem ser inseridas noutra servidor. A desvantagem de se utilizar o computador pessoal para alojar a base de dados e o sistema de monitorização é a baixa performance que incute à base de dados, fazendo com que esta seja mais lenta a realizar algumas funções.

No capítulo 4, foi realizada uma estimativa da produção do parque FV na zona DC. Esta estimativa, determinada através do cálculo do MPPT (*Maximum Power Point Tracking*), foi comparada com a produção de energia registada pelo sistema de monitorização implementado no parque FV, de forma a determinar os meses em que a diferença entre a produção real e a teórica era maior. Depois de identificados os referidos meses, procedeu-se a uma análise dos dias permitindo identificar em quais destes o parque obteve pior desempenho. Explicou-se também de que forma este estudo pode ser uma função de análise de desempenho no sistema de monitorização.

Ainda no capítulo 4 foi realizado um estudo de análise de zonas anómalas, zonas estas que foram identificadas através de uma análise visual dos gráficos da potência DC e da tensão DC em função da irradiância solar. Após a identificação das zonas separaram-se os seus valores dos restantes para se proceder à identificação dos problemas que as originou, com o auxílio dos alarmes fornecidos pelo inversor do parque FV. Algumas das zonas identificadas não eram consideradas anómalas pelo inversor, no entanto, esta análise permitiu a sua identificação e dos seus valores, aumentando a motivação na utilização deste tipo de análise.

De forma análoga ao estudo da produção estimada também se indicou de que forma é que a análise de zonas anómalas pode ser implementada no sistema de monitorização do parque FV. Com a implementação desta análise no sistema de monitorização, o operador tem acesso a alarmes, durante a produção, quando o parque está a operar numa das zonas, fornecendo informação sobre os possíveis problemas. Se a zona anómala não tem problemas

identificados, permite que o operador tome as providências necessárias de forma a estudar o parque e detetar a causa da existência dessa zona.

Também no capítulo 4 se procedeu a uma análise estatística dos dados de potência DC e tensão DC do parque. Esta análise estatística foi realizada com o objetivo de determinar um indicador de desempenho que permitisse identificar os dias em que o parque estava a ter um comportamento diferente do esperado, isto é, em relação ao seu histórico de operação. Assim foi possível identificar se o parque estava a produzir mais ou menos que o esperado e se os níveis de tensão estavam demasiado elevados, indicando que possivelmente algum problema poderia estar a ocorrer no parque. Depois de realizado o estudo criaram-se as condições necessárias para determinar o valor do indicador de desempenho, de forma automática e explicou-se como se deveria implementar esta análise no sistema de monitorização para fornecer informação sobre o desempenho ao utilizador em tempo real.

De um modo geral pode-se concluir que os objetivos propostos nesta dissertação foram alcançados. Desenvolveu-se um sistema de monitorização que pode ser acedido em vários computadores sem se proceder a qualquer tipo instalação. Foram também criadas ferramentas avançadas de análise de parques fotovoltaicos e desenvolveram-se métodos que permitem que estas análises sejam feitas de forma automática para que possam ser implementadas no sistema de monitorização.

5.2 - Desenvolvimento Futuro

O sistema de monitorização foi desenvolvido tendo como base valores de monitorização reais inseridos na base de dados pelo autor desta dissertação. Assim sendo, será relevante fazer uma análise do seu desempenho quando ligado a um sistema de inserção de dados de um parque FV, isto é, receber dados em tempo real. Além da análise de desempenho, acima mencionada, será interessante verificar o desempenho da base de dados quando alojada num servidor adequado.

Os estudos e análises realizados ao parque FV não estão inseridos no sistema de monitorização, já que o tempo era escasso para ter esta propriedade como um requisito do sistema. Os estudos ao parque FV foram concluídos de forma a que se determinassem todos os parâmetros e equações necessárias no algoritmo desenvolvido para a realização dos estudos de forma automática, para serem inseridos no sistema de monitorização. Será de igual forma relevante efetuar análises a esses estudos durante o seu funcionamento para verificar se são consideradas uma mais valia na análise de desempenho dos sistemas fotovoltaicos.

Referências

- [1] J. P. Lopes, A. A. Mesias, and R. M. P. Gonçalves. (2009) Redes de energia inteligentes como contributo de engenharia Portuguesa para o desenvolvimento sustentável. *Ingenium - Revista da ordem dos engenheiros*. 44-47.
- [2] (2012, Accessed in junho 2012). *Direção Geral de Energia e Geologia: Energia Solar*. Available: <http://www.dgeg.pt>
- [3] R. Cespedes, E. Parra, A. Aldana, and C. Torres, "Evolution of power to smart energy systems," in *Transmission and Distribution Conference and Exposition: Latin America (T&D-LA), 2010 IEEE/PES*, 2010, pp. 616-621.
- [4] B. S. International, "Shell energy scenarios to 2050," 2008.
- [5] W. Xuanyuan and M. Kazerani, "A novel maximum power point tracking method for photovoltaic grid-connected inverters," in *Industrial Electronics Society, 2003. IECON '03. The 29th Annual Conference of the IEEE*, 2003, pp. 2332-2337 Vol.3.
- [6] C. Coutinho, "Eficiência energética de parques solares fotovoltaicos," *Renováveis Magazine*, vol. nº 10, pp. 60-63, 2012.
- [7] B. Santos, I. Araújo, and N. Silva, "Sistemas de supervisão : SCADA EMS e DMS," ed, 2009.
- [8] "Apontamentos do Prof. João Peças Lopes da Unidade Curricular Supervisão e Controlo do SEE," ed. Porto, 2010.
- [9] A. Daneels and W. Salter, "What is SCADA?," presented at the International Conference on Accelerator and Large Experimental Physics Control System, Italy, 1999.
- [10] R. P. S. Barbosa, "Sistema de supervisão e controlo de unidade de produção de energia eólica," [s. n.], Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Porto, 2011.
- [11] G. Hu, T. Cai, C. Chen, and S. Duan, "Solutions for SCADA system communication reliability in photovoltaic power plants," in *Power Electronics and Motion Control Conference, 2009. IPEMC '09. IEEE 6th International*, 2009, pp. 2482-2485.
- [12] P. M. B. Moreira, "Sistema de Supervisão e Controlo de Estruturas - Civiônica," [s. n.], Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Porto, 2011.
- [13] I. Communication Technologies, "Supervisory Control and Data Acquisition (SCADA) Systems," O. o. t. M. N. C. System, Ed., ed. Arlington, VA, USA, 2004.
- [14] I. A. Ferreira, "Sistemas de Controlo e Supervisão de Sistemas Embebidos - Tipo SCADA," [s. n.], Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Porto, 2008.
- [15] A. R. Penin, *Sistemas Scada*, 2ª ed. Barcelona: Marcombo, Ediciones Técnicas, 2007.
- [16] J. Machacek and J. Drapela, "Control of serial port (RS-232) communication in LabVIEW," in *Modern Technique and Technologies, 2008. MTT 2008. International Conference*, 2008, pp. 36-40.
- [17] W. Yanfang, M. Wandui, L. Jinying, Z. Peng, and W. Xiaoping, "A distributed rectifier testing system based on RS-485," in *Industrial Electronics and Applications (ICIEA), 2010 the 5th IEEE Conference on*, 2010, pp. 779-781.
- [18] P. s. C. I. P. Board, "21 Steps to Improve Cyber Security of SCADA Networks," U. S. D. o. Energy, Ed., ed. US.
- [19] A. Hildick-Smith, "Security for Critical Infrastructures SCADA Systems," ed: SANS Institute, 2005.
- [20] I. N. Fovino, A. Carcano, and M. Masera, "A Secure and Survivable Architecture for SCADA Systems," in *Dependability, 2009. DEPEND '09. Second International Conference on*, 2009, pp. 34-39.

Referências

- [21] J. Arinez and S. Biller, "Integration requirements for manufacturing-based Energy Management Systems," in *Innovative Smart Grid Technologies (ISGT)*, 2010, 2010, pp. 1-6.
- [22] G. M. Casolino, M. Landolfi, A. Losi, and M. Russo, "A Software Environment for Developing Object-Oriented Applications in Distribution Management Systems," in *Computer as a Tool*, 2005. *EUROCON 2005. The International Conference on*, 2005, pp. 1457-1460.
- [23] M. R. Anwar, O. Anwar, S. F. Shamim, and A. A. Zahid, "Human Machine Interface Using OPC (OLE for Process Control)," in *Engineering, Sciences and Technology, Student Conference On*, 2004, pp. 35-40.
- [24] T. Novak, J. Snobl, and K. Sokansky, "Photovoltaic power plants in terms of investment costs and payback in the Czech Republic," in *Environment and Electrical Engineering (EEEIC)*, 2011 *10th International Conference on*, 2011, pp. 1-3.
- [25] R. A. Rahman, S. I. Sulaiman, A. M. Omar, S. Shaari, and Z. M. Zain, "Performance analysis of a grid-connected PV system at Malaysian Energy Centre, Malaysia," in *Power Engineering and Optimization Conference (PEOCO)*, 2010 *4th International*, 2010, pp. 480-483.
- [26] J. Leloux and L. Narvarte, "Performance Analysis of 10,000 residential PV Systems in France and Belgium," presented at the 26th EU PVSEC, Hamburg, 2011.
- [27] S. Shaari and N. Bowman, "Photovoltaics in buildings: A case study for rural England and Malaysia," *Renewable Energy*, vol. 15, pp. 558-561, 1998.
- [28] G. E. Ahmad, "Photovoltaic-powered rural zone family house in Egypt," *Renewable Energy*, vol. 26, pp. 379-390, 2002.
- [29] A. Phowan, P. Sripadungtham, A. Limmanee, and E. Hattha, "Performance analysis of polycrystalline silicon and thin film amorphous silicon solar cells installed in Thailand by using simulation software," in *Electrical Engineering/Electronics, Computer, Telecommunications and Information Technology (ECTI-CON)*, 2011 *8th International Conference on*, 2011, pp. 625-628.
- [30] K. Thongpao, P. Sripadungtham, P. Raphisak, K. Sriprapha, and E. Hattha, "Outdoor performance of polycrystalline and amorphous silicon solar cells based on the influence of irradiance and module temperature in Thailand," in *Electrical Engineering/Electronics Computer Telecommunications and Information Technology (ECTI-CON)*, 2010 *International Conference on*, 2010, pp. 74-77.
- [31] J. Fan and A. Lim, "Performance of heterojunction with intrinsic thin layer (HIT) PV module in Singapore," in *IPEC*, 2010 *Conference Proceedings*, 2010, pp. 95-98.
- [32] M. Topic, K. Brecl, and J. Sites, "Performance Assessment of PV Modules - Relationship Between STC Rating and Field Performance," in *Photovoltaic Energy Conversion, Conference Record of the 2006 IEEE 4th World Conference on*, 2006, pp. 2141-2144.
- [33] E. Kymakis, S. Kalykakis, and T. M. Papazoglou, "Performance analysis of a grid connected photovoltaic park on the island of Crete," *Energy Conversion and Management*, vol. 50, pp. 433-438, 2009.
- [34] I. E. Commission, "Photovoltaic system performance monitoring - Guidelines for measurement, data exchange and analysis," in *International Standard IEC 61724*, ed. Geneva, Switzerland, 1998.
- [35] (2011, Accessed in junho 2012). *PV Designer Software*. Available: <http://www.solmetric.com/pvdesigner.html>
- [36] (2012, Accessed in junho 2012). *PV F-Chart Photovoltaic Systems Analysis*. Available: <http://www.fchart.com/pvfchart/>
- [37] C. f. E. a. E. Policy, "PV Planner A Design and Analysis tool for solar Electric Systems," ed. University of Delaware, 2011.
- [38] (1999-2012, Accessed in junho 2012). *PVsyst New Version to Support SolarEdge System Sizing, Simulation and Added Energy Calculation*. Available: <http://www.renewableenergyworld.com/rea/partner/solaredge/news/article/2010/06/pvsyst-new-version-to-support-solaredge-system-sizing-simulation-and-added-energy-calculation>
- [39] (2011, Accessed in junho 2012). *PVsyst functionalities*. Available: <http://www.pvsyst.com/en/software/functionalities>

- [40] (2012, Accessed in junho 2012). *SunPower® Performance Plus For Utilities*. Available: <http://us.sunpowercorp.com/power-plant/products-services/services/performance-plus-for-utilities/>
- [41] C. E. S. Pires, R. O. Nascimento, and A. C. Salgado, "Comparativo de Desempenho entre Bancos de Dados de Código Aberto," ed. Centro de Informática - Universidade Federal de Pernambuco (UFPE).
- [42] (2012, Accessed in Maio 2012). *MySQL Editions*. Available: <http://www.mysql.com/products/>
- [43] (2012, Accessed in maio 2012). *About phpMyAdmin*. Available: http://www.phpmyadmin.net/home_page/index.php
- [44] J. Niederauer, "Desenvolvendo Websites com PHP," 2ª ed: Novatec, 2011.
- [45] ISO. (2011, Accessed in maio 2012). *Numeric representation of dates and time*. Available: http://www.iso.org/iso/date_and_time_format
- [46] S. Reimer and N. Stewart, "Adobe Flash as a medium for online experimentation: A test of reaction time measurement capabilities," *Behavior Research Methods*, 2007.
- [47] "Apontamentos do Prof. Cláudio Monteiro da Unidade Curricular Energia Eólica e Solar," ed. Porto, 2011.
- [48] S. Engineering, "SolarMax S-Serie: Instruction manual," SolarMax, Ed., ed, 2007.

Referências

Anexo A

Manual de utilizador do sistema de monitorização de parques fotovoltaicos

Este anexo apresenta o conteúdo do manual de utilizador desenvolvido para o sistema de monitorização de parques fotovoltaicos.

Introdução

O sistema tem o objetivo de monitorizar parques de fotovoltaicos ilustrando todos os dados importantes tanto para a produção de energia como para a segurança do parque. Para cumprir os objetivos, o sistema possui uma base de dados onde é armazenada toda a informação enviada por instrumentos incorporados na central (contadores, estações meteorológicas, etc.).

O sistema contém também um interface gráfico, ligado à base de dados, para permitir de forma fácil e cómoda a visualização dos dados e possibilidade de manipulação, posterior, dos mesmos.

Para utilização do sistema não será necessária qualquer tipo de instalação pois é possível utiliza-lo em qualquer *browser* de internet.

Base de dados

A base de dados é constituída por entidades que correspondem às diversas áreas que a central, ou planta, tem e também aos componentes mais relevantes dessas mesmas áreas.

Existe também uma entidade denominada por “*variavel*” e outra por “*valor*”. Na entidade “*variavel*” é guardada a informação (nome e unidade) das variáveis associadas às outras entidades. Assim, se por exemplo se alterar a unidade ou o nome, apenas é necessário alterar

uma vez. Por exemplo, se por alguma razão for necessário alterar a unidade da variável potência de kW para MW apenas é alterado na tabela “*variavel*”, não sendo necessário mudar a unidade em todas as tabelas que possuem a esta variável, simplificando assim o processo. Na entidade “*valor*” é guardado os valores obtidos da planta guardando também a data e hora a que foram obtidos. Esta entidade está associada à entidade “*variavel*”.

Esquema da base de dados

As imagens seguintes mostram, de uma forma simplificada, a constituição da base de dados.



Figura A.1 -Esquema da ligação da tabela reservada à Planta

A tabela referente ao parque, “planta”, usa o nome como atributo de ligação a outras tabelas, assim não é permitido que duas plantas tenham nomes iguais.



Figura A.2 -Esquema da ligação da tabela reservada ao Centro de Transformação

O centro de transformação terá uma serial como atributo. Este atributo é utilizado para identificação do centro de transformação e também para ligação a outras tabelas. Os esquemas seguintes são organizados da mesma forma:

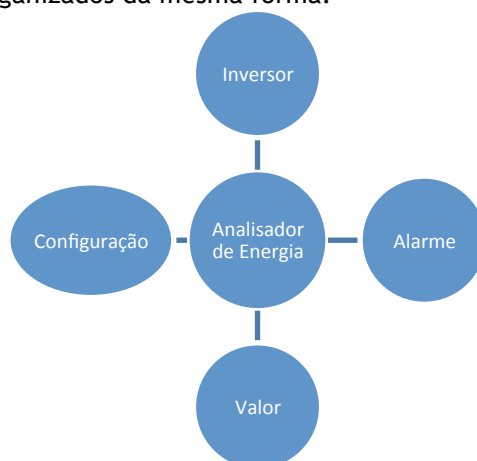


Figura A.3 -Esquema da ligação da tabela reservada ao Analisador de energia

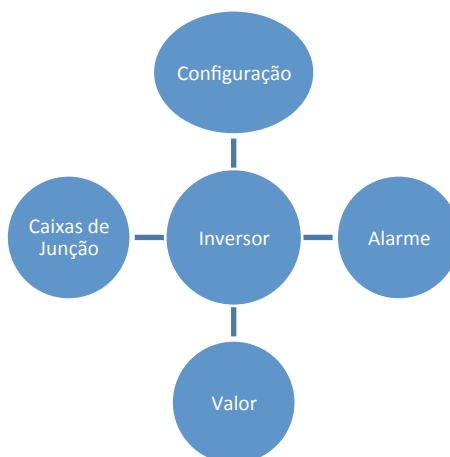


Figura A.4 -Esquema da ligação da tabela reservada ao Inversor

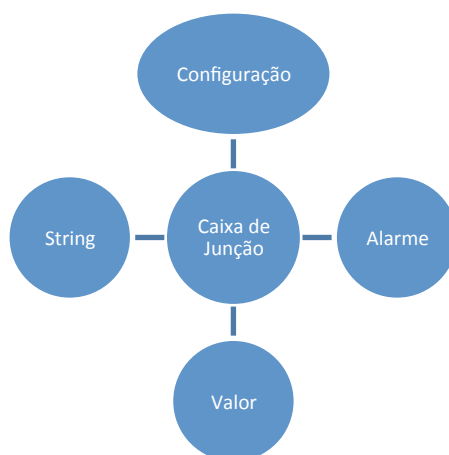


Figura A.5 -Esquema da ligação da tabela reservada à Caixa de junção

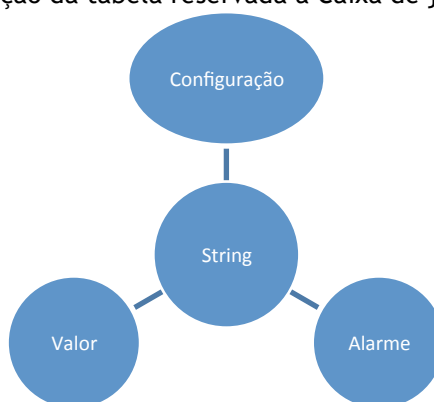


Figura A.6 -Esquema da ligação da tabela reservada às *Strings*

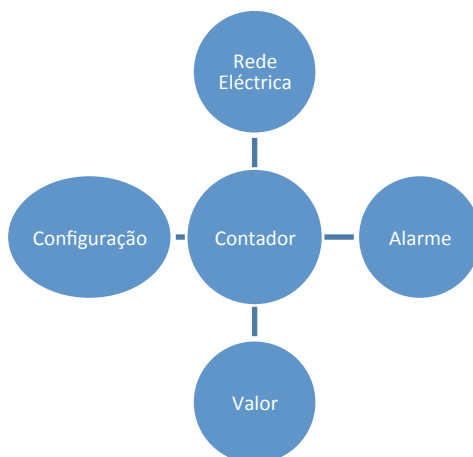


Figura A.7 -Esquema da ligação da tabela reservada ao Contador

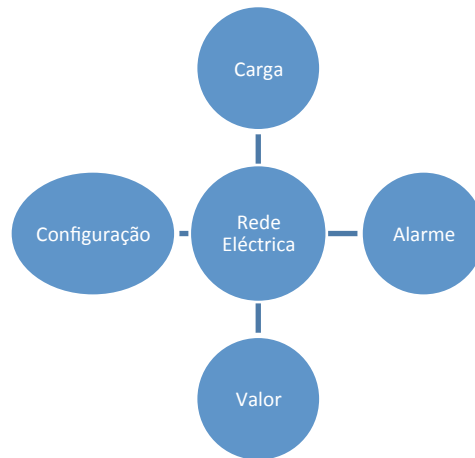


Figura A.8 -Esquema da ligação da tabela reservada à Rede Eléctrica

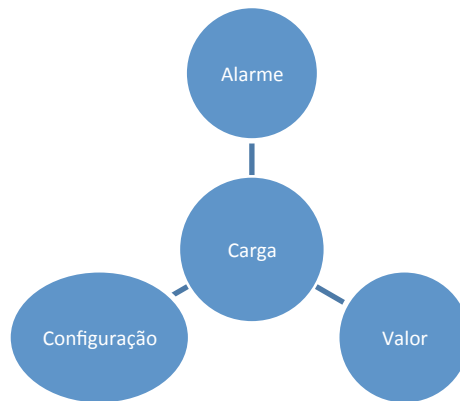


Figura A.9 -Esquema da ligação da tabela reservada às Cargas



Figura A.10 -Esquema da ligação da tabela reservada à Estação Meteorológica

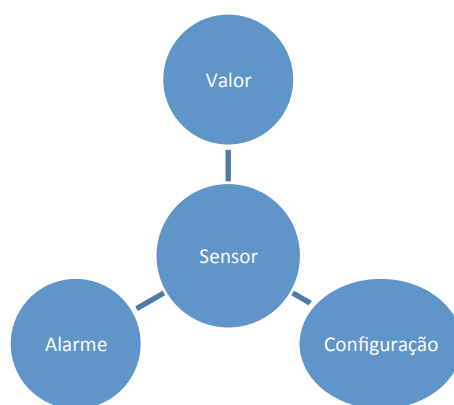


Figura A.11 -Esquema da ligação da tabela reservada aos Sensores

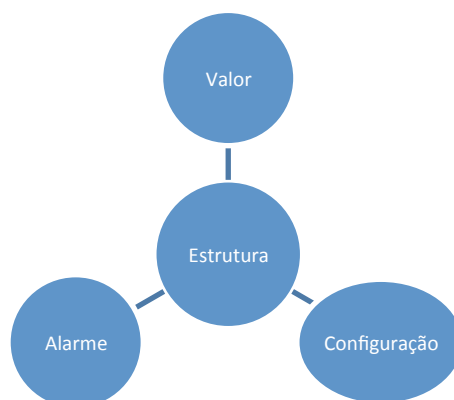


Figura A.12 -Esquema da ligação da tabela reservada à Estrutura

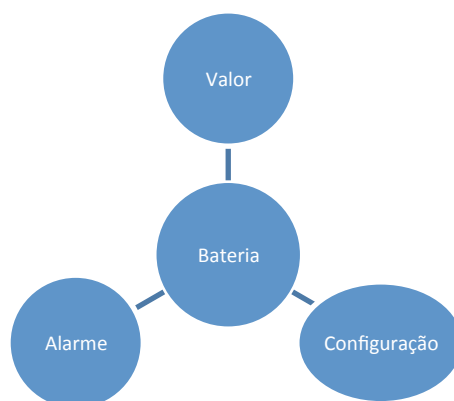


Figura A.13 -Esquema da ligação da tabela reservada às baterias

Como foi dito anteriormente, a base de dados tem uma característica particular, onde os valores de diferentes entidades são armazenados, todos juntos, numa tabela.

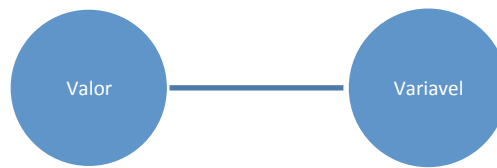


Figura A.14 -Esquema da ligação da tabela reservada aos valores

Apesar dos valores serem armazenados todos juntos é possível obter os valores pretendidos sem problema pois, como é mostrado nos esquemas anteriores, existe ligação entre a entidade “valor” e as outras entidades.



Figura A.15 -Esquema da ligação da tabela reservada aos utilizadores

A tabela de utilizador, guarda os dados de todos os utilizadores para poderem aceder ao sistema de monitorização. Entre os dados está a “classe” de utilizador que pode permitir ou limitar a secções do sistema mais personalizáveis, como a secção de configuração.

Interface gráfica

A interface gráfica ilustra a informação, armazenada na base de dados, que possa ser útil para o utilizador, utilizando também texto e campos visuais para facilitar a interpretação da mesma. Não é pretendido que a interface tenha animação excessiva de modo a não prejudicar a sua rapidez e para não dificultar a sua utilização.

Página de Autenticação

Para conseguir aceder ao sistema de monitorização é necessário estar autenticado, para isso basta utilizar o nome e a senha fornecidos

MARTIFER

SOLAR

Username:

Password:

Login

Figura A.16 -Campos a preencher para a autenticação

Cada conjunto de nome e senha está associado a uma determinada planta.

Página inicial

A página inicial é praticamente uma página de “bem-vindo”. Esta página tem, tal como todas as outras, os três últimos alarmes, os dados da energia produzida e a quantidade de CO₂ correspondente ao que se evitou até ao momento, irradiância e a temperatura na última atualização realizada. O botão  força a interface gráfica a realizar uma atualização dos dados da base de dados.

MARTIFER
SOLAR

[Home](#) [Planta](#) [Alarmes](#) [Gráficos](#) [Desempenho](#) [Configuração](#) [Sair](#)

Últimos Alarmes

ID	Data e Hora	Estado	Alarme
15	2011-09-06 15:10:00	23	Irr muito baixa
14	2011-09-06 15:05:00	24	Prob Ligacao
13	2011-09-06 15:00:00	23	Irr muito baixa

 Última Atualização: 2012-02-23 23:55:00

 20600Wh

 0W/m2

 10°C

 12360kg



Contacto:

 +351 232 767 700

 www.martifer.com

MARTIFER
SOLAR
© 2011 Martifer Solar

Figura A.17 -Página inicial da interface gráfica

Página de monitorização

Na secção de monitorização da planta aparecem campos para serem preenchidos. São eles a data, início e fim, e o número de série do centro de transformador, da estação meteorológica ou contador.

MARTIFER SOLAR

Home Planta Alarmes Gráficos Desempenho Configuração Sair

Últimos Alarmes

ID	Data e Hora	Estado	Alarme
12	2011-08-10 16:07:44	status12s	alarme123
11	2011-08-10 16:07:44	status11	alarme12
10	2011-08-10 16:07:44	status 10	alarme10

Última Actualização: 2011-08-10 11:03:29

723102kWh 843W/m2

17.3°C 433861.2kg

Monitorizar

Data Inicio:

Data Fim:

Inversor

inv1
inv2
inv3
inv4

Submeter

Centro de Transformação

Estação Meteorológica

Contador

Contacto:
+351 232 767 700
www.martifer.com

MARTIFER SOLAR
© 2011 Martifer Solar

Figura A.18 -Campos de inserção para monitorização de uma planta.

Os campos “Data Inicio” e “Data Fim” não são obrigatórios. Se não forem preenchidos (os dois campos ou apenas um), os valores obtidos serão da última atualização. No caso de serem preenchidos, neste caso terão de ser preenchidos os dois, são obtidos os valores recebidos nesse intervalo de tempo. Esta inserção nos campos reservados à data de início e de fim será feita com o auxílio de um calendário que aparecerá quando clicada a caixa de texto. Tal como os campos da data, não é obrigatório seleccionar o inversor, se este não for seleccionado aparecerão todos os inversores associados à planta.

Depois de se submeter o resultado aparecerá numa tabela que pode ser posteriormente exportada para um ficheiro “*.csv”, pressionando o botão , que terá como nome a data e hora da sua exportação.



Figura A.19 -Monitorização de um inversor

Página de alarmes

A página de alarmes é a secção onde é possível visualizar ou pesquisar os alarmes e alertas que ocorreram no parque.

Alarmes

Data Inicio:

Data Fim:

Serial do Contador

Serial do Centro de Transformação

Serial do Inversor

Serial da Caixa de Junção

Serial da String

Serial da Estação Meteorológica

Serial do Analisador de Energia

Serial do Sensor

Serial da Estrutura

Serial da Bateria

Serial da Carga

Serial da Rede Electrica

ID da Configuração

Alarmes

Limpar selecção

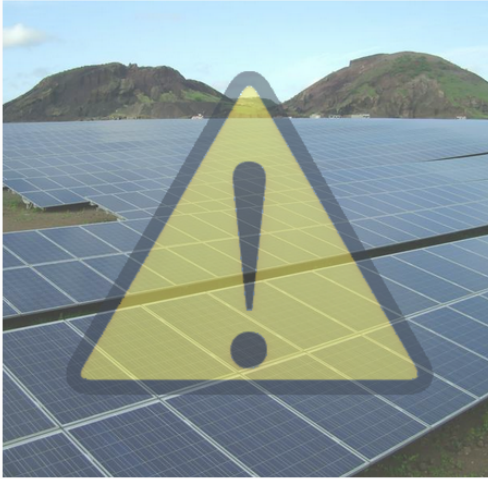


Figura A.20 -Página de pesquisa de alarmes

Se não for seleccionado nenhum intervalo de tempo, são mostrados os últimos 50 alarmes.

A pesquisa de alarmes é visualizada numa nova janela ordenados por ordem decrescente da data e hora. Depois de visualizados os alarmes é possível exportar a informação para um ficheiro “*.csv” através do botão .





ID	Data e Hora	Status	Alarm	Inversor	Nota 1	Nota 2	Nota 3
15	2011-09-06 15:10:00	23	Irr muito baixa	inv1			
14	2011-09-06 15:05:00	24	Prob Ligacao	inv1			
13	2011-09-06 15:00:00	23	Irr muito baixa	inv1			

Figura A.21 -Pesquisa de alarmes

Página de gráficos

Para fazer uma rápida comparação entre os componentes é útil a utilização de gráficos, é essa a finalidade da página de gráficos. Nesta página pode-se construir gráficos lineares ou de barras iterativos que permitem, de forma fácil, obter o valores das variáveis passando o ponteiro do rato pelo gráfico.

Gráficos

Data:

Centro de Transformação

Estação Meteorológica

Contador

Inversor 1

Inversor 2

Variável 1

Variável 2

Período

☒ Diário

☐ Mensal

☐ Anual

Nome do Gráfico

Tipo de Gráfico

Construir Gráfico



Figura A.22 -Página para criar gráficos

Antes de se escolher as variáveis que vão ser utilizadas no gráfico, é necessário escolher primeiro a data. Depois desta ter sido escolhida e também a estação escolhe-se o componente a monitorizar e as variáveis. Escolhe-se também o período pretendido, se for

escolhido o período diário é utilizada a data inserida anteriormente, no caso de um período mensal é escolhido o mês da data e no período anual utiliza o ano.

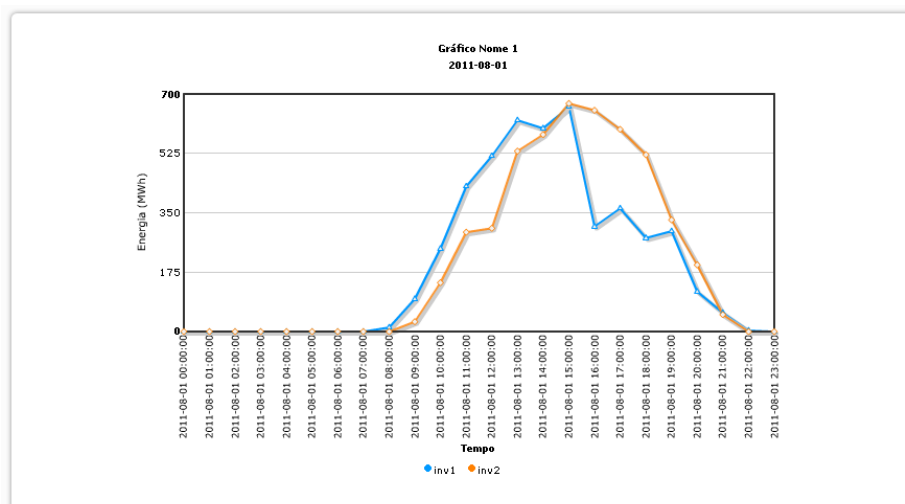


Figura A.23 -Exemplo de um gráfico linear com duas variáveis de período diário

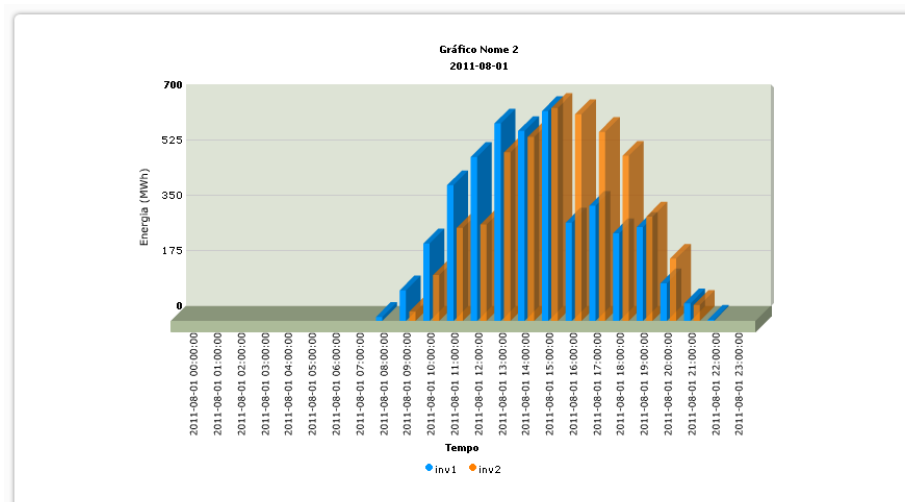


Figura A.24 -Exemplo de um gráfico de barras com duas variáveis de período diário

Página de desempenho

A página de desempenho é a página reservada para o cálculo de “*Performance Ratio*” da instalação. Nesta secção é possível visualizar o *performance ratio* instantâneo, diário, mensal e anual.

No *Performance Ratio* (PR) Instantâneo, tal como o nome indica, calcula o PR para a última atualização realizada. No PR diário se não se inserir o dia é calculado o valor do PR para o dia atual, definido pelo sistema. Se os campos de “Data” na secção do PR mensal, não forem preenchidos então, de forma semelhante ao que acontece no PR diário, é realizado o cálculo para o mês corrente. Se esse campos for preenchidos, independentemente do dia

seleccionado na data, é calculado o PR para o mês da data, por exemplo, colocando a data “2011-05-24” é calculado o PR para o mês de maio. No PR anual se não for escolhido nenhum ano é realizado o cálculo para o ano corrente.

Performance Ratio
Instantâneo

Energia Produzida = 0 Wh
A potência instalada é 22440 W.
Performance Ratio instantânea de 0%, não há irradiação.

Diário

Dia:

Seguinte
Limpar selecção

Mensal

Data Inicio:

Seguinte
Limpar selecção

Anual

Ano:

Seguinte
Limpar selecção

Figura A.25 -Página de desempenho

Página de configuração

A página de Configuração apenas estará disponível se o utilizador pertencer ao grupo “Administrador” pois é uma secção delicada e uma má implementação de alguma configuração pode afetar o próprio sistema de monitorização.

Neste momento, a única configuração possível é a edição dos nomes e das unidades das variáveis.

MARTIFER
SOLAR

Editar Variável

Descrição da Variável

Potencia Act

Seguinte

Figura A.26 -Seleção de varável para edição

Para edição de variáveis é necessário primeiro escolher de entre as descrições a variável que se pretende editar. O botão  permite ao website obter novas variáveis que tenham sido criadas.



MARTIFER
SOLAR

Editar Variável

ID da Variável:

Descrição da Variável:

Unidade da Variável:

Figura A.27 -Campos de edição das variáveis

Depois de escolhida a variável é permitido editar a “Descrição da Variável” e a “Unidade da Variável”. A “ID da Variável” não pode ser editada pois é um campo auto incrementado pela base de dados. A descrição não poderá ser igual a qualquer outra, ou seja, tem que ser única.



MARTIFER
SOLAR

Editar Variável

ID da Variável	Descrição	Unidade
1	Potencia Act	MW

Figura A.28 -Visualização da variável editada

Quando uma variável é editada, é mostrada uma tabela com os novos campos que foram editados. Clicando no botão “Voltar” pode-se repetir todo o processo de novo.

Problemas e limitações conhecidas

Como o sistema possui alguns problemas que ainda não foram corrigidos. Poderão ainda ocorrer novos erros quando se testar o sistema monitorizando em um sistema real.

Os erros conhecidos estão definidos na seguinte tabela:

Tabela A.1 – Problemas e limitações do sistema de monitorização

Secção	Problema / Limitação	Causa
Alarmes	É apenas possível pesquisar alarmes para uma categoria, por exemplo, não é possível pesquisar alarmes para o centro de transformação e para a estação meteorológica ao mesmo tempo.	-
Gráfico	Não é possível construir gráficos de duas variáveis que têm unidades diferentes	Apenas aparece um eixo no gráfico.