FACULDADE DE ENGENHARIA DA UNIVERSIDADE DO PORTO



Monitorização de desempenho e deteção de anomalias em centrais fotovoltaicas

Ricardo Ramires Príncipe dos Santos

Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores

Orientador: Professor Doutor Cláudio Monteiro

24 de Julho de 2014

U.PORTO

FEUP FACULDADE DE ENGENHARIA UNIVERSIDADE DO PORTO

MIEEC - MESTRADO INTEGRADO EM ENGENHARIA ELETROTÉCNICA E DE COMPUTADORES 2013/2014

A Dissertação intitulada

"Monitorização de Desempenho e Deteção de Anomalias em Centrais Fotovoltaicas"

foi aprovada em provas realizadas em 21-07-2014

o júri

Presidente **Professor Doutor Carlos Manuel de Araújo Sá**
Professor Auxiliar do Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de Computadores da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto

Professor Doutor Amadeu Duarte da Silva Borges
Professor Auxiliar do Departamento de Engenharias da Escola de Ciências e Tecnologia da Universidade de Trás-os-Montes e Alto Douro

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

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

Autor - Ricardo Ramires Príncipe dos Santos

Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto

© Ricardo Ramires Príncipe dos Santos, 2014

Resumo

Neste trabalho de dissertação pretende-se desenvolver ferramentas de análise de informação capazes de, a partir de informação de grandezas elétricas monitorizadas na central fotovoltaica, avaliar desvios de desempenho relativamente ao seu desempenho ótimo e detetar anomalias de funcionamento nos diversos componentes do sistema.

Um sistema de monitorização tem como objetivo garantir que o sistema fotovoltaico seja rentabilizado ao máximo, sendo as suas mais-valias a visualização e comparação de históricos através do armazenamento de dados, possibilidade de comparar, em tempo real, a produção prevista com a produção real, emissão de alarmes no caso de avaria dos equipamentos, informação dos relatórios de análise de investimento e previsão da produção.

O conhecimento que se obtém da instalação permite o estudo aprofundado e integrado do funcionamento e do desempenho do sistema fotovoltaico, permitindo gerir eficazmente o processo de manutenção preventiva, a manutenção corretiva instantânea e a previsão detalhada do período de retorno do investimento feito.

Nesta dissertação, pretende-se a otimização do conhecimento do comportamento de instalações fotovoltaicas, relativamente ao seu desempenho. Para atingir este objetivo, na primeira fase, desenvolveram-se modelos matemáticos que possibilitam a análise, individual e em conjunto, de variáveis específicas que descrevem a sua *performance* e permitem a deteção de anomalias existentes e, na segunda fase, foi desenvolvida uma metodologia de análise capaz de reconhecer problemas nas instalações e a sua origem.

Os modelos matemáticos envolvem as variáveis de corrente e tensão *DC*. A partir da análise individual das correntes determinam-se os indicadores de desempenho do sistema, meteorológico e das *strings* e, da análise individual das tensões *DC*, analisa-se o comportamento da tensão ao longo do tempo. A análise conjunta das correntes e tensões *DC* revela a curva da característica fotovoltaica. A metodologia de análise desenvolvida permite a identificação e o mapeamento das zonas de funcionamento ideal e das zonas de funcionamento anómalas de modo a determinar o motivo das anomalias, efetuar a manutenção corretiva devida, evitando-se danos irreversíveis nos componentes do sistema e potenciando-se a instalação fotovoltaica.

Concluindo, através dos indicadores de desempenho desenvolvidos e das análises levadas a cabo, detetaram-se anomalias relativas ao modo de instalação dos sistemas fotovoltaicos e dos componentes que constituem as instalações. Foram ainda detetadas situações em que é requerida manutenção.

Palavras-chave:

Desempenho fotovoltaico, Deteção de anomalias, Indicadores de desempenho, Mapeamento de zonas de funcionamento, Monitorização fotovoltaica.

Abstract

In this dissertation, the intend is to develop data analysis tools for evaluating performance deviation from optimal performance. This tool should also detect system components functioning anomalies.

A monitoring system aims to ensure that the photovoltaic system performance is to the fullest, being its capital gains the visualization and comparison of historical data through data storage; the possibility of comparing, in real time, planned and real production; the triggering of alarms in case of equipment breakdown; as well as the issue of investment analysis and production forecast reports.

The understanding we have obtained from the installation gave us a detailed and integrated study of the functioning and performance of a PV system, permitting to manage effectively the preventive maintenance process, the immediate corrective maintenance and the detailed forecast of return on investment.

In this dissertation, the aim is to optimize our learning about photovoltaic installations behavior, in respect of its performance. To achieve this goal, in the first phase, mathematical models have been developed to enable, an individual or joint, analysis of specific variables that will describe the installations performance and enable the detection of real anomalies. In the second phase, we developed a methodology analysis capable of recognizing problems in the facility and its origin.

The mathematical models involve the variables of current and DC voltage. From the individual analysis of the currents we have determined indicators of system performance, meteorological and strings. From the individual analysis of DC voltages we have analyzed the behavior of voltage over time. Joint analysis of currents and DC voltages reveals the PV characteristic curve. The analysis methodology applied allows the identification and the mapping of optimal and abnormal functioning areas, in order to determine the cause of such anomalies and make proper corrective maintenance, avoiding irreversible damage to the system components and above all leveraging up PV installations performance.

In brief, accordingly to the performance indicators developed and from the analysis carried out, anomalies in the installation of the PV systems and in their components were detected. Some situations in which maintenance is required were also detected.

Keywords:

Anomalies detection, Indicators of system performance, Mapping of functioning areas, Photovoltaic monitoring, Photovoltaic performance.

Agradecimentos

Agradeço ao meu orientador, Professor Doutor Cláudio Monteiro, a sua disponibilidade, orientação e apoio científico e incentivo.

À equipa do departamento de Inteligência da *Smartwatt*, pela sua disponibilidade, apoio técnico e cedência dos dados que suportam este projeto.

À minha Avó Luz pelo exemplo de vontade de viver, à minha Mãe por ser um pilar na minha vida e pelo apoio dado em todo o curso, ao meu Pai pela sua paciência e calma, e ao meu mano Miguel por poder ser o seu melhor amigo. A todos pelo apoio incondicional e pela criação das condições que possibilitaram a concretização dos meus estudos e de mais uma etapa da minha vida.

À Carolina por todo o seu apoio, palavras de incentivo e paciência em todos os momentos. Pelo seu amor e carinho que me fazem melhor.

Aos meus amigos por serem bons companheiros nos estudos, nos momentos de relaxe e de diversão também.

"Um dia o sol há-de deixar de brilhar
e a terra - os continentes e os oceanos...
Mas não há razão para te preocupares:
Ainda faltam milhões de anos"

Pó de Estrelas, Jorge Sousa Braga, 2004

Conteúdo

1 Introdução **1**
- 1.1 Contextualização . . . 1
- 1.2 Motivação . . . 3
- 1.3 Objetivos . . . 4
- 1.4 Estrutura . . . 4
- 1.5 Informação utilizada . . . 5

2 Estado da Arte **7**
- 2.1 Sistemas de Monitorização . . . 7
  - 2.1.1 Sistema de monitorização *MyGen* . . . 7
  - 2.1.2 Sistemas de monitorização concorrentes . . . 9
- 2.2 Indicadores de desempenho . . . 19
- 2.3 Aspetos que afetam o desempenho de uma instalação fotovoltaica . . . 21
  - 2.3.1 Aspetos relacionados com o dimensionamento do sistema fotovoltaico . . . 21
  - 2.3.2 Aspetos ambientais relacionados com as condições meteorológicas . . . 23
- 2.4 Descrição das instalações em estudo . . . 28

3 Desenvolvimento de indicadores de desempenho **33**
- 3.1 Tratamento de dados . . . 33
- 3.2 Análise de correntes . . . 34
  - 3.2.1 Indicador de desempenho do sistema . . . 34
  - 3.2.2 Indicador de desempenho meteorológico . . . 42
  - 3.2.3 Indicador de desempenho das *strings* . . . 43
- 3.3 Análise de tensões *DC* . . . 46
  - 3.3.1 Análise da dispersão dos valores medidos da tensão *DC* . . . 46
  - 3.3.2 Análise da evolução temporal dos valores medidos da tensão *DC* . . . 47
- 3.4 Análise da sigmoide da característica PV . . . 48

4 Aplicação dos indicadores desenvolvidos **53**
- 4.1 Instalação A . . . 53
  - 4.1.1 Análise de correntes . . . 53
  - 4.1.2 Análise de tensões *DC* . . . 62
  - 4.1.3 Análise da sigmoide da característica *PV* . . . 68
- 4.2 Instalação B . . . 71
  - 4.2.1 Análise de correntes . . . 71
  - 4.2.2 Análise de tensões *DC* . . . 74
  - 4.2.3 Análise da sigmoide da característica *PV* . . . 75

5 Conclusões e Trabalho Futuro **77**
5.1 Conclusões 77
5.2 Trabalho Futuro 79

Referências **81**

Lista de Figuras

1.1 Distribuição de irradiação solar anual e com inclinação ótima na Europa 2
1.2 Previsão de consumo de eletricidade por fonte de produção 3

2.1 Esquema de funcionamento do sistema de monitorização *MyGen* 8
2.2 Evolução temporal da energia produzida numa instalação monitorizada pelo *MyGen* 9
2.3 Evolução temporal da energia produzida numa instalação monitorizada pela *SolarEdge* 10
2.4 Visualização individual da produção nos módulos fotovoltaicos (*SolarEdge*) . . . 10
2.5 Produção diária e semanal numa instalação monitorizada pela *Itron* 11
2.6 Exemplo de produção durante o dia com intervalos de tempo de 15 minutos (*Itron*) 11
2.7 *Dashboard* do sistema de monitorização *SolarEye* 12
2.8 Informação diária descriminada por hora (*SunPower*) 13
2.9 Informação mensal descriminada por dia (*SunPower*) 13
2.10 Informação anual descriminada por mês (*SunPower*) 13
2.11 *Dashboard* como o cálculo do diferencial entre a produção e o consumo (*SunPower*) 14
2.12 *Dashboard* com informação referente ao impacto ambiental (*SunPower*) 14
2.13 *Dashboard* com listagem de instalações fotovoltaicas (*GreenPowerMonitor*) . . . 14
2.14 Exemplo de gráfico de evolução temporal da temperatura da célula e da irradiação medida (*GreenPowerMonitor*) 15
2.15 *Dashboard* de notificação de alarmes (*GreenPowerMonitor*) 15
2.16 *Dashboard* de definição de alarmes (*GreenPowerMonitor*) 16
2.17 *Dashboard* da primeira edição do serviço *Solar-Log WEB for Plant Owners* . . . 16
2.18 Modo de apresentação de problemas que podem ocorrer nas instalações (*The Solar-Log WEB Classic 2*) 17
2.19 Exemplo de descrição de uma instalação (segundo serviço da *Solar-Log*) 18
2.20 Exemplo de gráfico da evolução temporal de determinadas variáveis (segundo serviço da *Solar-Log*) 18
2.21 Exemplo de relatório de rendimentos (segundo serviço da *Solar-Log*) 18
2.22 Metodologia de cálculo da *Performance Ratio* 20
2.23 Orientação dos painéis numa instalação no hemisfério Sul 22
2.24 Orientação dos painéis numa instalação no hemisfério Norte 22
2.25 Parâmetros a considerar para evitar o sombreamento entre painéis 23
2.26 Evolução temporal da irradiação solar 24
2.27 Sombreamento completo de uma *string* 25
2.28 Sombreamento parcial de uma *string* 25
2.29 Sombreamento parcial de várias *strings* 26
2.30 Sombreamento completo de uma *string* e sombreamento parcial das outras 26
2.31 Relação entre a irradiância e a humidade no ambiente 27

2.32 Esquema unifilar de um inversor *Sunny Tripower 17000 TL* 29
2.33 Disposição dos painéis da instalação A 30
2.34 Disposição dos painéis da instalação B 31

3.1 Procedimento para obtenção do indicador de desempenho do sistema 35
3.2 Gráfico da curva que modeliza a corrente máxima de céu limpo do sistema 39
3.3 Gráfico de dispersão dos valores máximos reais de corrente medidos e respetiva curva-modelo 40
3.4 Representação da corrente máxima em dia claro com coeficiente de ajuste de 1,1 41
3.5 Representação da corrente máxima em dia claro com coeficiente de ajuste de 1 . 41
3.6 Procedimento para obtenção do indicador de desempenho meteorológico 42
3.7 Gráfico das curvas de dispersão da corrente máxima das *strings* e da corrente de céu limpo do sistema do dia 13 de Dezembro de 2013 44
3.8 Gráfico das curvas de dispersão da corrente máxima das *strings* e da corrente de céu limpo do sistema do dia 15 de Março de 2014 44
3.9 Procedimento para obtenção do indicador de desempenho das *strings* 45
3.10 Exemplo de gráfico de dispersão dos valores medidos, representação e expressão da linha de tendência linear 46
3.11 Procedimento da análise de dispersão dos valores medidos de tensão *DC* 47
3.12 Exemplo de gráfico da evolução temporal das tensões *DC* 48
3.13 Procedimento de análise da evolução temporal das tensões *DC* 48
3.14 Comportamento da tensão e da corrente em diferentes condições de irradiância (gráfico da esquerda) e representação da meia sigmoide da característica fotovoltaica (gráfico da direita) 49
3.15 Procedimento de obtenção da sigmoide da característica *PV* e identificação de zonas de anomalia 49
3.16 Identificação das zonas de anomalia A e B 50

4.1 Gráfico de dispersão para o inversor 4 (instalação A) 55
4.2 Gráfico de dispersão para o inversor 11 (instalação A) 55
4.3 Disposição dos painéis na cobertura do edifício (instalação A) 56
4.4 Identificação das zonas A, B, C e D de instalação dos painéis (instalação A) . . . 57
4.5 Gráfico das curvas de dispersão da corrente máxima das *strings* e da corrente de céu limpo do sistema do dia 4 de fevereiro de 2014 (instalação A) 58
4.6 Gráfico das curvas de dispersão da corrente máxima das *strings* e da corrente de céu limpo do sistema do dia 19 de março de 2014 (instalação A) 59
4.7 Gráfico das curvas de dispersão da corrente máxima das *strings* e da corrente de céu limpo do sistema no mês de dezembro (instalação A) 59
4.8 Gráfico das curvas de dispersão da corrente máxima das *strings* e da corrente de céu limpo do sistema no mês de março (instalação A) 60
4.9 Gráfico de dispersão das correntes registadas na *string* conectada à entrada três do controlador *MPP* A e da *string* conectada ao controlador *MPP* B, do inversor 14 (instalação A) 62
4.10 Gráfico de dispersão para o inversor 1 (instalação A) 64
4.11 Gráfico de dispersão para o inversor 13 (instalação A) 64
4.12 Gráfico de dispersão para o inversor 2 (instalação A) 65
4.13 Gráfico de dispersão para o inversor 5 (instalação A) 65
4.14 Exemplo de evolução temporal das tensões nos dois controladores *MPP* do inversor 1 (instalação A) 66

4.15 Exemplo de evolução temporal das tensões nos dois controladores *MPP* do inversor 5 (instalação A) . . . 67
4.16 Exemplo de evolução temporal das tensões nos dois controladores *MPP* do inversor 15 (instalação A) . . . 67
4.17 Exemplo de evolução temporal das tensões e da corrente no controlador *MPP* A do inversor 11 (instalação A) . . . 68
4.18 Dispersão dos valores de corrente e de tensão da *string* ligada à primeira entrada do controlador *MPP* A do inversor 1 e respetiva sigmoide da característica fotovoltaica (instalação A) . . . 70
4.19 Dispersão dos valores de corrente e de tensão da string ligada ao controlador MPP B do inversor 2 e respetiva sigmoide da característica fotovoltaica (instalação A) . 70
4.20 Gráfico da corrente de céu limpo do sistema e da corrente máxima estimada para dia claro (instalação B) . . . 72
4.21 Efeito da inclinação dos painéis (instalação B) . . . 72
4.22 Gráfico de dispersão dos valores registados de corrente durante os seis meses em análise (instalação B) . . . 73
4.23 Exemplo de evolução temporal das tensões no controladores *MPP* do inversor (instalação B) . . . 74
4.24 Exemplo de evolução temporal da tensão e da corrente no controladores MPP do inversor (instalação B . . . 75
4.25 Dispersão dos valores de corrente e de tensão da string ligada ao controlador MPP do inversor e respetiva sigmoide da característica fotovoltaica (instalação B) . . . 76

Lista de Tabelas

2.1 Características de interesse do painel fotovoltaico da instalação A 28
2.2 Designação das variáveis fornecidas pelos inversores na instalação A 29
2.3 Características de interesse do painel fotovoltaico da instalação B 30
2.4 Designação das variáveis fornecidas pelos inversores na instalação B 31

3.1 Exemplo da organização final dos dados 34
3.2 Exemplo de resultados para os parâmetros calculados 37
3.3 Exemplo de resultados para parâmetros de irradiância calculados 37
3.4 Exemplo de resultados dos parâmetros de corrente calculados 38
3.5 Valores máximos de corrente registados para cada hora solar 39
3.6 Exemplo de resultados para a corrente de céu limpo do sistema 40
3.7 Exemplo de valores de corrente por *string* e respetivo máximo, e valor do índice de desempenho meteorológico do sistema 43
3.8 Exemplo de identificação do valor máximo registado nas *strings*, cálculo do valor percentual do desempenho em cada *string* e valores dos indicadores do desempenho das *strings* 45

4.1 Valores obtidos do indicador de desempenho (instalação A) 54
4.2 Resultados do indicador de desempenho das *strings* dos inversores (instalação A) 61
4.3 Valores de declive obtidos para as linhas de tendência lineares dos gráficos de dispersão (instalação A) 63
4.4 Diferencial de desempenho dos controladores *MPP* A e *MPP* B (instalação A) . . 69

Abreviaturas e Símbolos

A	*Ampere*
AC	*Alternating Current*
CF	*Fator de Capacidade*
DC	*Direct Current*
kW	*Kilowatt*
kWh	*Kilowatt hora*
MPP	*Maximum power point*
MW	*Megawatt*
PR	*Performance Ratio*
PV	*Photovoltaic*
SC	*Short-circuit*
STC	*Standard Test Condition*
V	*Volt*
W	*Watt*
E_{real}	Energia anual real do sistema
$E_{nominal}$	Energia anual nominal do sistema
η_{deg}	Perdas resultantes da degradação do painel
η_{tem}	Perdas da temperatura
η_{soil}	Perdas da sujidade
η_{net}	Perdas da rede interna
η_{inv}	Perdas do inversor
η_{transf}	Perdas do transformador
η_{ppc}	Perdas resultantes da disponibilidade e da ligação à rede
H_t	Irradiância anual incidente na superfície inclinada dos painéis
P_r	Potência instalada
$P_{\text{máx}}$	Potência Nominal do painel
I_{MPP}	Corrente no *MPP*
V_{MPP}/U_{MPP}	Tensão no *MPP*
I_{SC}	Corrente em curto-circuito
V_{OC}/U_{OC}	Tensão em circuito aberto
$\alpha(I_{SC})$	Coeficiente de temperatura

dia_{ano}	Dia do ano
min	Minutos
h	Hora
h_{UTC}	*Universal Time Coordinated*
ET	*Equation of time*
h_{solar}	Hora solar
λ	Longitude
∂	Declinação
γ_s	Elevação solar
ϕ	Latitude
$\measuredangle_{iph}$	Ângulo de incidência no painel em plano horizontal
$\measuredangle_h$	Ângulo do plano horizontal do painel
$\measuredangle_{ipi}$	Ângulo de incidência no painel em plano inclinado
$\measuredangle_i$	Ângulo de inclinação dos painéis
I_0	Irradiância
$I_{SC,STC}$	Corrente de curto-circuito nas condições *STC*
$Temp$	Temperatura em graus Celsius
$I(A)$	Corrente
$ID_{sistema}$	Indicador de desempenho do sistema
$ID_{\text{meteorológico}}$	Indicador de desempenho meteorológico
$desemp_{inst}$	Desempenho instantâneo da *string*
ID_{string}	Indicador de desempenho das *strings*
$U(I)$	Curva da sigmoide da característica fotovoltaica
U_{max}	Valores próximos das tensões máximas observadas no controlo do *MPP*
U_{min}	Valores próximos das tensões mínimas observadas no controlo do *MPP*
v	Taxa de decaimento da tensão com a corrente
I_r	Valor de corrente onde se obtém o valor máximo da tensão
$erro_{instantneo}$	Erro quadrático entre o valor medido e o valor estimado da tensão
$erro_{total}$	Erro total quadrático
V_{real}	Valor medido da tensão *DC*
$V_{estimado}$	Valor estimado da tensão *DC*
I_c	Ponto de intersecção da sigmoide com o eixo vertical

Capítulo 1

Introdução

1.1 Contextualização

Na atualidade, em que uma grande parte dos países europeus depende das abundantes reservas de recursos de países como a Rússia, Noruega e Qatar, constata-se o início do processo de extinção do uso de combustíveis fósseis (carvão, gás natural e petróleo) [1] e [2]. Associada ao tema da utilização destes combustíveis coloca-se a questão ambiental, uma vez que a sua exploração é prejudicial para o meio ambiente, em consequência da poluição ambiental e da intensificação do efeito de estufa [3].

Neste cenário é pertinente a adoção de uma postura diferente no paradigma energético de modo a efetivar a transição para as fontes de energia alternativa. Uma fonte de energia é considerada alternativa ou renovável quando não é possível estabelecer um limite para a sua utilização, isto é, a quantidade disponível é virtualmente inesgotável, sendo o único limite imposto a quantidade de energia possível de extrair a cada instante. A obtenção de energia de origem renovável é considerada um processo "verde" visto que não contribui para a poluição do ambiente nem para a emissão dos gases com efeito de estufa [4]. Assim, a utilização de fontes de energia renovável em detrimento do carvão, do gás natural ou do petróleo é vantajosa quer do ponto de vista da durabilidade do recurso quer do ambiental.

Apenas partindo do potencial bruto e tendo em linha de conta as atuais possibilidades disponíveis, a tecnologia fotovoltaica supera amplamente as outras fontes de energia disponíveis [5]. A quantidade de energia que o Sol fornece anualmente para a atmosfera terrestre é aproximadamente igual a dez mil vezes o consumo mundial de energia verificado no mesmo período [6].

Portugal é um dos países da Europa com melhores condições para o aproveitamento deste recurso. O potencial disponível é bastante considerável, dispondo de um número médio anual de horas de Sol que varia entre as 2200 horas e as 3000 horas no continente e entre as 1700 horas e as 2200 horas nos arquipélagos dos Açores e da Madeira. A título comparativo, a Alemanha, onde o mesmo indicador varia entre as 1200 horas e as 1700 horas anuais (Figura 1.1), é o país líder de produção mundial de sistemas fotovoltaicos e um dos países do mundo com mais instalações fotovoltaicas [7].

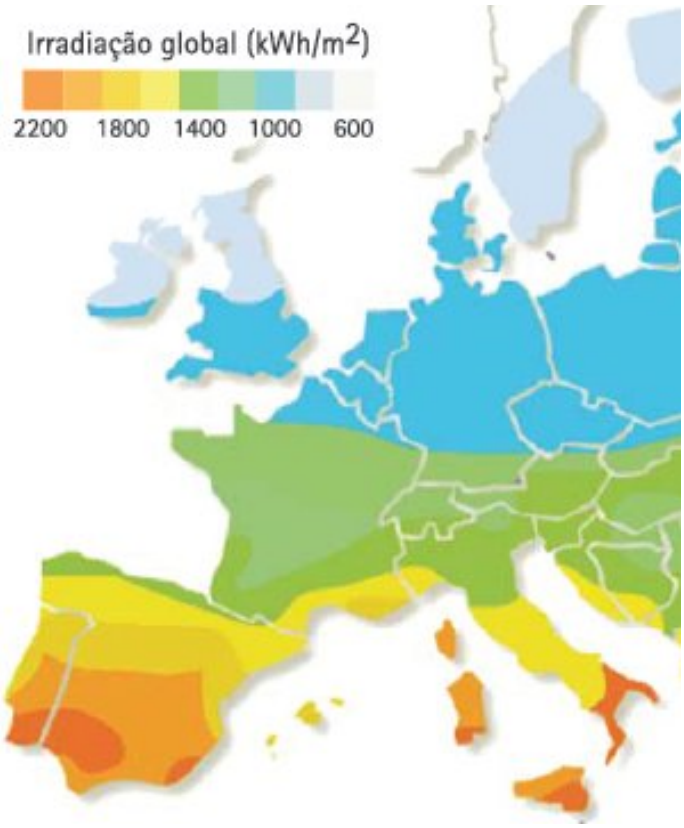


Figura 1.1: Distribuição de irradiação solar na Europa
Fonte: [8]

Em Portugal, os incentivos à instalação de painéis fotovoltaicos em unidades de habitação e pequenas empresas (microgeração) são aliciantes na medida em que a energia produzida é vendida à rede a 16,6 cêntimos/kWh [9] e a energia consumida tem um custo, dependente do período tarifário, que varia entre 7,78 cêntimos/kWh e 14,48 cêntimos/kWh [10]. Por sua vez, a energia produzida pelas médias e grandes empresas através de painéis fotovoltaicos (minigeração) é remunerada ao preço de 15,1 cêntimos/kWh [9]. Atualmente está em revisão uma nova lei de autoconsumo que proporcionará mudanças importantes para a promoção da instalação de sistemas *PV* integrados nas instalações.

Num estudo efetuado pela *Shell*, que expõe cenários alternativos de energia até 2050 [11], perspetiva-se que o consumo de energia proveniente da fonte solar terá um grande impacto na quantidade de energia final consumida (ver gráfico da Figura 1.2). No período de 2000 a 2020, a quantidade de energia final consumida de fonte solar não representará uma parcela significativa no total apresentado. A partir do ano de 2030 prevê-se o crescimento positivo e considerável da utilização de energia solar e, em 2050, a diminuição da dependência dos combustíveis fósseis, passando as fontes renováveis a assumir um papel preponderante, destacando-se o acentuado crescimento da fonte solar na quantidade de energia final consumida.

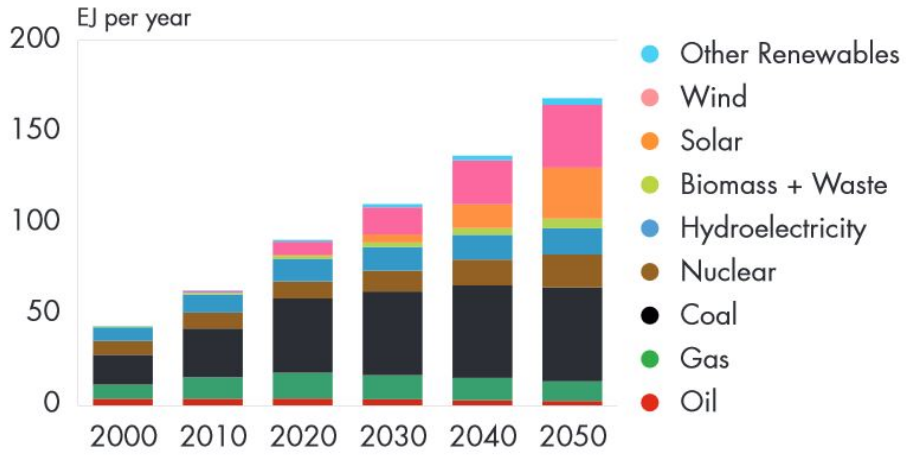


Figura 1.2: Previsão de consumo de eletricidade por fonte de produção
Fonte: [11]

De modo a potenciar esta evolução do setor fotovoltaico é necessário que exista uma aposta de investimento para criar novos produtores de energia. Apesar do setor se apresentar promissor é conveniente que o seu desempenho seja otimizado para atingir índices de rendimento elevados.

Sob determinadas condições meteorológicas, o desempenho pode-se manifestar inferior ao previsto - de facto, o registo meteorológico tem um peso significativo no desempenho de um sistema fotovoltaico embora, por vezes, uma situação de desempenho inferior possa estar aliada a problemas existentes nos painéis, nas *strings* e nos controladores do inversor. Para a correção deste tipo de problemas é necessário a manutenção minuciosa dos componentes da instalação. No entanto, os problemas podem surgir a qualquer momento e não serem detetados no instante ideal, provocando uma degradação contínua dos componentes. A existência de um sistema de monitorização que seja competente na identificação dos momentos em que o desempenho do sistema fotovoltaico é inferior ao esperado e que seja capaz de distinguir se essa variação é proveniente das condições meteorológicas ou de anomalias do sistema torna-se, deste modo, recomendável.

1.2 Motivação

O conceito da energia fotovoltaica consiste na conversão da energia solar (captação de irradiação solar) em eletricidade. Dada a abundância de energia solar existente, a aquisição de eletricidade através do conceito fotovoltaico é considerada um método inesgotável, embora as condições meteorológicas existentes nem sempre sejam as ideais e, consequentemente, o desempenho destes sistemas seja variável. Esta variação pode ser provocada pelas condições meteorológicas ou por certas anomalias, sendo essencial, nesta última situação, a sua rápida identificação de modo a não prejudicar a instalação (por danos nos componentes) e, assim, se extrair o máximo possível que a instalação pode atingir.

Um sistema de monitorização tem como objetivo garantir que o sistema fotovoltaico seja rentabilizado ao máximo, uma vez que a deteção de anomalias que afetam o rendimento é comunicada aquando da sua identificação, permitindo que a manutenção necessária seja efetuada. As mais-valias associadas aos sistemas de monitorização são: a visualização e a comparação de históricos através do armazenamento de dados; a possibilidade de comparar, em tempo real, a produção prevista com a produção real; a emissão de alarme no caso de avaria dos equipamentos e a informação dos relatórios de análise de investimento. Para além destas características pode-se também aliar à monitorização a previsão da produção, proporcionando um melhor controlo do *timing* de manutenção do sistema [12].

Deste modo, o conhecimento que se obtém da instalação proporciona o estudo aprofundado e integrado quer do funcionamento quer do desempenho do sistema fotovoltaico, permitindo gerir eficazmente o processo de manutenção preventiva da instalação, a manutenção corretiva instantânea e a previsão detalhada do período de retorno do investimento feito.

A motivação para a realização deste trabalho tem como pilares a análise de determinados indicadores de desempenho e a deteção de zonas anómalas de funcionamento que possibilitam ações preventivas e corretivas que protegem as instalações fotovoltaicas. O estudo do desempenho do sistema permite determinar a diferença entre a potência real produzida e a potência estimada que o sistema produziria se estivesse melhor instalado.

1.3 Objetivos

Nesta dissertação pretende-se desenvolver modelos matemáticos completos que forneçam informação que possibilite a avaliação dos índices de desempenho específicos de uma instalação fotovoltaica. Através da informação de grandezas elétricas fornecidas pelo inversor para um determinado intervalo de tempo, pretende-se que sejam desenvolvidos modelos capazes de calcular os índices de desempenho dos inversores, de cada uma das suas *strings* e do funcionamento do sistema face às condições meteorológicas ideais (desempenho meteorológico).

Após a conclusão desses modelos e face aos resultados obtidos para os indicadores de desempenho pretende-se elaborar uma análise do funcionamento dos componentes (inversor e *strings*) de modo a que a identificação e o mapeamento das zonas de funcionamento ideal e das zonas de funcionamento anómalas sejam realizados.

Por fim é esperado que, mediante as zonas de funcionamento anómalo identificadas, seja possível determinar o motivo dessa anomalia para que seja efetuada a manutenção corretiva devida, no sentido de evitar danos irreversíveis nos componentes do sistema e potenciar a instalação fotovoltaica.

1.4 Estrutura

A presente dissertação é composta por quatro capítulos além da presente introdução, que aborda a necessidade de adoção de fontes de energia renovável, o potencial solar de Portugal,

a perspetiva de crescimento de utilização da tecnologia fotovoltaica e o interesse em monitorizar os sistemas fotovoltaicos. Neste capítulo são ainda descritos os objetivos pretendidos com o desenvolvimento deste trabalho, a sua estrutura e a informação utilizada.

O Capítulo 2 engloba o estado da arte, no qual é apresentado o sistema de monitorização *MyGen* e outros sistemas de monitorização existentes no mercado. Neste capítulo são descritos os indicadores de desempenho fotovoltaicos mais utilizados e os aspetos que condicionam a *performance* de um sistema fotovoltaico. As instalações estudadas são descritas na Secção 2.4.

No Capítulo 3 descreve-se a metodologia utilizada para o desenvolvimento dos modelos, para o cálculo e para a análise dos indicadores de desempenho dos sistemas em causa.

No Capítulo 4 apresenta-se os resultados obtidos com a aplicação dos indicadores desenvolvidos e a correspondente análise crítica.

No Capítulo 5 constam as conclusões da análise dos modelos desenvolvidos e as perspetivas de desenvolvimento de trabalho futuro.

1.5 Informação utilizada

A *Smartwatt* é uma empresa que fornece soluções energéticas. Esta encontra-se dividida em três departamentos: renovável, eficiência energética e inteligência. Este último centra-se na oferta de serviços de previsão e monitorização de instalações fotovoltaicas [13].

Para a realização desta dissertação, a *Smartwatt* disponibilizou os valores das grandezas elétricas retiradas dos inversores de duas instalações fotovoltaicas. As instalações analisadas (doravante designadas por A e B) diferenciam-se pelo local onde estão colocadas (em dois concelhos diferentes), pelas condições atmosféricas a que estão sujeitas, pelo período de tempo de análise e pelo tipo de inversores e de painéis que as constituem.

As grandezas elétricas retiradas dos inversores, sobre as quais assenta a análise efetuada, foram: para a instalação A, os valores de corrente *DC* (*Direct current*) nas *strings* e os valores de tensão *DC* nos controladores *MPP* (*Maximum power point*) e, para a instalação B, os valores de corrente e tensão *DC* nas *strings*. Além da informação das grandezas elétricas foram utilizados os valores de temperatura observados no concelho de localização de cada instalação nos períodos em análise: para a instalação A, de 13 de Dezembro de 2013 a 20 de Março de 2014 e para a instalação B, de 29 de Outubro de 2013 a 20 de Março de 2014.

Capítulo 2

Estado da Arte

Neste capítulo, na secção 2.1.1 apresenta-se e descreve-se as funcionalidades do *software* de monitorização desenvolvido pela empresa *Smartwatt*. Na secção 2.1.2 referem-se outros sistemas de monitorização existentes no mercado e respetivas funcionalidades.

Na secção 2.2 são expostos alguns indicadores de desempenho que são frequentemente utilizados para determinar a *performance* dos sistemas fotovoltaicos.

De seguida, na secção 2.3 são relatados os aspetos que afetam o desempenho de uma instalação fotovoltaica, que se dividem em aspetos relacionados com o dimensionamento do sistema fotovoltaico e em aspetos ambientais relacionados com as condições meteorológicas.

Por último, na secção 2.4 é feita a descrição e caracterização das instalações em estudo.

2.1 Sistemas de Monitorização

Um sistema da monitorização é caracterizado por permitir aos clientes uma visão global e instantânea das suas instalações. Este serviço proporciona um acompanhamento pormenorizado do investimento feito, na medida em que possibilita que o cliente analise a evolução temporal de várias variáveis elétricas. O sistema de monitorização é também capaz de verificar se ocorreram anomalias na instalação, emitindo alarmes que permitem que seja feita uma manutenção atempada, evitando danos graves nas instalações.

2.1.1 Sistema de monitorização *MyGen*

O sistema de monitorização *MyGen* foi desenvolvido pela *Smartwatt* para dar resposta aos clientes que desejam acompanhar em tempo real os seus investimentos em instalações que utilizem a energia solar – minigerações e microgerações. Seguidamente apresenta-se as especificidades e funcionalidades do *software*, cuja informação se baseia em [14] e [15].

Este serviço tem como principal objetivo garantir ao cliente que a sua instalação irá rentabilizar ao máximo o investimento, uma vez que está em contacto permanente com o mesmo, proporcionando alertas em situações de anomalia que afetem o rendimento esperado.

O seu modo de funcionamento (Figura 2.1) baseia-se na recolha de uma série de parâmetros das instalações e sua transmissão e armazenamento nos servidores centrais da empresa. Os dados são posteriormente tratados com ferramentas de inteligência computacional (monitorização) e disponibilizados *online* ao cliente na plataforma *MyGen*.



Figura 2.1: Esquema de funcionamento do sistema de monitorização *MyGen*
Fonte: [14]

A plataforma *MyGen* dispõe de uma ferramenta que analisa os dados de forma inteligente, permitindo realizar diversos estudos. Para estes é possível escolher o período pretendido (desde o primeiro dia de funcionamento da instalação até ao instante atual) e selecionar os parâmetros que se desejam analisar, como ganhos, produções, irradiações, tensões, correntes, entre outros. Na Figura 2.2 é apresentado um exemplo da evolução de produção de uma instalação monitorizada pelo serviço *MyGen*. No menu disponível pode-se definir o modo de visualização e o que se pretende observar:

- Gráficos de linhas, colunas ou área;
- Período de tempo;
- Agregado de dados horários, diários ou mensais;
- As instalações a observar (no caso de ter mais do que uma) e os inversores das instalações;
- Os parâmetros: produção, receita, corrente *AC* (*Alternating Current*), corrente *DC*, potência *AC*, média tensão *AC* e tensão *AC*.

Para além das análises referidas, o sistema de monitorização desenvolvido tem a particularidade de avisar quando ocorre alguma situação imprevista através de *e-mail* ou telemóvel via *sms*. Estes avisos podem ocorrer devido a situações identificadas pelo sistema e são classificados por alarmes, alertas, eventos ou registos. Essas situações podem ser:

- Comunicação geral;
- Comunicação com o inversor;
- Limite inferior atingido;
- Limite superior atingido;
- Entre os limites;
- Atraso no arranque;
- Novo inversor;
- Novos dados de inversor;
- Produção a zero;
- Baixa tensão.

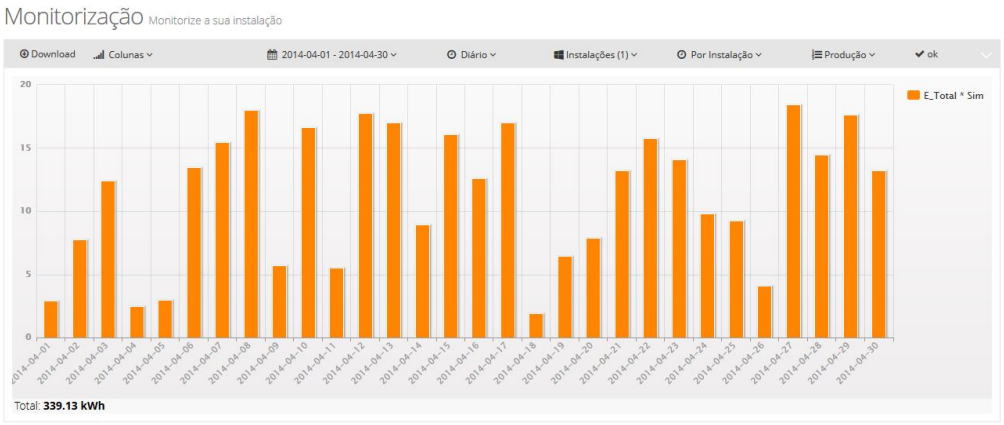


Figura 2.2: Evolução temporal da energia produzida numa instalação monitorizada pelo *MyGen*
Fonte: [14]

O sistema permite a programação de relatórios mensais e semanais, com vista a facilitar o acompanhamento da instalação.

2.1.2 Sistemas de monitorização concorrentes

Face à necessidade de potenciar as instalações fotovoltaicas, de modo que o sistema esteja a produzir o máximo e de maneira a que o investimento efetuado seja rapidamente retornado, as empresas do setor fotovoltaico desenvolveram software capaz de controlar o desempenho e de detetar problemas.

Nesta secção apresenta-se as características um conjunto de pacotes de software atualmente existentes no mercado - *SolarEdge, architects of energy* ^{TM}, *Itron*, *SolarEye*, *SunPower*, *GreenPowerMonitor*, *Solar-Log WEB for Plant Owners* e *Solar-Log WEB Commercial Edition for Installers and Service Providers* – cuja seleção resultou do facto de, em determinados aspetos, rivalizarem com o sistema *MyGen* da *Smartwatt*.

SolarEdge, architects of energy ^{TM}

O *SolarEdge, architects of energy* ^{TM} [16] possibilita um acompanhamento do desempenho técnico e financeiro de um ou mais sistemas fotovoltaicos. Este acompanhamento pode ser feito em tempo real ou selecionando o período desejado e pode incidir sobre o desempenho de cada módulo individualmente ou de todo o sistema (Figura 2.3). Permite a geração de relatórios detalhados sobre a produção de energia do local, as receitas e o estado técnico. O historial dos dados guardados pode ser utilizado para análises comparativas e para análises de falhas, através da combinação das variáveis disponibilizadas. Proporciona um serviço de alertas que resulta de um mecanismo de deteção imediata de falhas, solução de problemas, gestão de manutenção e análise da rentabilidade do local. Contém ainda uma funcionalidade que permite a criação do *layout* físico da instalação que depois possibilita a visualização individual dos módulos (Figura 2.4).



Figura 2.3: Evolução temporal da energia produzida numa instalação monitorizada pela *SolarEdge*
Fonte: [16]

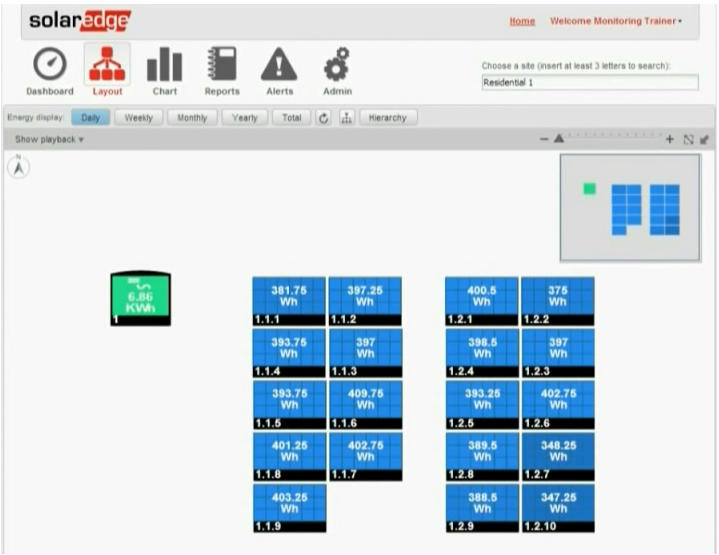


Figura 2.4: Visualização individual da produção nos módulos fotovoltaicos (*SolarEdge*)
Fonte: [16]

Itron

De acordo com a definição de monitorização fotovoltaica, o *Itron* [17] controla a produção de um sistema fotovoltaico, verifica a qualidade da mesma e deteta falhas ao nível do inversor ou da

rede elétrica. A utilização deste software está limitada às instalações que possuam um contador de produção da marca *Itron SL7000* ou *Actaris SL7000*. Apresenta as seguintes funcionalidades:

- Produção diária, semanal, mensal e anual (Figura 2.5);
- Valores de pico;
- Gráficos de produção durante o dia com intervalos de tempo de 15 minutos (Figura 2.6);
- Curvas de carga;
- Faturação mensal;
- Qualidade da energia da rede;
- Variações de tensão na rede;
- Exportação de dados para formato *.txt* ou para folhas de *Excel*.

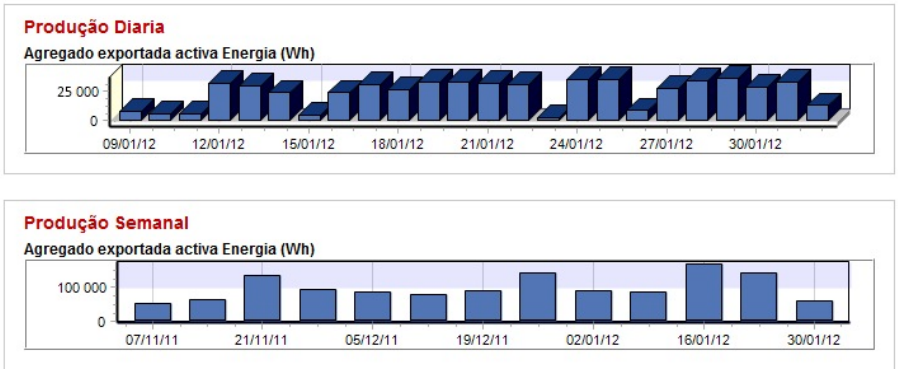


Figura 2.5: Produção diária e semanal numa instalação monitorizada pela *Itron*
Fonte: [17]

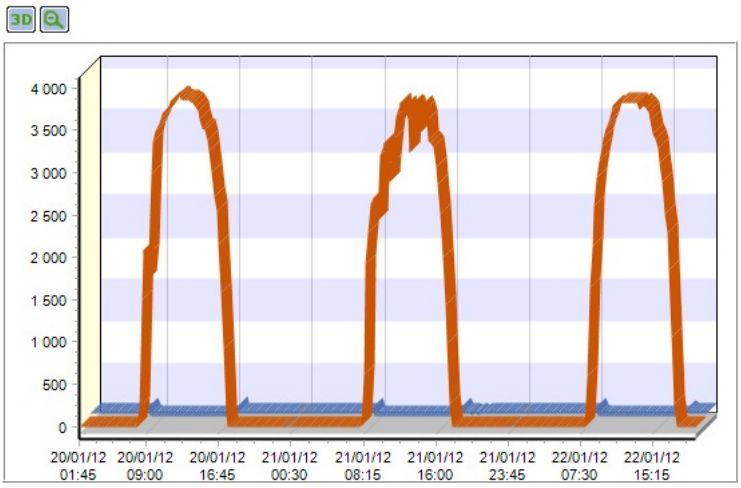


Figura 2.6: Exemplo de produção durante o dia com intervalos de tempo de 15 minutos (*Itron*)
Fonte: [17]

SolarEye

O *SolarEye* [18] permite monitorizar várias instalações fotovoltaicas simultaneamente, possibilitando análises em tempo real e análises comparativas entre a energia produzida e a energia estimada (a energia estimada é obtida com recurso a modelos dinâmicos inteligentes).

Apresenta vários indicadores de desempenho para cada instalação fotovoltaica, que são calculados e analisados, sendo os seus desvios determinados com precisão até 2% para facilitar a deteção de falhas e distúrbios nas instalações. Quando é detetada uma falha é emitido um alerta no *software* que é enviado para o responsável via *sms* ou *e-mail*.

Este sistema desenvolve relatórios completos sobre o desempenho operacional das instalações. Permite a visualização gráfica de várias variáveis como a potência gerada, energia, corrente e tensão. Tem ainda a funcionalidade de analisar inversores e identificar os que apresentam perda de energia, elaborando um gráfico onde é possível verificar a diferença entre a produção esperada e a produção verificada (Figura 2.7).

Ao contrário do software desenvolvido pela *Itron*, o serviço *SolarEye* não se encontra restrito a qualquer tipo de componente, sendo possível efetuar a monitorização de qualquer instalação independentemente do fabricante e modelo do inversor.



Figura 2.7: *Dashboard* do sistema de monitorização *SolarEye*
Fonte: [18]

SunPower

O *SunPower* [19] foi idealizado para operar em instalações fotovoltaicas residenciais. Efetua comparações entre a quantidade de energia produzida e a quantidade de energia que a habitação consome.

Permite obter gráficos com a informação diária descriminada por hora (Figura 2.8), mensal por dia (Figura 2.9) e anual por mês (Figura 2.10). Apresenta ainda o diferencial entre a quantidade de energia produzida e a consumida referente ao aglomerado do período selecionado, podendo este ser horário, diário, mensal ou mesmo anual (Figura 2.11). As funcionalidades disponíveis são observáveis através de um computador ou de um dispositivo *Apple*, como *iPhone* ou *iPod Touch*.

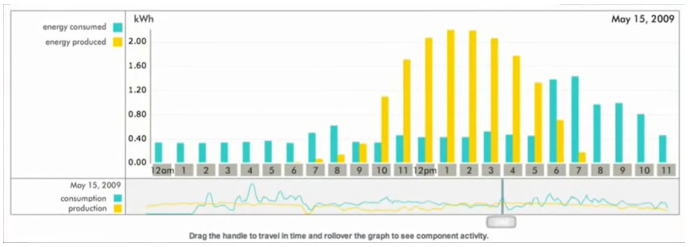


Figura 2.8: Informação diária descriminada por hora (*SunPower*)
Fonte: [19]

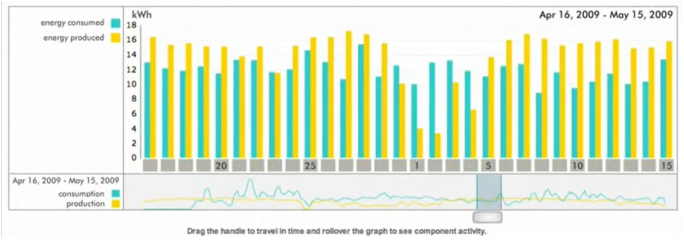


Figura 2.9: Informação mensal descriminada por dia (*SunPower*)
Fonte: [19]

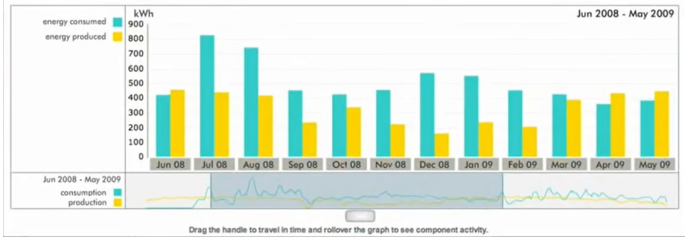


Figura 2.10: Informação anual descriminada por mês (*SunPower*)
Fonte: [19]

Outra funcionalidade do *SunPower* é a apresentação de informação referente ao impacto ambiental positivo registado, na medida em que apresenta comparações entre os benefícios de utilização de energia solar e, por exemplo, da plantação de árvores e da não utilização de carros (Figura 2.12).



Figura 2.11: *Dashboard* como o cálculo do diferencial entre a produção e o consumo (*SunPower*)
Fonte: [19]

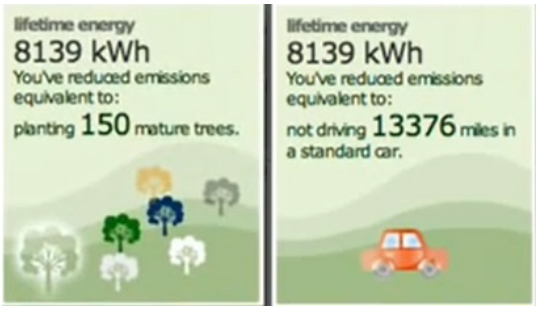


Figura 2.12: *Dashboard* com informação referente ao impacto ambiental (*SunPower*)
Fonte: [19]

GreenPowerMonitor

O sistema *GreenPowerMonitor* permite monitorizar em tempo real todos os dados de todos os componentes de todas as instalações fotovoltaicas a que se tem acesso [20] [21]. Permite analisar o histórico de dados, de modo a comparar instalações e observar o comportamento dos seus componentes, potenciando um melhor rendimento para a instalação (Figura 2.13). Estes dados podem ser relativos à temperatura ambiente, à temperatura da célula e irradiância registada, assim como informação relativa aos inversores - corrente, tensão e potência (Figura 2.14).



Figura 2.13: *Dashboard* com listagem de instalações fotovoltaicas (*GreenPowerMonitor*)
Fonte: [21]

Se for pretendida uma análise mais aprofundada e restrita é possível exportar os dados correspondentes para o *Excel* e efetuar o estudo desejado.



Figura 2.14: Exemplo de gráfico de evolução temporal da temperatura da célula e da irradiação medida (*GreenPowerMonitor*)
Fonte: [21]

Quando certos parâmetros se desviam dos valores configurados é emitido um alarme (Figura 2.15 e Figura 2.16) que é enviado via *sms* ou *e-mail* para o responsável. Também permite o envio de relatórios (com análise gráfica e numérica) com a periodicidade desejada.

O sistema de monitorização fotovoltaica *GreenPowerMonitor* está em constante atualização de modo a melhorar a plataforma e adaptar o software ao utilizador.

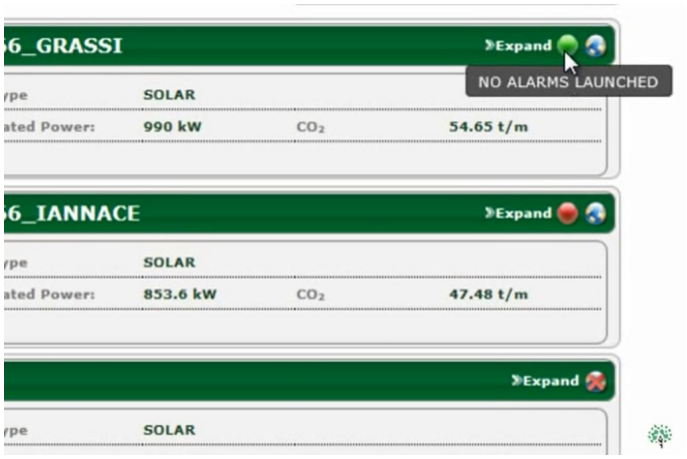


Figura 2.15: *Dashboard* de notificação de alarmes (*GreenPowerMonitor*)
Fonte: [21]

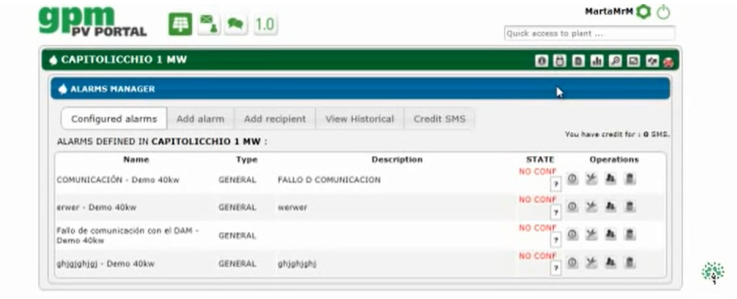


Figura 2.16: *Dashboard* de definição de alarmes (*GreenPowerMonitor*)
Fonte: [21]

Solar-Log

A empresa *Solar-Log* apresenta dois tipos de produtos na área da monitorização fotovoltaica: o *Solar-Log WEB for Plant Owners* com duas edições e o *Solar-Log WEB Commercial Edition for Installers and Service Providers* [22] e [23].

A primeira edição do *Solar-Log WEB for Plant Owners*, *The Solar-Log WEB*, caracteriza-se por ter um profissional atento à instalação e, sempre que ocorre algum problema, este é comunicado, sendo oferecidas as soluções possíveis. Este serviço é fornecido ao cliente que não tem qualquer tipo de conhecimento técnico e não pode investir tempo em monitorização e manutenção. O cliente pode, no entanto, aceder à plataforma *online* e explorar a sua instalação. Permite conhecer o balanço entre o consumo e a produção, o contributo ambiental (com três exemplos de benefícios associados ao uso da energia fotovoltaica), as previsões meteorológicas e o histórico de produção com base em períodos diários, mensais, anuais e o período total de funcionamento (Figura 2.17).

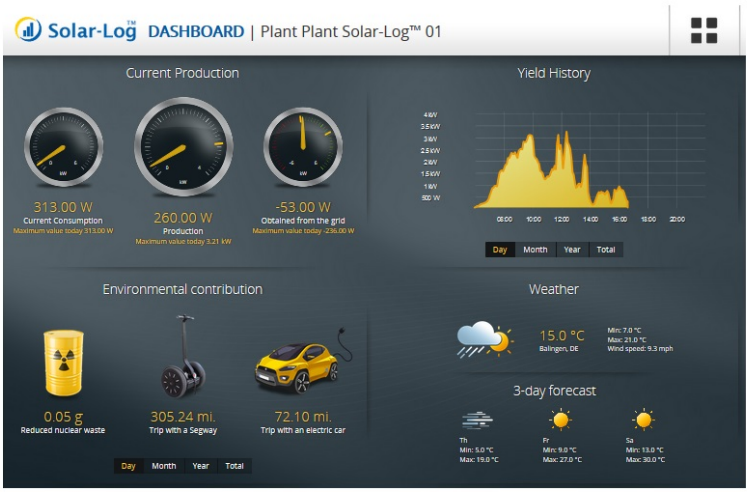


Figura 2.17: *Dashboard* da primeira edição do serviço *Solar-Log WEB for Plant Owners*
Fonte: [23]

A segunda edição do serviço *Solar-Log WEB for Plant Owners*, *The Solar-Log WEB Classic 2*, oferece funções de monitorização básicas em que é possível analisar vários parâmetros em períodos de tempo diários, semanais, mensais ou anuais. Possui uma base de dados de problemas que podem ocorrer na instalação que são detetados automaticamente e apresentados na plataforma a que o cliente tem acesso (Figura 2.18).

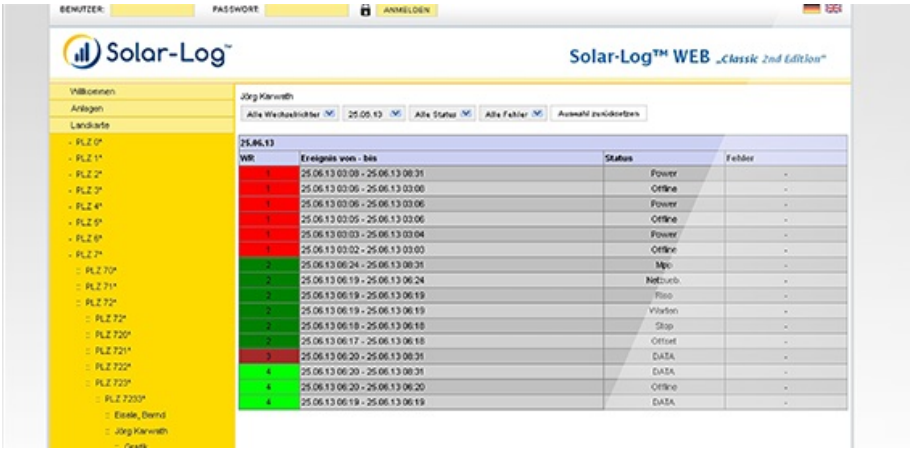


Figura 2.18: Modo de apresentação de problemas que podem ocorrer nas instalações (*The Solar-Log WEB Classic 2*)
Fonte: [23]

O segundo serviço, o *Solar-Log WEB Commercial Edition for Installers and Service Providers*, foi desenvolvido para instaladores e fornecedores de serviços. Através deste, os distribuidores e instaladores podem oferecer um serviço de monitorização ao cliente em que disponibilizam profissionais para acompanhar o desenvolvimento da sua instalação. Um exemplo de uma empresa que utiliza este serviço é a distribuidora alemã *Krannich Solar* [24].

Este serviço possibilita às empresas a adaptação da plataforma ao seu modo de trabalho e análise. Apresenta uma descrição da instalação a monitorizar, com as características dos componentes instalados, da potência instalada, orientação e elevação dos painéis (Figura 2.19).

Permite ainda a observação de gráficos informativos acerca de variáveis como o consumo, a produção, o balanço consumo-produção e a tensão *DC*, entre outras, apresentadas para o período temporal escolhido, podendo ser descriminadas por *string* (Figura 2.20).

Exibe um *dashboard* semelhante ao apresentado na Figura 2.17 e um relatório de eventos e alarmes semelhante ao utilizado na versão *The Solar-Log WEB Classic 2*. Possui uma funcionalidade que permite a visualização dos rendimentos diários, mensais e totais, em formato de texto ou gráfico (Figura 2.21).

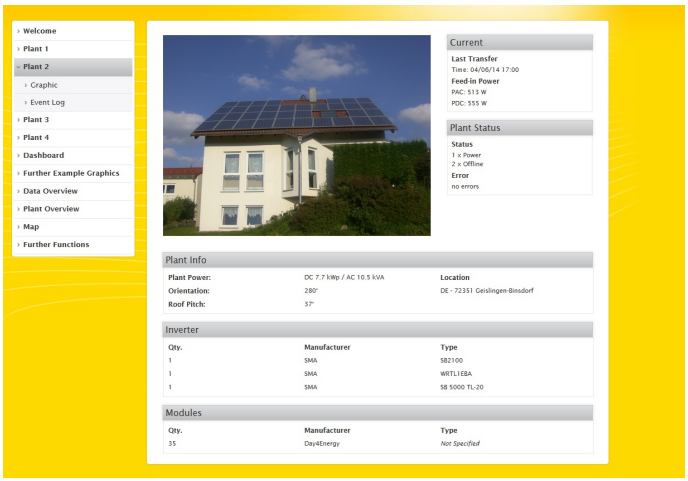


Figura 2.19: Exemplo de descrição de uma instalação (segundo serviço da *Solar-Log*)
Fonte: [23]

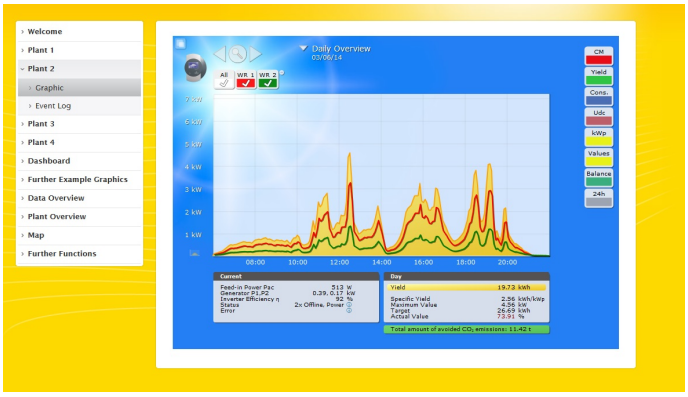


Figura 2.20: Exemplo de gráfico da evolução temporal de determinadas variáveis (segundo serviço da *Solar-Log*)
Fonte: [23]



Figura 2.21: Exemplo de relatório de rendimentos (segundo serviço da *Solar-Log*)
Fonte: [23]

2.2 Indicadores de desempenho

Uma das funcionalidades da monitorização de um sistema fotovoltaico consiste em alertar em caso de avaria ou anomalia, quando estas são verificadas. Por outro lado, a monitorização permite avaliar o desempenho da instalação relativamente a determinados parâmetros de referência previamente definidos, o que resulta em diferentes análises de desempenho.

Nesta secção serão descritos alguns indicadores utilizados para a avaliação do desempenho de uma instalação fotovoltaica que permitem avaliar o desempenho geral do sistema como um todo.

Performance Ratio

A *Performance Ratio* [25] é uma das unidades de medida mais importantes para a avaliação da eficiência de um sistema fotovoltaico. Esta traduz a relação entre a possível produção de energia real e a teórica e é independente do alinhamento do sistema, pelo que serve para comparar sistemas fotovoltaicos que estejam instalados em locais distintos.

A *Performance Ratio* é também usualmente apelidada por fator de qualidade. Este fator é um valor percentual que traduz a relação entre a energia anual real e a energia anual esperada. Quanto mais próximo de 100% estiver o valor da *Performance Ratio* estipulado, mais eficaz é o sistema em análise. Contudo, um valor de 100% é irreal e inatingível, visto que durante a operação do sistema fotovoltaico ocorrem perdas inevitáveis – perdas térmicas e perdas em linha.

O período de análise que se deve considerar, para obter um valor do fator de qualidade que abrange todas as condições existentes, é de um ano, ainda que se possam efetuar análises deste parâmetro para períodos temporais mais curtos – por exemplo, mensais.

A expressão utilizada para o cálculo da *Performance Ratio* é:

$$PR = \frac{E_{real}}{E_{nominal}} \times 100\% \tag{2.1}$$

em que E_{real} representa a energia anual real do sistema em kWh para o período em análise e $E_{nominal}$ a energia anual nominal do sistema calculado em kWh para o período selecionado.

A energia anual real do sistema é observada no final do período pretendido através do contador de alimentação. Para se obter o valor da energia anual nominal do sistema é necessário conhecer outros parâmetros referentes à instalação: a irradiação incidente na superfície dos módulos fotovoltaicos e o grau de rendimento dos módulos instalados.

O valor da irradiação incidente é obtido através do conhecimento do valor médio de irradiação solar para o período em análise e da medida da superfície, em m^2, do sistema fotovoltaico. O produto destes dois valores traduz a irradiação incidente na superfície dos módulos fotovoltaicos. Por sua vez, o rendimento dos módulos instalados é um parâmetro fornecido na folha de características do módulo escolhido. A energia anual nominal do sistema resulta do produto entre a irradiação incidente e o grau de rendimento dos módulos instalados.

O fluxograma da Figura 2.22 resume a metodologia utilizada de cálculo da *Performance Ratio*.

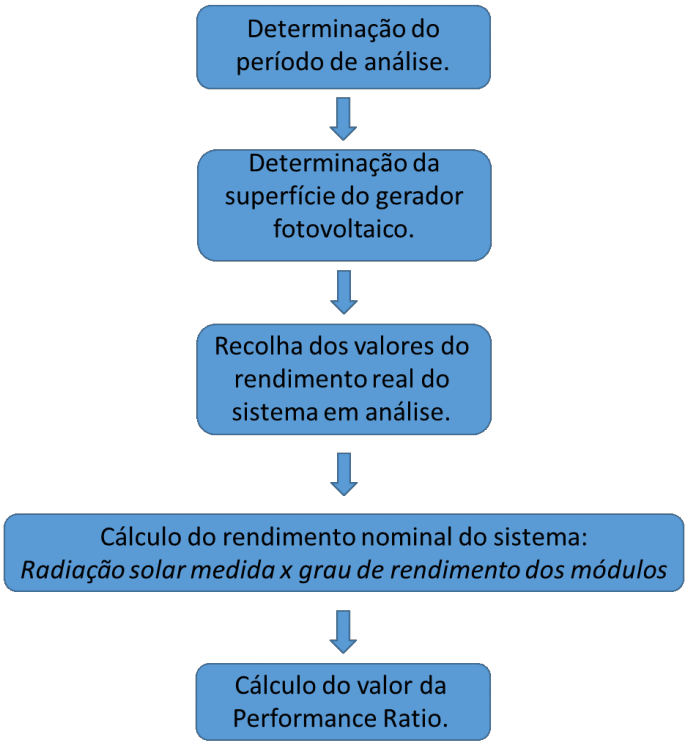


Figura 2.22: Metodologia de cálculo da *Performance Ratio*
Fonte: Elaboração própria

O resultado deste parâmetro traduz a qualidade do sistema instalado. Normalmente, espera-se que o valor obtido para este indicador seja próximo de 80%.

Um valor de *PR* igual a 80% indica que 20% da energia irradiada no período em análise não é convertida devido a circunstâncias como a degradação dos painéis, a temperatura, a sujidade, a rede interna, o inversor, as perdas resultantes do transformador e a disponibilidade do sistema e a ligação à rede. Por estas circunstâncias, a *Performance Ratio* pode também ser considerada como um parâmetro de avaliação das perdas e calculada através da expressão:

$$PR = \eta_{deg} \times \eta_{tem} \times \eta_{soil} \times \eta_{net} \times \eta_{inv} \times \eta_{transf} \times \eta_{ppc} \tag{2.2}$$

em que η_{deg} representa as perdas resultantes da degradação do painel, η_{tem} as perdas da temperatura, η_{soil} as perdas da sujidade, η_{net} as perdas da rede interna, η_{inv} as perdas do inversor, η_{transf} as perdas do transformador e η_{ppc} as perdas resultantes da disponibilidade do sistema e da ligação à rede [26].

Variações bruscas neste indicador indicam que deve ser efetuada uma inspeção mais exata do sistema fotovoltaico. Do mesmo modo, quando se obtém valores inferiores a 80% é necessário efetuar uma verificação do estado do sistema, uma vez que pode haver defeitos na instalação ou sujidade nos módulos.

Fator de Capacidade

O fator de capacidade [26] é definido como um indicador que estabelece a relação entre a energia produzida pelo sistema fotovoltaico e a energia produzida estimada se o sistema estivesse a operar à capacidade máxima, durante o período de análise de um ano.

A expressão de calculo é:

$$CF = \frac{H_t \times A \times PR}{P_r \times 8760} \tag{2.3}$$

em que H_t representa a irradiância anual incidente na superfície inclinada dos painéis medida em kWh/m^2, A a área dos painéis da central em m^2, PR a *Performance Ratio* e P_r a potência instalada em W.

2.3 Aspetos que afetam o desempenho de uma instalação fotovoltaica

Num sistema fotovoltaico é desejado que, durante o seu funcionamento, a energia produzida seja no mínimo igual à quantidade de energia consumida e a máxima possível. Para potenciar este fenómeno existem certos aspetos que devem ser considerados:

- Aspetos relacionados com o dimensionamento do sistema fotovoltaico;
- Aspetos ambientais relacionados com as condições meteorológicas.

Nesta secção são abordados estes fatores, com o objetivo de identificar de que modo a sua correção pode favorecer o aumento do desempenho da instalação fotovoltaica.

2.3.1 Aspetos relacionados com o dimensionamento do sistema fotovoltaico

Na fase de dimensionamento de um sistema fotovoltaico existem determinados fatores que devem ser tidos em consideração, uma vez que após a sua montagem dificilmente podem ser alterados. Para o bom dimensionamento de um sistema fotovoltaico é necessário conhecer o local de instalação para que seja possível definir a correta orientação dos painéis, a sua inclinação ótima e o seu posicionamento (para evitar sombras que cubram os módulos fotovoltaicos).

A orientação dos painéis deve ter em conta se o local da instalação se situa no hemisfério norte ou no hemisfério sul. Caso se encontre no hemisfério norte devem ser orientados para sul e no caso do hemisfério sul para norte. Como se pode observar nas Figuras 2.24 e 2.23, se a orientação for incorreta, a quantidade de irradiação incidente nos painéis fotovoltaicos é muito menor, afetando a energia produzida.

Relativamente à inclinação que o painel deve apresentar, esta deve ser determinada com base no local onde a instalação se situa no globo terrestre, uma vez que difere de local para local e consoante o mês. Para sistemas sem seguimento, como os casos em estudo, o cálculo da inclinação deve ter em conta que a irradiação incidente no painel deve ser otimizada para que seja máxima ao longo de um ano inteiro. Uma inclinação não ideal do painel leva a que a quantidade de irradiação total incidente no sistema, ao longo de um ano, seja inferior à quantidade de irradiação

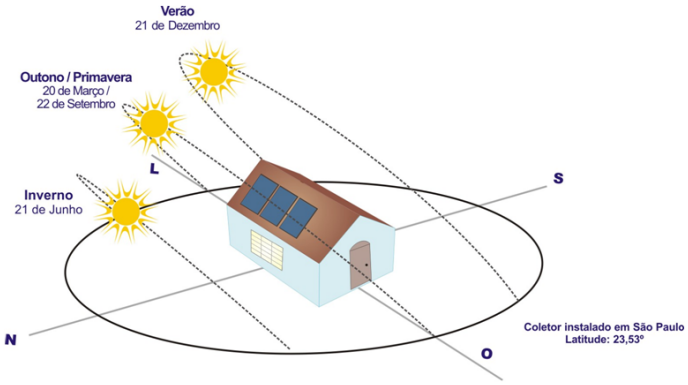


Figura 2.23: Orientação dos painéis numa instalação no hemisfério Sul
Fonte: [27]

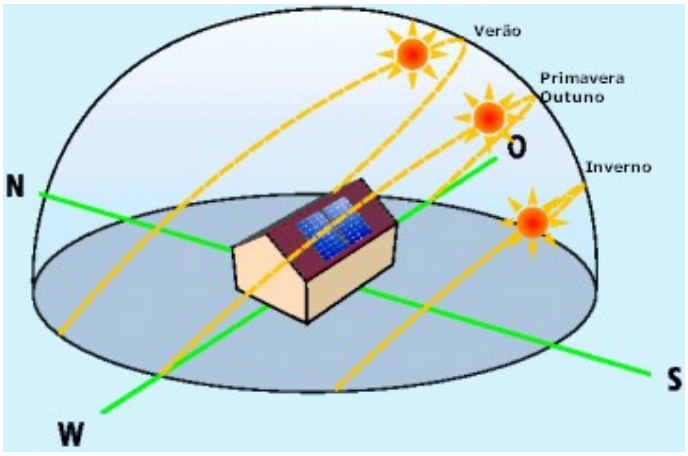


Figura 2.24: Orientação dos painéis numa instalação no hemisfério Norte
Fonte: [28]

que incidiria se a inclinação fosse ótima. Neste caso, a quantidade de energia produzida não será a máxima, ou seja, o sistema não estará a funcionar com o seu melhor desempenho.

Por último, e relativamente à análise do local onde será instalado, é necessário verificar se este não se encontra sujeito ao sombreamento provocado por infraestruturas e outros objetos adjacentes. A presença de sombras reduz o desempenho do sistema, pelo que é desejável que estas não se verifiquem. Por vezes, a presença de sombras é inevitável pois a existência de nebulosidade, poeira, neve e dejetos de pássaros, entre outros, podem sombrear os módulos fotovoltaicos. Contudo esse sombreamento é transitório, isto é, não se verifica por grandes períodos de tempo ou então pode ser corrigido. No entanto, se existirem infraestruturas ou objetos adjacentes ao local de instalação que provoquem sombreamentos permanentes, o sistema fotovoltaico não irá atingir o seu desempenho máximo. No desenvolvimento desta dissertação (Capítulo 4) é possível verificar o efeito da instalação de um sistema fotovoltaico em que a inclinação não é ótima e não foram devidamente considerados os sombreamentos provocados por infraestruturas adjacentes ao local

de instalação.

Ainda relacionado com a questão do dimensionamento do sistema fotovoltaico e com o objetivo de evitar o problema do sombreamento permanente é necessário calcular a distância entre as fileiras de módulos fotovoltaicos de modo que nunca se verifiquem sombras em nenhuma altura do dia. Para calcular esta distância deve-se considerar o dobro do comprimento do painel (Figura 2.25) [29].

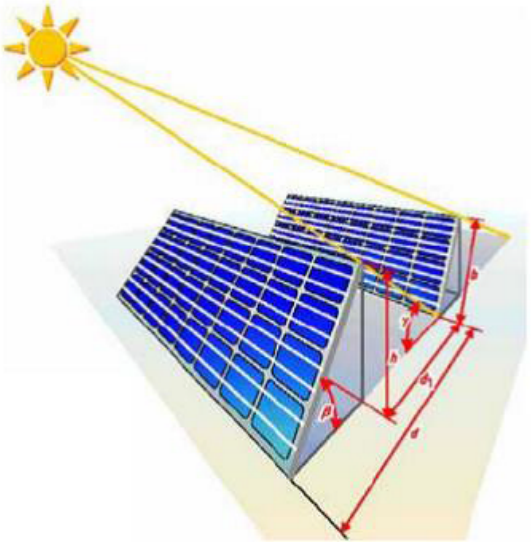


Figura 2.25: Parâmetros a considerar para evitar o sombreamento entre painéis
Fonte: [29]

Relativamente à cablagem que liga as *strings* aos inversores, esta pode ser dimensionada tendo em vista a diminuição de perdas. É aconselhável que a secção escolhida seja sobredimensionada relativamente à secção que cumpre a condição de aquecimento. O comprimento dos cabos deve ser igual no mesmo inversor, isto é, o comprimento do cabo que faz a ligação entre uma *string* e o inversor deve ser igual em todas as ligações desse inversor, mesmo que essa medida implique que exista um excesso de cabo em alguma ligação. Apesar de se verificar um investimento inicial maior, a implementação destas medidas – o aumento da secção do cabo e, por vezes, o excesso de comprimento do cabo – resulta numa diminuição significativa das perdas, o que acaba por se tornar vantajoso.

2.3.2 Aspetos ambientais relacionados com as condições meteorológicas

Os aspetos ambientais que afetam o desempenho de um sistema fotovoltaico têm diversas origens que não são controláveis pelo ser humano, podendo-se enumerar as seguintes: a irradiação solar incidente, o sombreamento provocado por nebulosidade, o sombreamento provocado por folhas, pela neve ou por dejetos de pássaros, a humidade, o vento e as poeiras.

A irradiação solar é o aspeto mais importante, uma vez que a tecnologia fotovoltaica depende da quantidade e da qualidade de irradiação solar que incide nos módulos fotovoltaicos. A presença

de irradiação incidente nos painéis fotovoltaicos origina a produção de energia, mas a não presença de irradiação solar não provoca qualquer efeito no sistema fotovoltaico. A irradiação incidente nos painéis pode ocorrer diretamente ou através da reflexão da mesma em superfícies refletoras. Por esta razão, a quantidade e a qualidade de irradiação solar incidente nos painéis fotovoltaico são os principais fatores que originam um bom desempenho do sistema. Como se pode observar no gráfico da Figura 2.26, um sistema fotovoltaico só irá produzir energia quando existe irradiação solar disponível o que, naturalmente, no período noturno não ocorre [30].

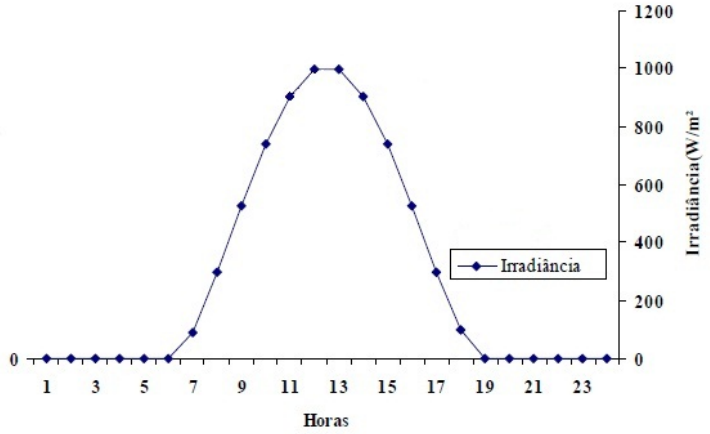


Figura 2.26: Evolução temporal da irradiação solar
Fonte: [30]

O sombreamento, este pode ser permanente, transitório ou usual. A presença de sombras de modo permanente ou usual é uma questão que é considerada indesejável, visto que estará constantemente a prejudicar o sistema fotovoltaico. Esta situação pode ocorrer quando não se efetua uma análise minuciosa do local de instalação e, normalmente, é provocada por edifícios, árvores ou objetos fixos que nunca irão desaparecer.

A presença de sombreamento transitório é provocada por situações alheias ao ser humano, que dependem das condições ambientais e dos seres humano que normalmente frequentam a zona da instalação. O sombreamento transitório pode ser provocado pela nebulosidade, por folhas depositadas sobre os painéis, por dejetos de pássaros, pela neve e até pela poeira. Este tipo de sombreamento pode ser parcial ou total, conforme a sua ordem de grandeza. O sombreamento parcial reduz proporcionalmente a energia produzida. Este aspeto foi identificado como sendo a razão principal para a redução de energia produzida por sistemas fotovoltaicos [31].

A mesma percentagem de sombreamento num sistema fotovoltaico pode ter um impacto diferente, conforme o local onde o sombreamento ocorre, identificando-se a ocorrência de quatro casos:

- Sombreamento completo de uma *string*;
- Sombreamento parcial de uma *string*;
- Sombreamento parcial de várias *strings*;

- Combinação dos casos anteriores.

O sombreamento completo de uma *string* origina uma redução da energia produzida proporcionalmente ao número de *strings* existentes. Por exemplo, se o sistema for constituído por três *strings* e ocorrer o sombreamento total de uma, a energia produzida terá um decréscimo de 33% (Figura 2.27).

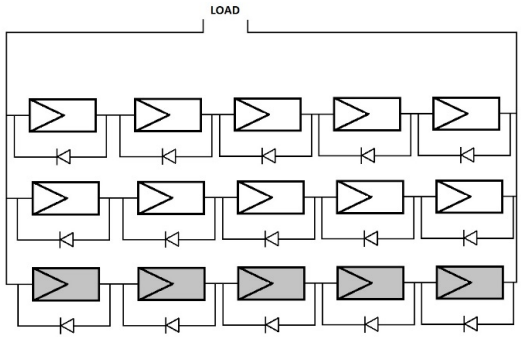


Figura 2.27: Sombreamento completo de uma *string*
Fonte: Elaboração própria

O segundo caso considerado (ilustrado na Figura 2.28) o sombreamento parcial de uma *string*, proporciona uma diminuição da corrente na *string* o que resulta num aumento da tensão, passando os painéis dessa *string* a operar num ponto de funcionamento diferente do ponto ótimo e levando à diminuição da energia produzida. Esta situação provoca uma degradação dos módulos fotovoltaicos e uma consequente diminuição da eficiência destes.

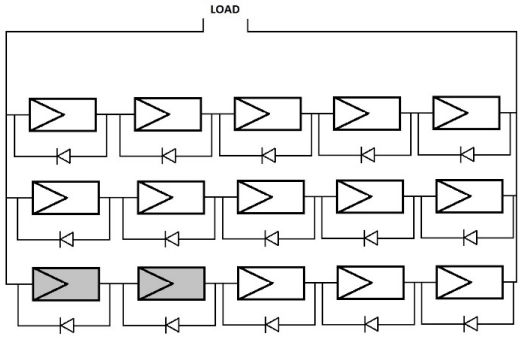


Figura 2.28: Sombreamento parcial de uma *string*
Fonte: Elaboração própria

O terceiro caso, em que se observa o sombreamento parcial de várias *strings* (Figura 2.29), leva a que ocorra uma diminuição da tensão em todas as *strings*, não sendo a influência no valor

da corrente significativa. Nesta situação, o ponto ótimo de funcionamento é alterado, contudo as *strings* irão operar num novo ponto de funcionamento, existindo um aproveitamento máximo dos restantes painéis em funcionamento. Este cenário também reduz a energia produzida, no entanto, não se verifica a degradação dos módulos fotovoltaicos.

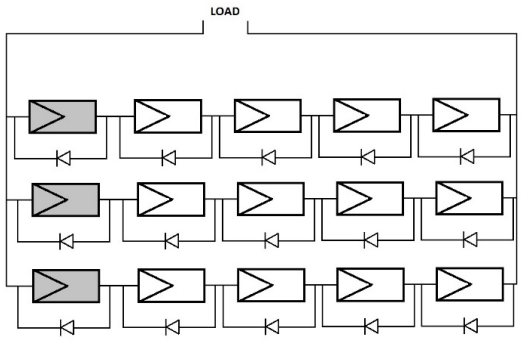


Figura 2.29: Sombreamento parcia de várias *strings*
Fonte: Elaboração própria

A última situação apresentada resulta de uma combinação das situações anteriormente descritas, sendo considerada a mais prejudicial para o sistema fotovoltaico, uma vez que a diminuição da energia produzida é substancial e ocorre a degradação dos módulos (Figura 2.30).

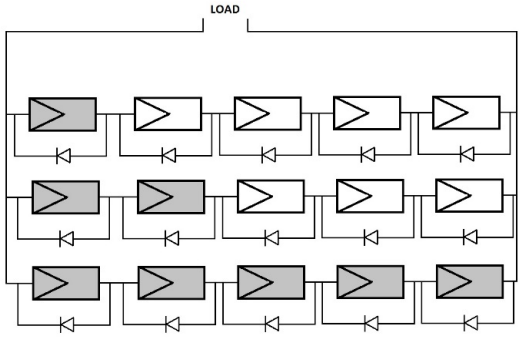


Figura 2.30: Sombreamento completo de uma *string* e sombreamento parcial das outras
Fonte: Elaboração própria

No desenvolvimento desta dissertação, Capítulo 4, é possível analisar o efeito do sombreamento num sistema fotovoltaico.

Para analisar o aspeto da humidade em módulos fotovoltaicos é necessário ter em conta duas situações distintas: o efeito das partículas de vapor de água em relação ao nível de irradiação verificado e a presença de humidade dentro do módulo fotovoltaico. No primeiro caso, quando

a irradiação solar incide nas gotas de água podem ocorrer três cenários diferentes – refração, reflecção e difração – que prejudicam a quantidade e a qualidade de irradiação que pode incidir nos painéis fotovoltaicos. Portanto, o aumento de humidade na atmosfera provoca uma diminuição da irradiação incidente na superfície terrestre (Figura 2.31) [32].

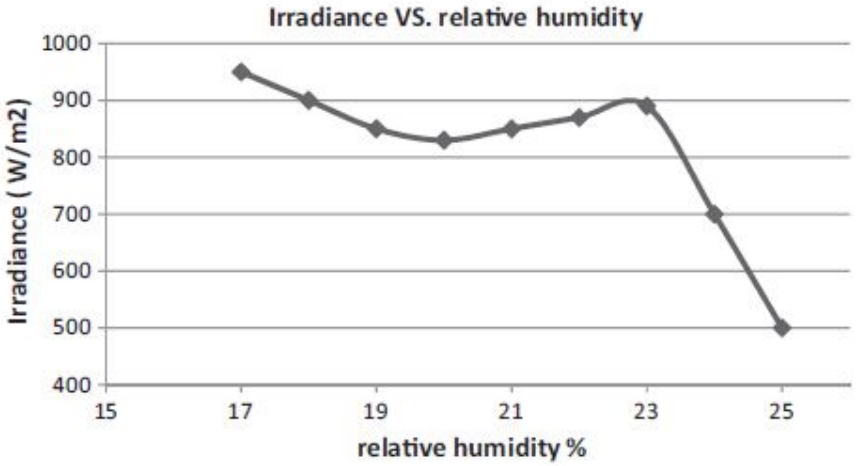


Figura 2.31: Relação entre a irradiância e a humidade no ambiente
Fonte: [32]

No segundo caso, a presença de humidade dentro dos módulos fotovoltaicos provoca a degradação das células fotovoltaicas, originando uma diminuição significativa e gradual da corrente [32].

O desempenho de uma célula fotovoltaica está diretamente relacionado com a temperatura que esta apresenta. No entanto, a temperatura da célula está aliada a fatores externos tais como a temperatura ambiente, velocidade do vento e radiação solar, e a fatores construtivos que incluem o material da célula e os componentes da armadura do módulo.

A velocidade do vento é um fator benéfico para o desempenho de um módulo fotovoltaico, uma vez que com o aumento da velocidade do vento a temperatura da célula irá diminuir, provocando uma melhor eficiência da célula fotovoltaica [32]. Por esta razão, é usual que, no momento da montagem do sistema fotovoltaico, seja considerado o fluxo do vento de modo que seja criado um sistema de ventilação natural que permita a diminuição da temperatura das células fotovoltaicas.

A questão da presença de poeira nos módulos fotovoltaicos também influencia o seu desempenho, visto vez que além de provocar a sua deterioração, resultando em perda de eficiência, também pode provocar sombras que são eliminadas apenas através da limpeza do módulo [32].

A presença dos fatores ambientais referidos – a humidade, a velocidade do vento e a poeira – tanto pode levar à redução como à melhoria da eficiência. Contudo, a conjugação dos três fatores pode resultar em diferentes comportamentos. O vento, que permite a ventilação natural das células fotovoltaicas, é um dos responsáveis pelo transporte de poeiras embora seja responsável pela diminuição da humidade na atmosfera. A humidade, que degrada significativamente as células

fotovoltaicas e diminui a qualidade e a quantidade de irradiação que incide no painel, pode levar à coagulação da poeira, intensificando a sombra por ela provocada.

2.4 Descrição das instalações em estudo

Para se proceder à análise de desempenho e apresentar as conclusões sobre o funcionamento dos sistemas fotovoltaicos é essencial o conhecimento dos componentes utilizados nas instalações: os tipos e modelos de inversores, os tipos de painéis e as suas características. Nesta secção é apresentada a descrição dos componentes utilizados nas duas instalações em estudo, referindo os aspetos considerados importantes para a análise pretendida.

Instalação A

A instalação A, com capacidade de 280kWp, tem painéis fotovoltaicos *Mprime* do modelo *APLII 245 W*. As características de interesse para a análise a desenvolver estão apresentadas na Tabela 2.1. O valor destes parâmetros é obtido para as condições *STC* (*Standard Test Conditions*) caracterizadas por irradiância de 1000 W/m^2 e temperatura da célula de 25^{o}C.

Tabela 2.1: Características de interesse do painel fotovoltaico da instalação A

Variável elétrica	**Simbologia**	**Valor**
Potência Nominal	$P_{\text{máx}}$	245 Wp
Corrente no *MPP*	I_{MPP}	7,83 A
Tensão no *MPP*	V_{MPP}/U_{MPP}	31,3 V
Corrente em curto-circuito	I_{SC}	8,62 A
Tensão em circuito aberto	V_{OC}/U_{OC}	37,4 V
Coeficiente de temperatura: corrente	$\alpha(I_{SC})$	0,06% / ^{o}C

Esta instalação tem implementado no seu sistema fotovoltaico inversores *SMA Sunny Tripower 12000 TL* e *SMA Sunny Tripower 17000 TL*. O modelo *Sunny Tripower 12000 TL* possui duas entradas com controladores *MPP* independentes, em que o controlador *MPP A* está habilitado para controlar quatro *strings* enquanto o controlador *MPP B* apenas uma *string*. Por sua vez, o modelo *Sunny Tripower 17000 TL* (ver Figura 2.32) tem também duas entradas com controladores *MPP* independentes, estando o controlador *MPP* A habilitado a controlar cinco *strings* e o controlador *MPP B* apenas uma *string*.

Os inversores têm a funcionalidade de fazer leituras de determinadas variáveis e a sua designação é apresentada na Tabela 2.2.

O sistema fotovoltaico é composto por: catorze inversores *SMA Sunny Tripower 17000 TL*, em que o controlador *MPP A* controla quatro *strings* e o controlador *MPP B* controla uma *string* – cada *string* é composta por dezasseis módulos fotovoltaicos –; e, um inversor *SMA Sunny Tripower 12000 TL*, em que o controlador *MPP A* controla duas *strings* – cada *string* com dezassete módulos – e o controlador *MPP* B controla uma *string* – composta por dezasseis módulos fotovoltaicos. Para além destes componentes o sistema tem instalado o aparelho *MyGenBox* que é responsável

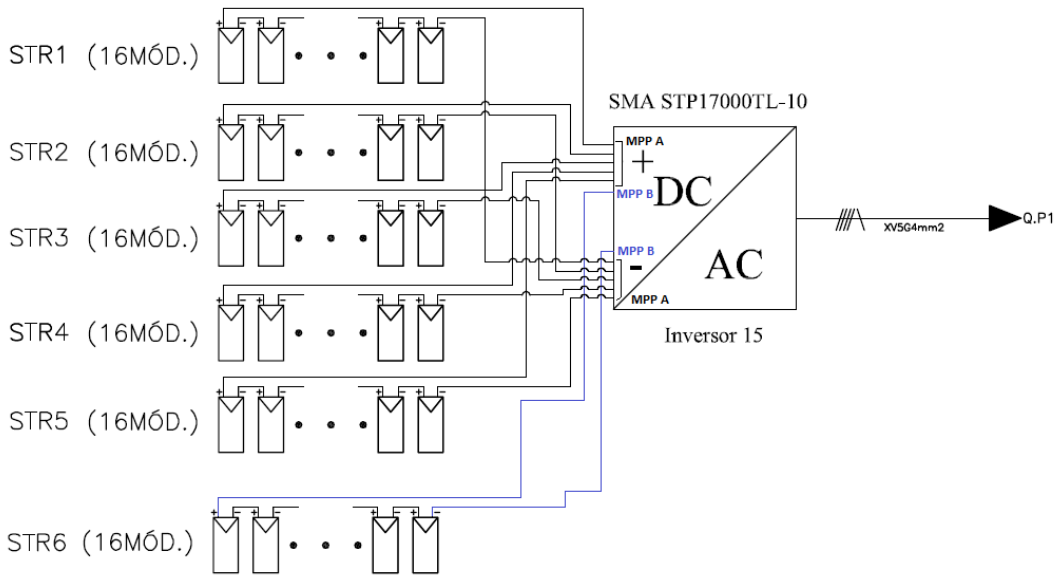


Figura 2.32: Esquema unifilar de um inversor *Sunny Tripower 17000 TL*
Fonte: Elaboração própria

Tabela 2.2: Designação das variáveis fornecidas pelos inversores na instalação A

Nome da variável	**Designação do inversor**
Tensão no controlador do *MPP* A	A.Ms.Vol
Tensão no controlador do *MPP* B	B.Ms.Vol
Corrente na *string* 1 do controlador *MPP* A	A1.Ms.Amp
Corrente na *string* 2 do controlador *MPP* A	A2.Ms.Amp
Corrente na *string* 3 do controlador *MPP* A	A3.Ms.Amp
Corrente na *string* 4 do controlador *MPP* A	A4.Ms.Amp
Corrente na *string* 5 do controlador *MPP* A	A5.Ms.Amp
Corrente na *string* 1 do controlador *MPP* B	B1.Ms.Amp

por requisitar e guardar as variáveis de interesse aos inversores, para que o software *MyGen* possa efetuar a monitorização descrita na secção 2.1.1.

A disposição dos painéis na cobertura do edifício está representada na Figura 2.33.

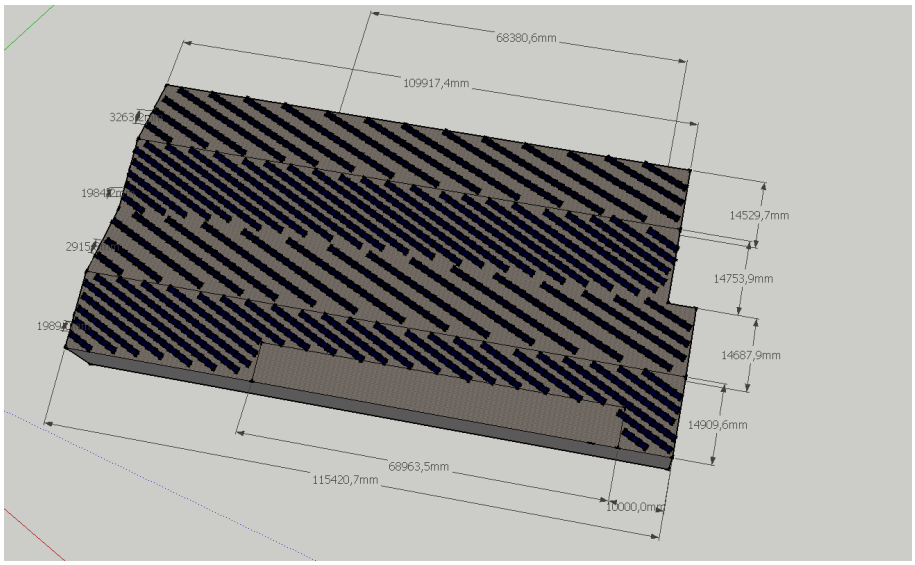


Figura 2.33: Disposição dos painéis na instalação A
Fonte: *Smartwatt*

Instalação B

A instalação B, com capacidade de 3,5 kW, apresenta painéis fotovoltaicos *Shangpin* do modelo *SPSM – 175D*. As características de interesse para a análise a desenvolver estão apresentadas na Tabela 2.3. O valor deste parâmetros é obtido para as condições *STC* (*Standard Test Conditions*) caracterizadas por irradiância de 1000 W/m^2 e temperatura da célula de 25ºC.

Tabela 2.3: Características de interesse do painel fotovoltaico da instalação B

Variável elétrica	**Simbologia**	**Valor**
Potência Nominal	$P_{\text{máx}}$	175 Wp
Corrente no *MPP*	I_{MPP}	4,89 A
Tensão no *MPP*	V_{MPP}/U_{MPP}	35,8 V
Corrente em curto-circuito	I_{SC}	5,25 A
Tensão em circuito aberto	V_{OC}/U_{OC}	44,2 V
Coeficiente de temperatura: corrente	$\alpha(I_{SC})$	0,04%/K

Esta instalação tem implementado no seu sistema fotovoltaico um inversor *SMA Sunny Boy 3600 TL* que possui duas entradas com controladores *MPP* independentes, estando ambos os controladores estão habilitados para controlar duas *strings*.

Os inversores têm a funcionalidade de fazer leituras de determinadas variáveis e a sua designação está apresentada na Tabela 2.4.

O sistema fotovoltaico é composto por um inversor *SMA Sunny Boy 3600 TL* e duas *strings* ligadas em paralelo que são compostas por dez módulos fotovoltaicos. Dada esta opção de ligação elétrica, as duas *strings* estão conectadas a uma estrada do inversor e, por isso, o controlador *MPP A* efetua o controlo do ponto ótimo de funcionamento das duas *strings* em simultâneo. Para

Tabela 2.4: Designação das variáveis fornecidas pelos inversores na instalação B

Nome da variável	**Designação do inversor**
Tensão no controlador do *MPP* A	Upv-Ist
Corrente no controlador do *MPP* A	Ipv

além destes componentes, o sistema tem instalado o aparelho *MyGenBox* que é responsável por requisitar e guardar as variáveis de interesse aos inversores, para que o software *MyGen* possa efetuar a monitorização descrita na secção 2.1.1.

A disposição dos painéis na cobertura do edifício está representada na Figura 2.34.



Figura 2.34: Disposição dos painéis na instalação B
Fonte: *Google Earth*

Capítulo 3

Desenvolvimento de indicadores de desempenho

A criação de uma estrutura de cálculo capaz de modelizar o desempenho de instalações fotovoltaicas deve seguir uma metodologia sólida e concisa.

Neste capítulo é abordado o tratamento de dados efetuado e descrito o procedimento utilizado para determinar os indicadores de desempenho do sistema, desempenho meteorológico e desempenho das strings de um inversor através da análise das respetivas correntes. Do mesmo modo, é descrito o procedimento que permite analisar a evolução das tensões *DC* nos *MPP* do inversor ou nas *strings* do inversor (dependendo do tipo e modelo de inversor utilizado na instalação). Para finalizar é exposto o procedimento para obter a parametrização da sigmoide *PV* e é explicada a metodologia de análise adotada que permite a recolha de conclusões do estudo efetuado.

O *software* utilizado para a criação dos modelos é o *Excel*. Os exemplos apresentados correspondem aos valores obtidos na instalação A, em que o inversor utilizado foi o *SMA Sunny Tripower 17000TL*.

3.1 Tratamento de dados

Os dados analisados são fornecidos pelos inversores presentes nas instalações utilizadas. Estes são enviados para uma base de dados por intermédio de um aparelho, *MyGenBox*, que é responsável por solicitar os valores das variáveis de interesse ao inversor em múltiplos intervalos de tempo. Os dados que são recebidos estão organizados primeiro por inversor e posteriormente por variável. Assim, a cada valor está associada a sua variável e o inversor correspondente, para um dado instante temporal.

Para analisar os indicadores descritos é necessário que os dados estejam organizados de maneira a que seja fácil a sua utilização. Esta organização é feita por inversor, em que as suas variáveis são separadas e é verificado se as medições dos valores das variáveis ocorrem para os mesmos instantes temporais, ou seja, se são medições síncronas. Caso não ocorra sincronismo, as

medições feitas em instantes de tempo irregulares são eliminadas. Estes instantes temporais têm o seguinte formato: *dd-mm-aaaa hh:mm* (por exemplo: *13-12-2013 07:50*).

Um exemplo da organização conveniente final dos dados encontra-se representado na Tabela 3.1. Neste exemplo, as variáveis solicitadas foram as correntes nas strings (*A1.Ms.Amp*, *A2.Ms.Amp*, *A3.Ms.Amp*, *A4.Ms.Amp*, *A5.Ms.Amp* e *B1.Ms.Amp*) e as tensões totais por controlador *MPP* (*A.Ms.Vol* e *B.Ms.Vol*).

Tabela 3.1: Exemplo da organização final dos dados

Registo Temporal	A.Ms.Vol	A1.Ms.Amp	A2.Ms.Amp	A3.Ms.Amp	A4.Ms.Amp	A5.Ms.Amp	B.Ms.Vol	B1.Ms.Amp
13-12-2013 07:50	428,22	0,029	0,013	0,002	0,002	0,014	429,19	0,024
13-12-2013 07:56	364,48	0,034	0,051	0,066	0,066	0,014	353,48	0,082
13-12-2013 08:02	364,48	0,018	0,051	0,05	0,05	0,014	353,48	0,074
13-12-2013 08:08	383,24	0,05	0,083	0,098	0,082	0,014	371,92	0,107

3.2 Análise de correntes

Neste estudo das correntes de um inversor são analisados três indicadores: indicador de desempenho do sistema, indicador de desempenho meteorológico e o indicador de desempenho de cada uma das *strings*. A sua análise permite conhecer o desempenho do sistema consoante aspetos técnicos e meteorológicos. Através do seu estudo podem ser implementadas medidas de controlo que irão resultar num aumento da eficiência do painel e do sistema.

3.2.1 Indicador de desempenho do sistema

Uma instalação que seja perfeitamente orientada a sul, sem sombreamentos e com os painéis uniformemente orientados e limpos, deverá obter um desempenho de 100%. Assim, este indicador pode ser melhorado através de modificações na instalação. A referência utilizada para o cálculo deste desempenho é a corrente máxima em dia claro ajustada no plano do painel.

O fluxograma da Figura 3.1 sintetiza os passos a seguir para o cálculo do indicador de desempenho do sistema que permite observar o desempenho do sistema da forma como o equipamento foi dimensionado.

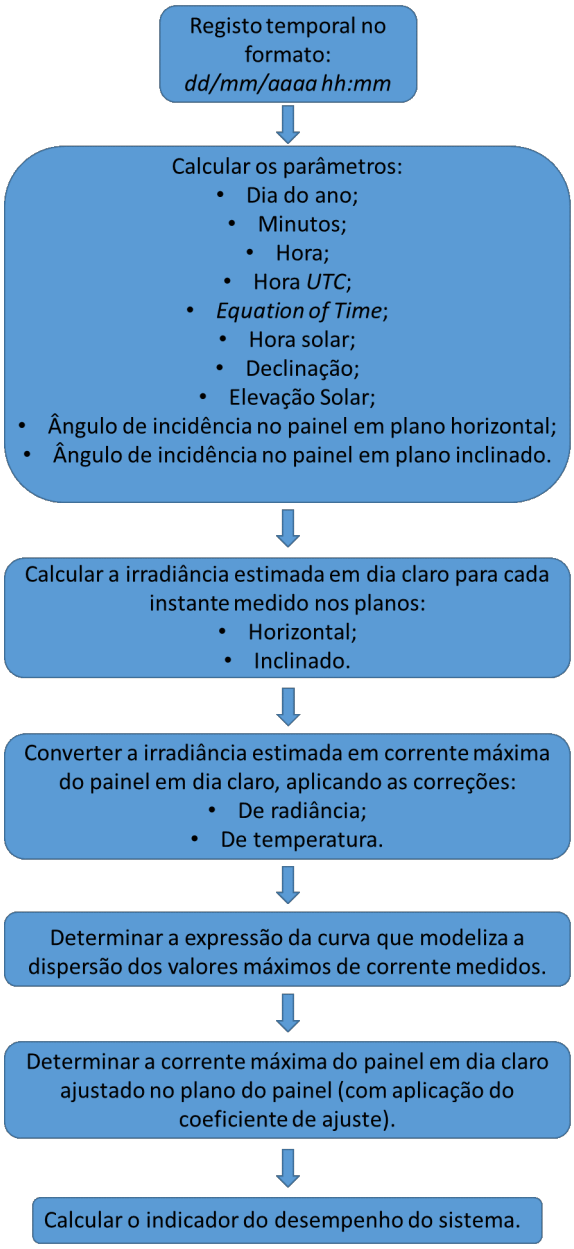


Figura 3.1: Procedimento para obtenção do indicador de desempenho do sistema

Para determinar o valor deste indicador é necessário calcular, a partir dos valores do registo temporal, latitude, longitude e inclinação, os parâmetros que se passam a descrever. A sua descrição é acompanhada de um exemplo, sendo apresentados os resultados dos cálculos efetuados no final de cada passo.

1º Com o registo temporal no formato *dd-mm-aaaa hh:mm*, através das fórmulas do *Excel*, os valores de latitude, longitude e inclinação dos painéis, determinar:

- dia do ano:

$$dia_{ano} = DIAS360(data_inicial; data_final) \tag{3.1}$$

- minutos:

$$min = MINUTO(núm_série) \tag{3.2}$$

- hora:

$$h = HORA(núm_série) \tag{3.3}$$

- *Universal Time Coordinated*:

$$h_{UTC} = \frac{h + min}{60} \tag{3.4}$$

- *Equation of time*:

$$ET = \frac{9,87\sin 2\beta - 7,53\cos\beta - 1,5\sin\beta}{60} \tag{3.5}$$

em que

$$\beta = \frac{360(dia_{ano} - 81)}{364}\frac{\pi}{180} \tag{3.6}$$

- hora solar:

$$h_{solar} = h_{UTC} + ET - \frac{\lambda}{15} \tag{3.7}$$

em que é a λ é o valor da longitude;

- declinação:

$$\partial = 23,45\sin 2\pi\frac{284 + dia_{ano}}{365} \tag{3.8}$$

- elevação solar:

$$\gamma_s = \left[90 - \left(\frac{180}{\pi}\arccos\left(\sin\frac{\partial\pi}{180}\sin\frac{\phi\pi}{180} + \cos\frac{\partial\pi}{180}\cos\frac{\phi\pi}{180}\cos\frac{(h_{solar} - 12)15\pi}{180}\right)\right)\right] \tag{3.9}$$

em que ϕ é a latitude. Se o valor final obtido for negativo então deve ser considerado como nulo;

- ângulo de incidência no painel em plano horizontal:

$$\measuredangle_{iph} = \frac{180}{\pi}\arccos\left(\sin\frac{\partial\pi}{180}\sin\frac{\phi - \measuredangle_h}{180} + \cos\frac{\partial\pi}{180}\cos\frac{\phi - \measuredangle_h}{180}\cos\frac{(h_{solar} - 12)15\pi}{180}\right) \tag{3.10}$$

em que $\measuredangle_h$ representa o ângulo do plano horizontal do painel;

- ângulo de incidência no painel em plano inclinado:

$$\measuredangle_{ipi} = \frac{180}{\pi}\arccos\left(\sin\frac{\partial\pi}{180}\sin\frac{\phi - \measuredangle_i}{180} + \cos\frac{\partial\pi}{180}\cos\frac{\phi - \measuredangle_i}{180}\cos\frac{(h_{solar} - 12)15\pi}{180}\right) \tag{3.11}$$

em que o parâmetro $\measuredangle_i$ corresponde ao ângulo de inclinação dos painéis.

Tabela 3.2: Exemplo de resultados para os parâmetros calculados

Registo Temporal	Dia do ano	Mês	hora UTC	minutos
13-12-2013 07:50	342	12	7,83	50
13-12-2013 07:56	342	12	7,93	56
13-12-2013 08:02	342	12	8,03	2
13-12-2013 08:08	342	12	8,13	8

Registo Temporal	Beta	ET	Hora solar	Declinação (º)	Elevação solar (º)
13-12-2013 07:50	4,505251	0,1164916	7,3876027	-22,88744741	0
13-12-2013 07:56	4,505251	0,1164916	7,4876027	-22,88744741	0,296968519
13-12-2013 08:02	4,505251	0,1164916	7,5876027	-22,88744741	1,250765626
13-12-2013 08:08	4,505251	0,1164916	7,6876027	-22,88744741	2,193944745

Registo Temporal	Ângulo de incidência no painel (horizontal)	Ângulo de incidência no painel (inclinado)
13-12-2013 07:50	90,6670501	78,21540722
13-12-2013 07:56	89,70303148	76,95299992
13-12-2013 08:02	88,74923437	75,69771103
13-12-2013 08:08	87,80605525	74,44991531

2º Determinação da irradiância estimada em dia claro para cada instante medido:

- irradiância em plano horizontal:

$$I_0 \text{ em plano horizontal} = 1353\left[1+0,033\cos\left(2\phi\frac{dia_{ano}}{365}\right)\right]cos\left(\measuredangle_{iph}\frac{\phi}{180}\right) \tag{3.12}$$

- irradiância em plano inclinado:

$$I_0 \text{ em plano inclinado} = 1353\left[1+0,033\cos\left(2\phi\frac{dia_{ano}}{365}\right)\right]cos\left(\measuredangle_{ipi}\frac{\phi}{180}\right) \tag{3.13}$$

Tabela 3.3: Exemplo de resultados para parâmetros de irradiância calculados

Registo Temporal	I_o em plano horizontal	I_o em plano inclinado
13-12-2013 07:50	0	0
13-12-2013 07:56	0	0
13-12-2013 08:02	0	0
13-12-2013 08:08	53,37285296	373,7566482

3º Conversão da irradiância estimada em dia claro em corrente máxima do painel em dia claro. Para calcular a corrente deve-se utilizar duas correções:

- a correção da radiância:

$$\frac{I_0 \quad \text{em plano inclinado}}{1000} \times I_{SC,STC} \tag{3.14}$$

em que $I_{SC,STC} = 7,83A$ e representa a corrente de curto-circuito nas condições *STC*;

- a correção da temperatura:

$$\text{correção radiância} + \frac{\alpha(I_{SC})}{100} \times \text{correção radiância} \times (Temp - 25) \tag{3.15}$$

em que $\alpha(I_{SC}) = 0,06$ e $Temp$ representa a temperatura em graus Celsius.

Em qualquer situação, a partir da aplicação destas correções podemos verificar que a corrente diminui com a diminuição da temperatura. Os valores de $\alpha(I_{SC})$ e I_{SC} devem ser ajustados dependendo do painel utilizado conforme indicado nas Tabelas 2.1 e 2.3.

Tabela 3.4: Exemplo de resultados dos parâmetros de corrente calculados

	I_{MPP} - 1000	$\alpha(I_{SC})$
	7,83	0,06
Registo Temporal	**I(A) máxima dia claro (correção radiancia)**	**I(A) máxima dia claro (correção temperatura)**
13-12-2013 07:50	0	0
13-12-2013 07:56	0	0
13-12-2013 08:02	0	0
13-12-2013 08:08	2,926514555	2,903898451

4º Determinação da expressão que modeliza a dispersão dos valores máximos de corrente medidos (curva-modelo) a partir dos valores medidos pelo inversor das correntes nas *strings*:

- dos valores reais medidos nas *strings*, considerar apenas os valores máximos de corrente no inversor, para cada instante registado;
- obter o gráfico de dispersão dos valores máximos de corrente registados e guardar os valores máximos de cada hora solar (excluindo valores irrealistas) - ver Tabela 3.5;
- a partir destes valores, com o auxílio das funcionalidades do *Excel*, determinar a expressão da curva de quarto grau que se ajusta a essa dispersão. Esta expressão modeliza a corrente máxima de céu limpo do sistema (Figura 3.2).

Refira-se que se o valor de corrente máxima do painel em dia claro, após as correções de radiância e temperatura, for nulo então o valor da corrente máxima de céu limpo do sistema é também nulo (Tabela 3.6).

No gráfico da Figura 3.3 encontra-se representada, a vermelho, a dispersão de valores máximos reais de corrente medidos nas *strings* e, a azul, a curva que modeliza a corrente máxima de céu limpo do sistema.

Neste exemplo, a corrente máxima de céu limpo do sistema é dada pela expressão:

$$I(A) = 0,005218 \times h_{solar}^4 - 0,247613 \times h_{solar}^3 + 3,986071 \times h_{solar}^2 - 24,879798 \times h_{solar} + 52,571161 \tag{3.16}$$

em que h_{solar} representa a hora solar. De notar que a expressão que modeliza este parâmetro nunca é igual em todos os modelos, pois as correntes registadas nas *strings* não são iguais em todos os inversores para o mesmo instante de tempo.

Tabela 3.5: Valores máximos de corrente registados para cada hora solar

Hora Solar	I(A) $_{maxima\ real}$
6	0,029
7	1,241
8	3,501
9	5,397
10	6,721
11	7,653
12	8,462
13	7,907
14	6,653
15	4,939
16	2,431
17	0,653
18	0,049

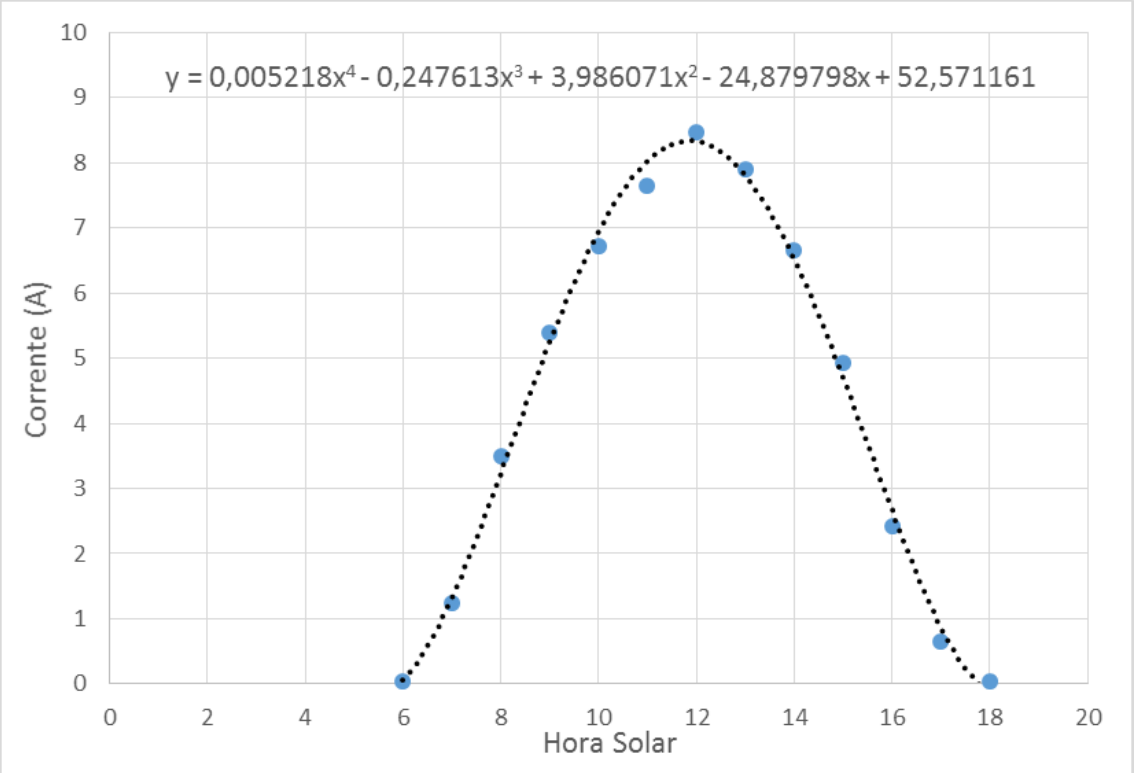


Figura 3.2: Gráfico da curva que modeliza a corrente máxima de céu limpo do sistema

Tabela 3.6: Exemplo de resultados para a corrente de céu limpo do sistema

Registo Temporal	I(A) de céu limpo do sistema
13-12-2013 07:50	0
13-12-2013 07:56	0
13-12-2013 08:02	0
13-12-2013 08:08	1,493520076

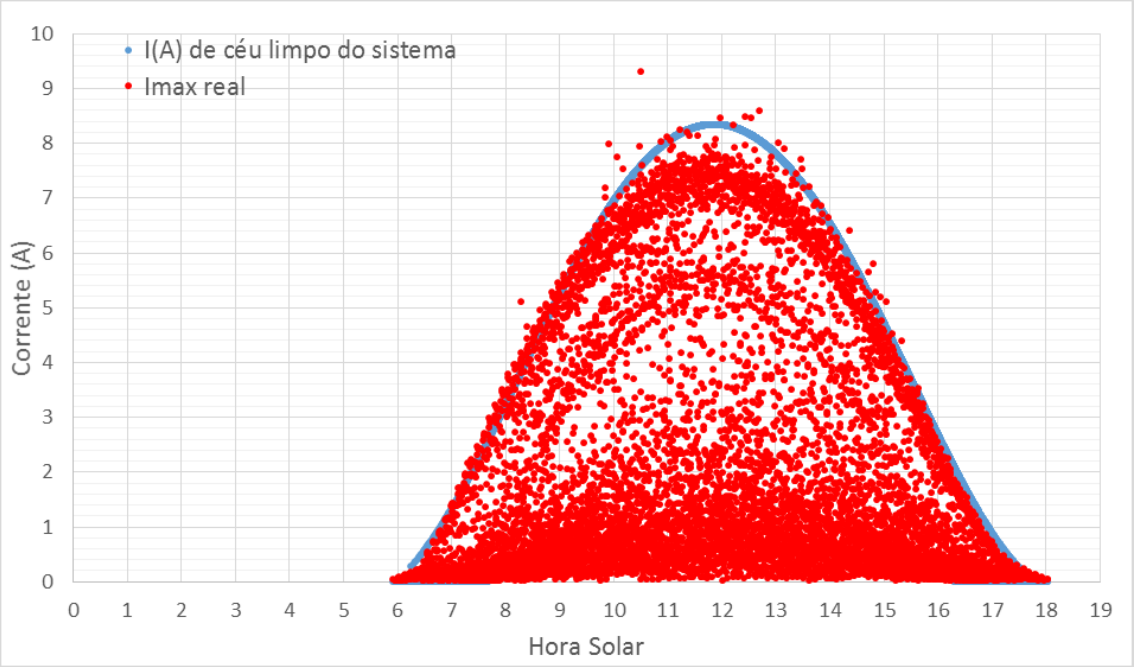


Figura 3.3: Gráfico de dispersão dos valores máximos reais de corrente medidos e respetiva curva-modelo

5º Determinar os valores da corrente máxima do painel em dia claro ajustados no plano do painel. Este valor obtém-se através da multiplicação do valor obtido para a corrente máxima em dia claro, com a correção da temperatura, por um coeficiente de ajuste criado no desenvolvimento desta dissertação. O objetivo deste coeficiente é ajustar a curva de dispersão obtida para a corrente máxima em dia claro, com a correção da temperatura, de modo a ajustar os valores de irradiância ao plano do painel, podendo assim aproximar os valores estimados para o máximo em dia claro à realidade do painel. A definição do valor deste coeficiente é feita através da observação visual do comportamento da corrente máxima em dia claro, com a correção da temperatura, quando sujeito à aplicação deste.

Nas Figuras 3.4 e 3.5 apresenta-se dois exemplos de aplicação de valores diferentes para o coeficiente de ajuste.

A situação apresentada na Figura 3.5 é irrealista. Os valores de céu limpo do sistema não podem ser superiores aos valores máximos para dia claro, pois os valores de céu limpo do sis-

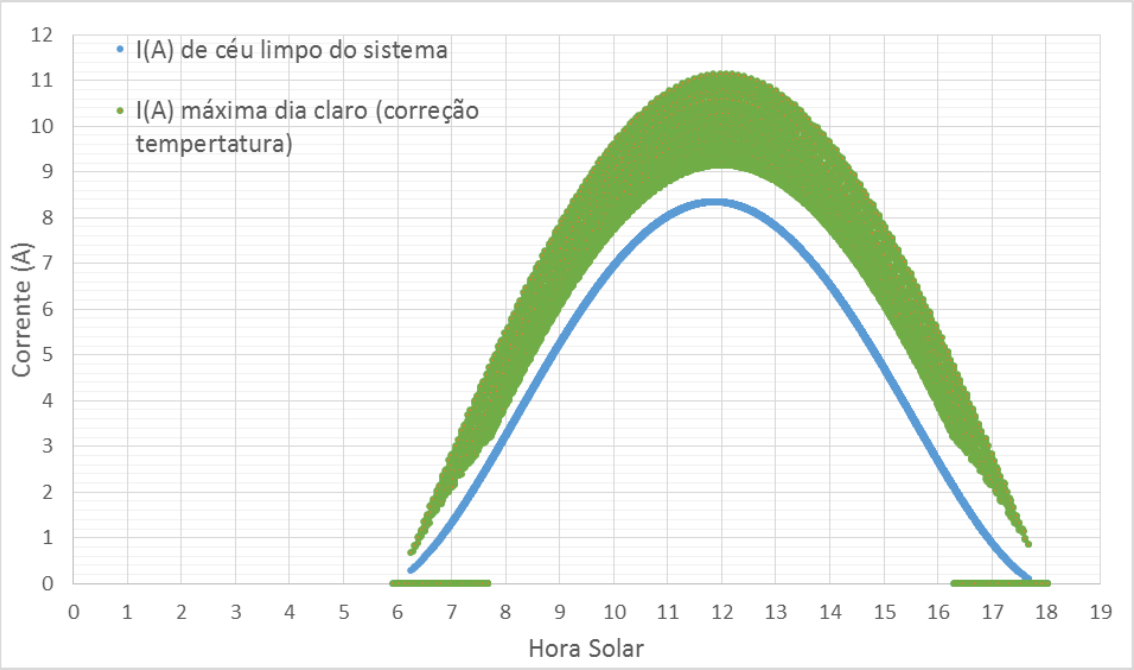


Figura 3.4: Representação da corrente máxima em dia claro com coeficiente de ajuste de 1,1

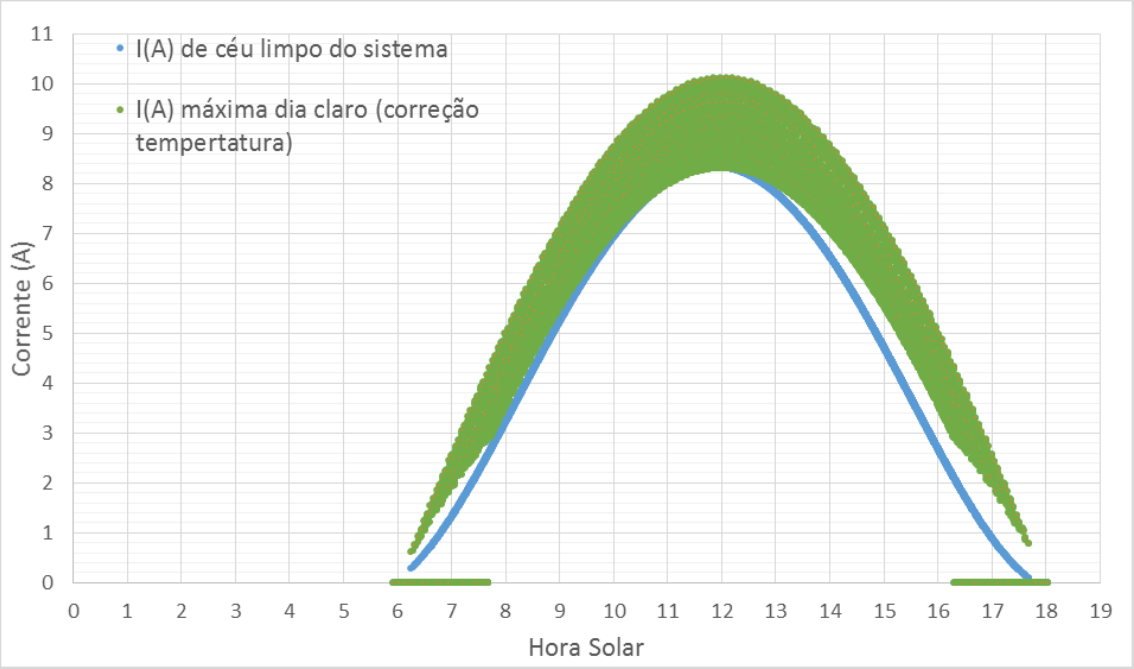


Figura 3.5: Representação da corrente máxima em dia claro com coeficiente de ajuste de 1

tema são os valores máximos de corrente registado nas *strings*. Estes, não podem ser superiores aos valores que se estima obter em plano ótimo do painel, motivo pelo qual deve ser utilizado o coeficiente de ajuste.

6º Cálculo do indicador de desempenho do sistema. Após obter os valores de corrente máxima de céu limpo do sistema e de corrente máxima do painel em dia claro, deve-se proceder ao cálculo do indicador de desempenho do sistema. A expressão que dá o valor, em percentagem, deste indicador é dada por:

$$ID_{sistema} = \frac{\sum \text{corrente máxima observada para céu limpo do sistema}}{\sum \text{corrente máxima teórica em dia claro ajustado ao plano do painel}} \times 100\% \quad (3.17)$$

Para o exemplo dado o desempenho obtido foi 78,43%.

3.2.2 Indicador de desempenho meteorológico

Este indicador representa, para o período em análise, a relação entre a produção real com a meteorologia registada, relativamente a uma hipotética produção do sistema com céu limpo para as mesma condições. É um indicador que pretende ser independente do desempenho do sistema e apenas dá indicação sobre a condição meteorológica para produção nesse mesmo sistema a operar nas suas melhores condições - os valores de referência utilizados foram os valores estimados das correntes máximas de céu limpo do sistema. Pode ser utilizado para determinar o desempenho meteorológico em períodos diários ou, no máximo, mensais. Na Figura 3.6 é apresentado o fluxograma que sintetiza a sequência de operações necessárias ao cálculo do indicador de desempenho meteorológico.

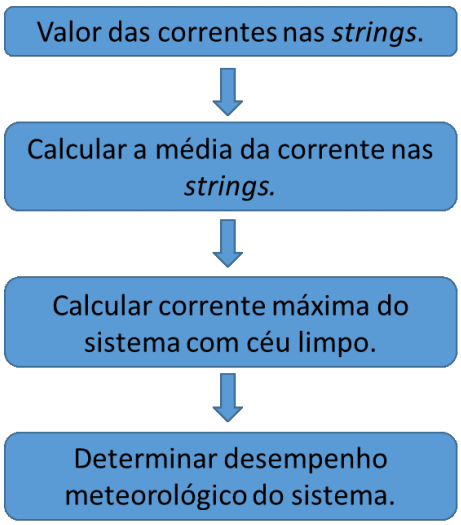


Figura 3.6: Procedimento para obtenção do indicador de desempenho meteorológico

O procedimento adotado para obter o indicador de desempenho meteorológico segue os seguintes passos:

1º A partir dos valores medidos para cada *string* do inversor, calcular a média aritmética das correntes das *strings*.

2º Calcula-se o quociente entre o somatório das médias das correntes medidas e os valores estimados das correntes máximas de céu limpo do sistema. Este quociente representa o indicador de desempenho meteorológico que deve ser apresentado em valor percentual:

$$ID_{\text{meteorológico}} = \frac{\sum \text{média das correntes medidas}}{\sum \text{corrente máxima de céu limpo do sistema}} \times 100\% \qquad (3.18)$$

No exemplo da Tabela 3.7 apenas se utilizaram os valores das *strings* 1, 2, 3 e 4 do controlador *MPP* A e a *string* 1 do controlador *MPP* B, pois não existem painéis ligados à entrada 5 do controlador *MPP* A do inversor, ainda que se registem valores residuais de corrente nessa entrada do inversor.

Tabela 3.7: Exemplo de valores de corrente por *string* e respetivo máximo, e valor do índice de desempenho meteorológico do sistema

Registo Temporal	A1.Ms.Amp	A2.Ms.Amp	A3.Ms.Amp	A4.Ms.Amp	A5.Ms.Amp	B1.Ms.Amp	I_{max} real
13-12-2013 07:50	0,029	0,013	0,002	0,002	0,014	0,024	0,029
13-12-2013 07:56	0,034	0,051	0,066	0,066	0,014	0,082	0,082
13-12-2013 08:02	0,018	0,051	0,05	0,05	0,014	0,074	0,074
13-12-2013 08:08	0,05	0,083	0,098	0,082	0,014	0,107	0,107

No gráfico da Figura 3.7 estão representadas as curvas de dispersão da corrente máxima real registada, a vermelho, e da corrente de céu limpo do sistema prevista, a azul, para o dia em análise. Pode-se observar que a gama de valores registados é significativamente inferior à gama de valores previstos para céu limpo de sistema. O resultado do indicador de desempenho meteorológico foi de 10,48%, pelo que se pode afirmar que, devido às condições climatéricas verificadas, a produção de energia do sistema fotovoltaico foi significativamente inferior à esperada nas condições de céu limpo previstas.

O gráfico da Figura 3.8 apresenta as curvas de dispersão da corrente máxima real registada, a vermelho, e da corrente de céu limpo do sistema prevista, a azul, para o dia em análise. Neste caso, os valores registados de corrente máxima são bastante próximos dos valores previstos calculados da corrente de céu limpo. O valor do indicador de desempenho meteorológico foi de 85,56%, pelo que se pode concluir que a produção registada com a meteorologia do dia foi relativamente próxima da produção hipotética do sistema em dia claro para as mesmas condições.

3.2.3 Indicador de desempenho das *strings*

Este indicador reflete o desempenho agregado da *string* e resulta do quociente entre a corrente na *string* e o valor máximo da corrente nas *strings*. O indicador de desempenho das *strings* permite detetar o funcionamento anómalo da *string* que se traduz por uma análise instantânea efetuada com medidas síncronas dentro do mesmo inversor. O valor esperado para este indicador é próximo de 100%, embora para valores muito baixos de irradiância se possa verificar elevadas diferenças percentuais, pelo que este indicador deve ser pesado pela corrente.

O procedimento a seguir para obter o valor deste indicador apresenta quatro passos (ver fluxograma da Figura 3.9), que são exemplificados na Tabela 3.8.

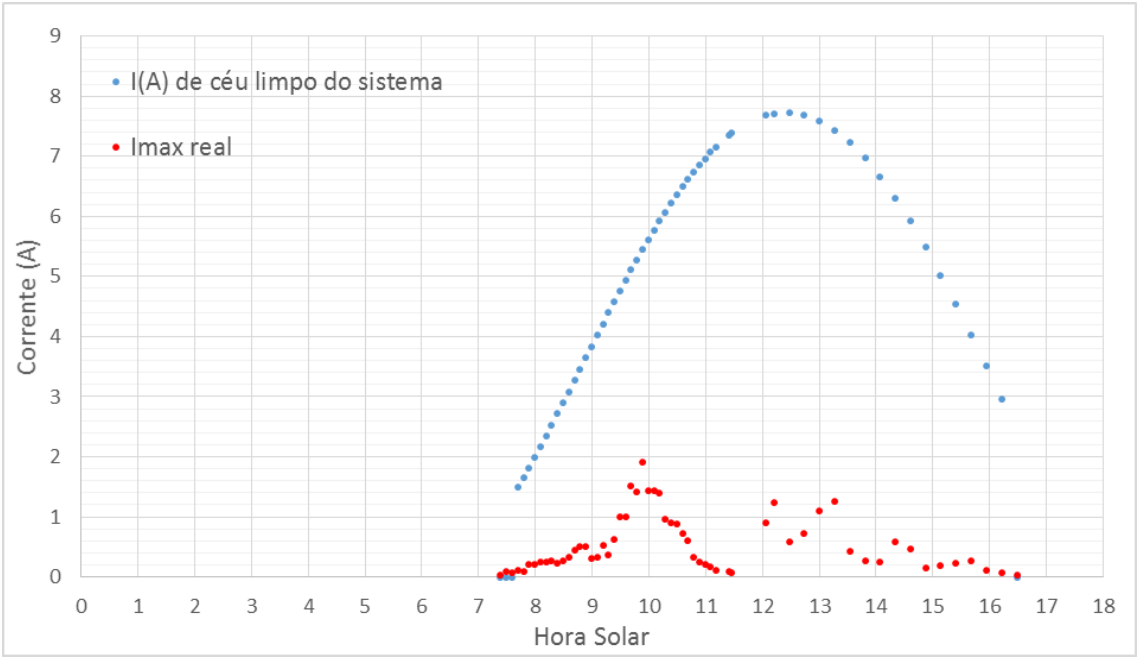


Figura 3.7: Gráfico das curvas de dispersão da corrente máxima das *strings* e da corrente de céu limpo do sistema do dia 13 de Dezembro de 2013

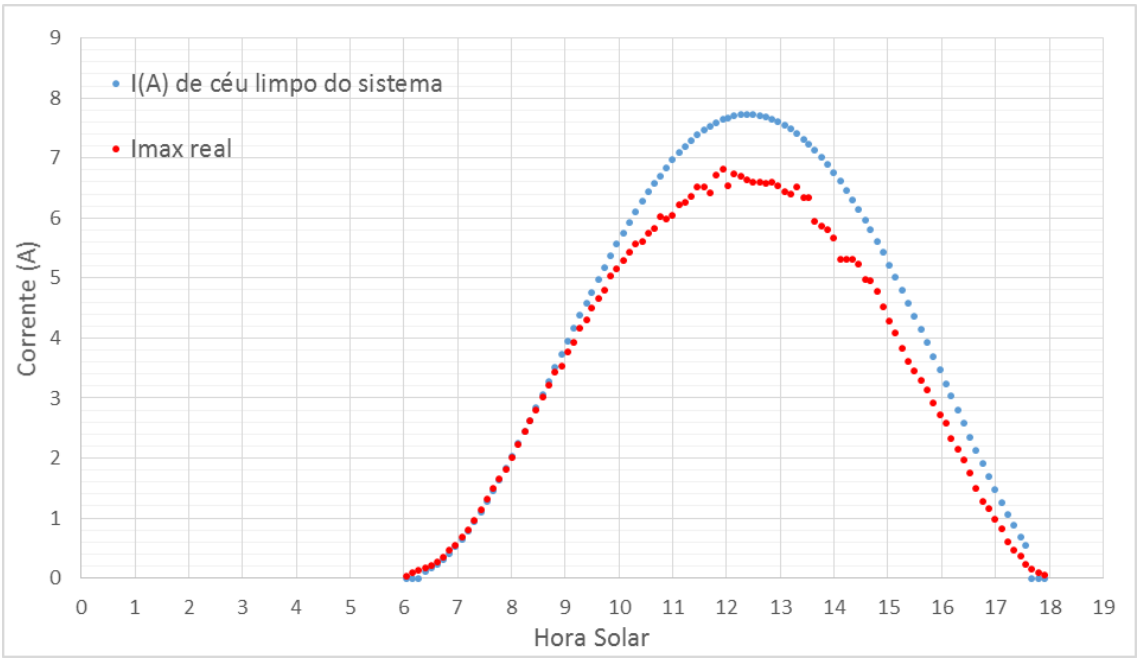


Figura 3.8: Gráfico das curvas de dispersão da corrente máxima das *strings* e da corrente de céu limpo do sistema do dia 15 de Março de 2014

1º Identificar o valor máximo registado nas *strings* para cada registo temporal;

2º Calcular, para cada registo temporal, o valor percentual do desempenho instantâneo da

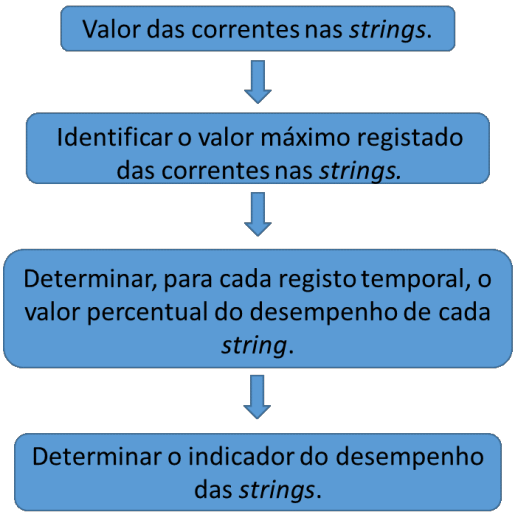


Figura 3.9: Procedimento para obtenção do indicador de desempenho das *strings*

string em causa, através do quociente entre o valor medido nessa *string* e o valor máximo medido em todas as *strings* do inversor:

$$desemp_{inst} = \frac{\text{Valor real medido na } string}{\text{Valor máximo medido no inversor}} \times 100\% \tag{3.19}$$

3º Obtendo o desempenho instantâneo procede-se ao cálculo agregado do valor do indicador através da expressão:

$$ID_{string} = \frac{\sum_{i=1}^{n} \text{corrente na } string \times desemp_{inst_i}}{\sum_{i=1}^{n} \text{corrente na } string_i} \tag{3.20}$$

Tabela 3.8: Exemplo de identificação do valor máximo registado nas *strings*, cálculo do valor percentual do desempenho em cada *string* e valores dos indicadores do desempenho das *strings*

Registo Temporal	A1.Ms.Amp	A2.Ms.Amp	A3.Ms.Amp	A4.Ms.Amp	A5.Ms.Amp	B1.Ms.Amp	I_{max} real
13-12-2013 07:50	0,029	0,013	0,002	0,002	0,014	0,024	0,029
13-12-2013 07:56	0,034	0,051	0,066	0,066	0,014	0,082	0,082
13-12-2013 08:02	0,018	0,051	0,05	0,05	0,014	0,074	0,074
13-12-2013 08:08	0,05	0,083	0,098	0,082	0,014	0,107	0,107

	Desempenho agregado das *strings*					
	98,64%	96,97%	96,11%	95,89%	3,32%	97,07%
Registo Temporal	**A1.Ms.Amp**	**A2.Ms.Amp**	**A3.Ms.Amp**	**A4.Ms.Amp**	**A5.Ms.Amp**	**B1.Ms.Amp**
13-12-2013 07:50	100,00%	44,83%	6,90%	6,90%	48,28%	82,76%
13-12-2013 07:56	41,46%	62,20%	80,49%	80,49%	17,07%	100,00%
13-12-2013 08:02	24,32%	68,92%	67,57%	67,57%	18,92%	100,00%
13-12-2013 08:08	46,73%	77,57%	91,59%	76,64%	13,08%	100,00%

3.3 Análise de tensões *DC*

A medida de tensão é importante para a verificação de anomalias em painéis. A sua análise permite saber se existem painéis fora de serviço, problemas nas *strings* de um mesmo controlador *MPP* ou problemas no controlo do *MPP*. Através do controlo da tensão *DC* é possível evitar danos imediatos e progressivos nos painéis, nas *strings* e nos inversores. Alguns destes indicadores de tensão requerem uma análise instantânea e sincronizada e que pode só ser realizada em controladores *MPP* do mesmo inversor.

Nesta secção descreve-se o procedimento para efetuar as duas análises instantâneas – dispersão e evolução temporal dos valores de tensão *DC* – e o procedimento de análise para o estudo dos resultados. Dependendo do tipo de inversor utilizado na instalação, a análise pode incidir nos valores de tensão dos controladores *MPP* do inversor ou nos valores de tensão das *strings* do inversor.

3.3.1 Análise da dispersão dos valores medidos da tensão *DC*

A primeira análise a efetuar é feito um gráfico de dispersão dos valores medidos para a tensão *DC* (Figura 3.10). Posteriormente obtém-se a linha de tendência linear dessa mesma dispersão e verifica-se se existem valores irrealistas – bastante afastados da linha de tendência linear com inclinação unitária.

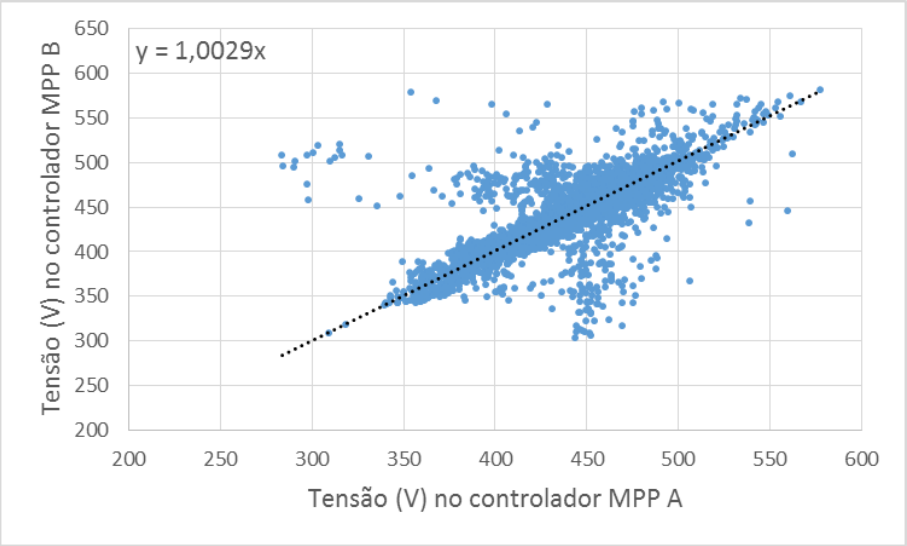


Figura 3.10: Exemplo de gráfico de dispersão dos valores medidos, representação e expressão da linha de tendência linear

A partir do gráfico pode-se verificar o desempenho dos controladores *MPP* ou das *strings* (dependendo do tipo de inversor que se utiliza na instalação), uma vez que as medições são efetuadas no mesmo instante. Isto é, como as medições são efetuadas no mesmo instante temporal é esperado que o valor medido num mesmo instante no controlador *MPP* A seja muito próximo do valor

medido no controlador *MPP* B. Desta proximidade resulta que a dispersão dos valores medidos apresente uma reta de tendência com declive muito próximo de 1. O resultado ideal seria o declive unitário, uma vez que indicaria que, em todos os instantes temporais, as medições do controlador *MPP* A seriam iguais às medições do controlador *MPP* B, o que resultaria em desempenhos iguais nos dois controladores.

O fluxograma da Figura 3.11 indica os passos a seguir para a análise descrita.

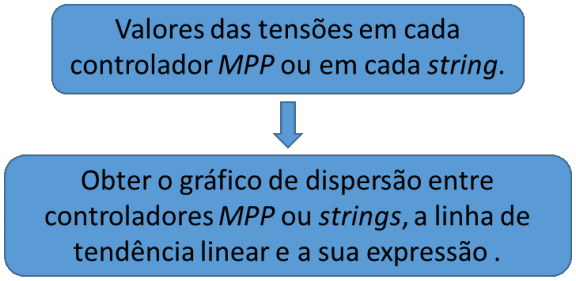


Figura 3.11: Procedimento da análise de dispersão dos valores medidos de tensão *DC*

3.3.2 Análise da evolução temporal dos valores medidos da tensão *DC*

Nesta análise é feito um gráfico de dispersão que reflete a evolução temporal dos valores medidos para a tensão *DC*. A seguir verifica-se a existência de variações entre os controladores *MPP* ou entre as *strings* em análise.

O gráfico da Figura 3.12 representa apenas uma parcela do espaço temporal analisado (17, 18 e 19 de Março). Através da sua observação pode-se identificar facilmente as mudanças de dia, pois – e apesar de apenas ser considerado o horário das 7h às 17h – existe uma quebra da tensão nos controladores *MPP*. Pode-se também verificar que as tensões são sempre muito próximas, validando a análise de dispersão dos valores registados. Caso se verificassem variações muito bruscas entre os controladores *MPP*, dentro do período diário das 7h às 17h, estaríamos na presença de uma anomalia, que podia ter como justificação: a ausência de um ou mais painéis em funcionamento (se a diferença fosse múltipla da tensão nominal do painel); a existência de sujidade; e, a situação de sombreamento nos painéis (se se verificar que a tensão num controlador *MPP* é constantemente inferior à tensão no outro controlador *MPP*). Neste exemplo apresentado observa-se a existência de uma sombra usual no final dos dias. Esta sombra afeta a *string* ligada ao controlador *MPP* B pois constata-se que a tensão deste é inferior à tensão registada no controlador *MPP* A.

O fluxograma da Figura 3.13 indica os passos a seguir para a análise descrita.

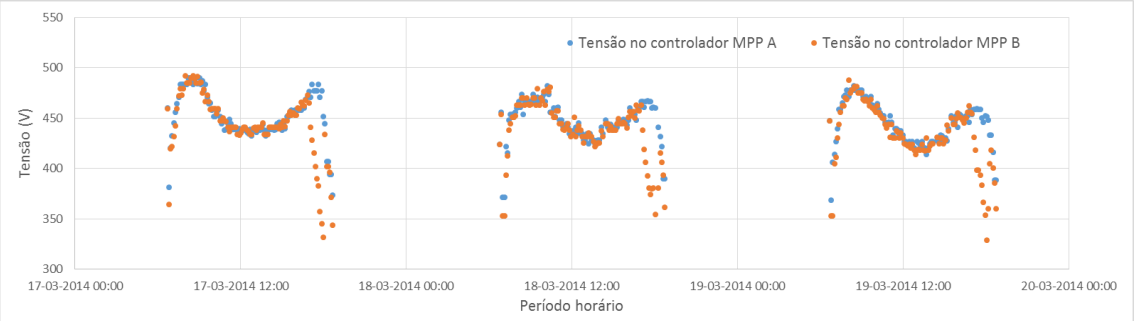


Figura 3.12: Exemplo de gráfico da evolução temporal das tensões *DC*

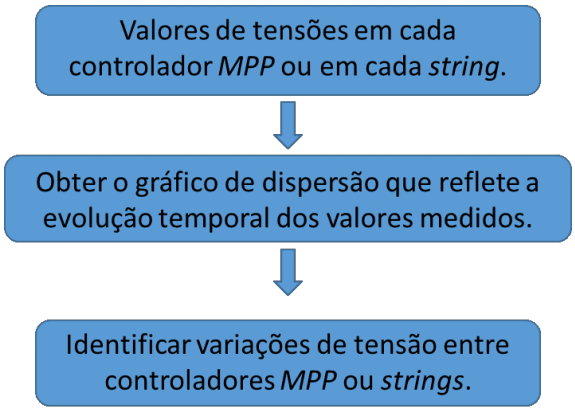


Figura 3.13: Procedimento de análise da evolução temporal das tensões *DC*

3.4 Análise da sigmoide da característica PV

Observando o ponto de operação ótimo do controlador *MPP* verifica-se que a tensão desce muito suavemente com a corrente quando esta é média ou elevada e que sobe com a corrente quando esta é muito baixa e próxima de zero (ver na Figura 3.14 o gráfico da direita). Esta função pode ser representada por uma meia sigmoide em que o valor máximo decresce linearmente com a corrente (irradiância).

A curva $U(I)$ apresentada a azul no gráfico da esquerda da Figura 3.14 representa a meia sigmoide que corresponde à característica fotovoltaica e que é determinada através da expressão, criada pelo autor no âmbito desta dissertação:

$$U(I) = U_{min} + \frac{(U_{max} - v \times I) - U_{min}}{1 + \exp(-8 \times \frac{I}{I_r})} \tag{3.21}$$

em que U é a tensão do controlador *MPP* e I é a corrente máxima das *strings* do inversor. As restantes variáveis correspondem a parâmetros: U_{max} e U_{min} são valores próximos das tensões máximas e mínimas observadas no controlo do *MPP*, v é a taxa de decaimento da tensão com a corrente e I_r é o valor de corrente onde se obtém o valor máximo.

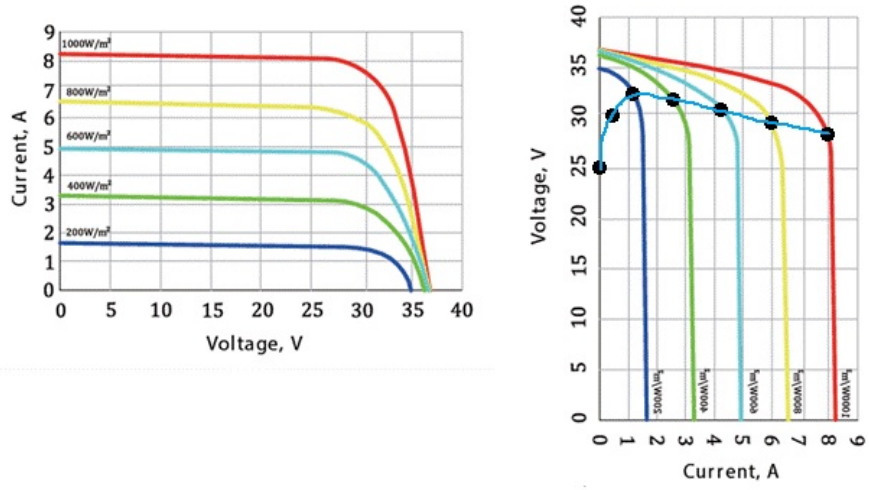


Figura 3.14: Comportamento da tensão e da corrente em diferentes condições de irradiância (gráfico da esquerda) e representação da meia sigmoide da característica fotovoltaica (gráfico da direita)

O fluxograma da Figura 3.15 sintetiza o método de obtenção da sigmoide da característica *PV* e identificação de zonas de anomalia.

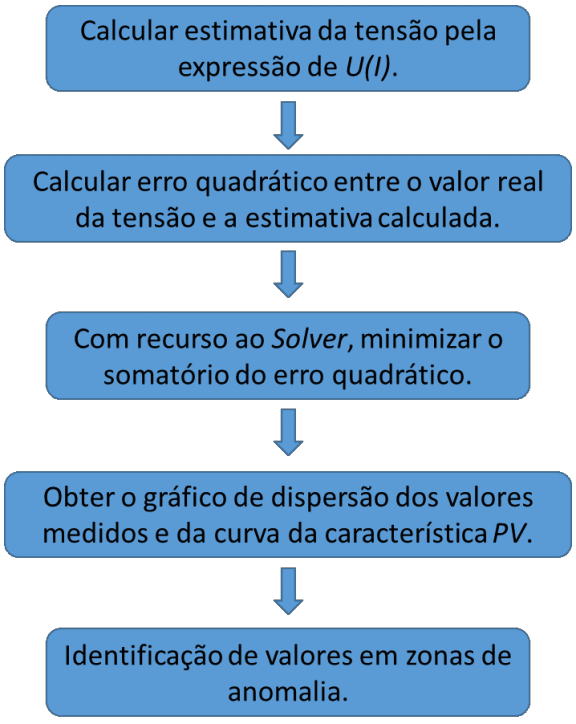


Figura 3.15: Procedimento de obtenção da sigmoide da característica *PV* e identificação de zonas de anomalia

Para se obter a curva da característica *PV* segue-se o seguinte procedimento:

- Calcula-se, para cada instante, o valor da estimativa da tensão com recurso à Equação 3.21, o erro quadrático entre o valor medido e o valor estimado da tensão (Equação 3.22) e o erro total quadrático (Equação 3.23);

$$erro_{instantneo} = (V_{real} - V_{estimado})^2 \tag{3.22}$$

$$erro_{total} = \sum (erro_{\text{instantâneo}})^2 \tag{3.23}$$

- Com recurso ao suplemento *Solver* do *Excel*, minimiza-se o erro total obtido através da alteração dos parâmetros U_{min}, U_{max}, v, I_r e I_c, em que I_c representa o ponto de intersecção da sigmoide com o eixo vertical;

- Obtém-se o gráfico de dispersão dos valores medidos da tensão em função da corrente e da curva $U(I)$. Se a curva $U(I)$ não acompanhar a dispersão dos valores medidos deve-se ajustar manualmente os parâmetros referidos no item anterior, para que tal suceda.

A análise do gráfico da Figura 3.16 permite detetar a ocorrência de anomalias, caso se observem valores reais nas zonas A e B identificadas no gráfico. O gráfico da Figura 3.10 representa um exemplo do gráfico de dispersão dos valores medidos da tensão em função da corrente e da curva *U(I)* para a instalação A.

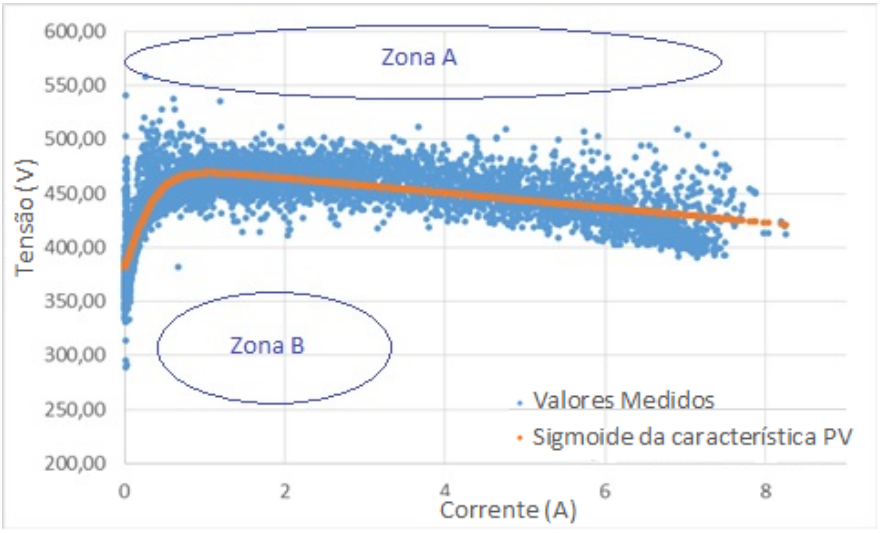


Figura 3.16: Identificação das zonas de anomalia A e B

A instalação em análise possui painéis *Mprime APLII 245W*. A tensão no controlador *MPP* é de 31,3 *V* pelo que, como a instalação possui strings com 16 módulos, a tensão máxima registada será de 500,8 *V* ($16 \times 31,3$). Por sua vez, a tensão em circuito aberto é de 37,4 *V* pelo que se

poderá registar uma tensão máxima de 598,4 V $(16 \times 37,4)$. Portanto a presença de medições na zona A pode resultar de má medição de dados por parte do inversor ou situações em que o inversor não se encontra ligado à rede, pois a tensão do sistema é próxima da tensão em circuito aberto. Por sua vez se existirem medições na zona B, estas podem representar: ausência de painéis em funcionamento, pelo que a variação da tensão poderá ser múltipla da tensão nominal do painel; situações de anomalia relativas à baixa impedância do lado da rede; situações em que o aquecimento das células dos módulos fotovoltaicos provoca um grande aumento de corrente e consequente diminuição de tensão; ou, problemas de má medição dos valores por parte do inversor, sendo por isso considerados valores irreais.

Em ambas as zonas, A e B, existe a possibilidade de as medições serem erradas. Para perceber se as medidas correspondem a anomalias ou a erros de medição é suficiente observar o padrão da dispersão: se se verificar uma persistência de valores nessas zonas então essas medições representam anomalias; se se verificarem medições esporádicas nessas zonas de anomalia então está-se perante erros de medição.

Relativamente à curva que modeliza a característica fotovoltaica $U(I)$, esta permite verificar o ponto de operação ótimo do controlador *MPP* para diferentes correntes. Verifica-se, como esperado, que a tensão decresce lentamente para valores médios ou elevados de corrente e que a tensão aumenta rapidamente para valores baixos ou próximos de zero da corrente.

Capítulo 4

Aplicação dos indicadores desenvolvidos

Após a recolha e organização dos dados de cada uma das instalações referidas realizou-se o desenvolvimento prático da metodologia descrita. Uma vez concluídos os procedimentos expostos no Capítulo 3, para cada componente em estudo de cada sistema fotovoltaico, procedeu-se à sua aplicação com o objetivo de interpretar o desempenho obtido nos sistemas estudados.

A instalação A é composta por quinze inversores, tendo-se construído o mesmo número de modelos. Neste capítulo analisam-se os resultados obtidos para os valores de corrente e tensão das *strings* e dos inversores da instalação A. A instalação B é composta apenas por um inversor, portanto a análise recairá sobre o desempenho das *strings* que constituem o sistema.

4.1 Instalação A

4.1.1 Análise de correntes

Nesta subsecção analisar-se-á os indicadores de desempenho do sistema, meteorológico e das *strings*, para a instalação A.

4.1.1.1 Análise do indicador de desempenho do sistema

No sistema fotovoltaico montado na instalação A obtiveram-se, para o indicador de desempenho do sistema (desenvolvido na subsecção 3.2.1), valores percentuais diferentes em cada inversor (Tabela 4.1) com média de 78,48% e desvio padrão de 4,48%. A partir destes resultados pode-se afirmar que, em geral, a instalação apresentou um indicador de desempenho próximo dos 80% (valor de referência), o que representa um bom valor para este indicador. Caso os valores deste indicador se afastarem significativamente de 80%, a instalação necessita de manutenção urgente, pois será um sinal de que os seus componentes podem apresentar irregularidades (justificando-se a manutenção corretiva) e/ou que será necessário a limpeza da instalação (manutenção preventiva).

Da análise da Tabela 4.1 pode-se constatar que o inversor 4 apresentou um valor para este indicador significativamente inferior a 80% e à média (78,48%), o que aponta para a necessidade de análise dos seus componentes. Por sua vez, o inversor 8, ao apresentar um valor mais elevado para

este indicador, destaca-se como o inversor com melhor desempenho da instalação. Aliado a este indicador é possível efetuar uma análise que permita determinar se existem problemas que estejam relacionados com a montagem efetuada, problemas que podem justificar os valores obtidos.

Tabela 4.1: Valores obtidos do indicador de desempenho (instalação A)

Inversor	Indicador de Desempenho do Sistema (%)
1	78,35%
2	78,43%
3	79,78%
4	62,20%
5	81,48%
6	78,99%
7	79,39%
8	81,55%
9	78,60%
10	81,05%
11	80,40%
12	80,09%
13	79,67%
14	78,42%
15	78,77%

A partir do gráfico de dispersão que relaciona os valores da corrente de céu limpo do sistema e da corrente máxima de dia claro podemos retirar informação relativa à orientação e inclinação dos painéis.

O gráfico da Figura 4.1 apresenta a situação ocorrida no inversor 4. Verifica-se que o pico solar – momento de maior radiação solar incidente na superfície dos painéis – ocorre para as 12h, ou seja, o valor máximo da estimativa da corrente máxima em dia claro é verificado às 12h - como se pode observar na curva de dispersão a cor verde. Contudo, o valor máximo para a corrente de céu limpo do sistema – valores que são obtidos através dos máximos verificados pelas correntes reais do inversor – ocorre entre as 11h e as 12h – observável na curva a cor azul. Este desalinhamento verificado permite afirmar que a orientação e/ou inclinação dos painéis das *strings* deste inversor não é a desejada. Este fator pode representar o motivo pelo qual o inversor 4 apresenta o indicador de desempenho do sistema bastante inferior relativamente aos dos outros inversores. No entanto, o desalinhamento não é a principal razão para a redução do valor do indicador de desempenho, pois analisando os restantes inversores, estes também apresentam desalinhamento.

No gráfico da Figura 4.2 pode-se verificar que, no inversor 11, os picos solares da corrente máxima de dia claro (curva a cor verde) e da corrente de céu limpo do sistema (curva a cor azul) também não se encontram alinhados. Neste caso, o valor máximo da corrente de céu limpo do sistema ocorre entre as 12h e as 13h.

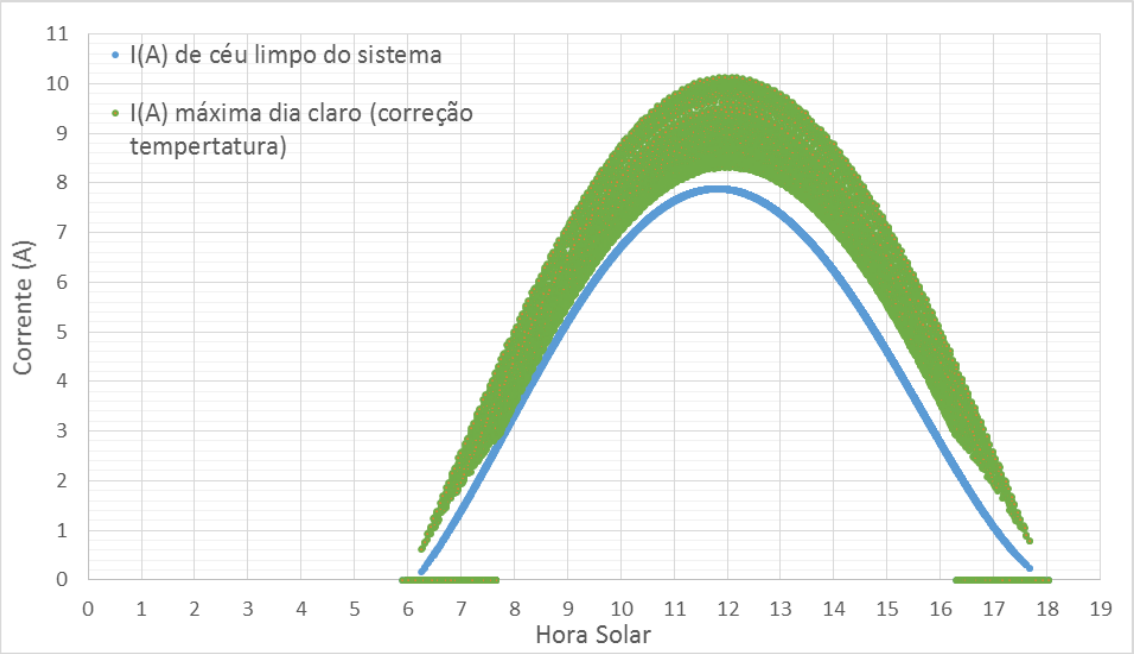


Figura 4.1: Gráfico de dispersão para o inversor 4 (instalação A)

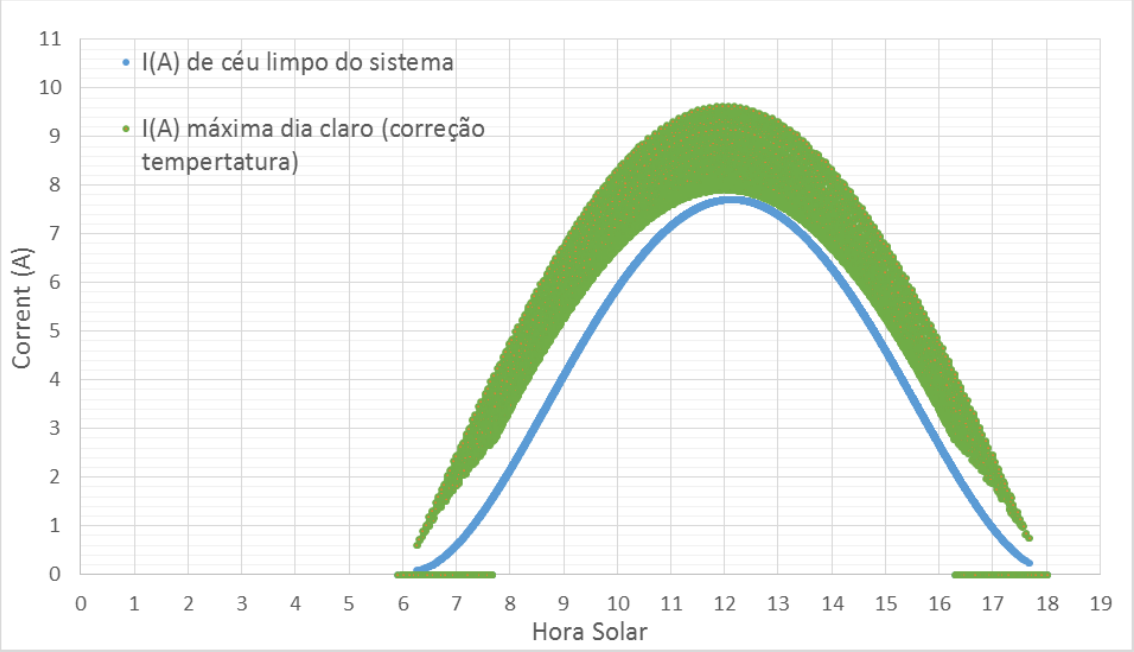


Figura 4.2: Gráfico de dispersão para o inversor 11 (instalação A)

Esta análise foi efetuada para todos os inversores da instalação e verificou-se que a variação do valor máximo da corrente de céu limpo do sistema relativamente à corrente máxima de dia claro, tanto ocorre antes como depois das 12h. Este incidente permite garantir que a orientação e/ou inclinação dos painéis das *strings* é diferente entre os inversores.

A justificação para estes resultados prende-se com o facto de a cobertura onde o sistema se encontra instalado ser irregular, apresentando características que obrigaram a que os painéis fossem instalados nos dois lados da cumeada (ver Figura 4.3). Portanto, as *strings* de cada inversor apresentam diferentes orientações e/ou inclinações entre si. Este detalhe de construção da cobertura do edifício leva a que o momento em que se verifica a maior quantidade de irradiação incidente na superfície dos painéis seja diferente de *string* para *string*. Este obstáculo é um dos responsáveis para que o indicador de desempenho do sistema não seja mais elevado. O fato de existir uma posição e/ou disposição para os painéis mais adequada relativamente à que se encontra instalada revela que a *performance* da instalação pode ser otimizada de modo a apresentar melhores resultados.



Figura 4.3: Disposição dos painéis na cobertura do edifício (instalação A)

Remetendo à Figura 4.4, onde é apresentada a disposição dos painéis da instalação A, pode-se constatar que existem diferentes disposições para as *strings* do sistema. Quando os painéis se encontram instalados nas zonas A e C, o gráfico de dispersão que relaciona a corrente máxima de dia claro e a corrente de céu limpo do sistema apresenta os seus picos solares desalinhados, ocorrendo o pico solar para corrente de céu limpo do sistema antes das 12h. Por sua vez, quando as strings estão instaladas nas zonas B e D verifica-se que a corrente de céu limpo do sistema apresenta o seu pico solar após as 12h.

Outra situação verificada nos esquemas de ligação das *strings* é a existência de *strings* que se encontram instaladas em diferentes zonas da cobertura ligadas ao mesmo inversor. Esta ocorrência leva a que o controlador *MPP* do inversor, à qual as *strings* estão conectadas, tenha de efetuar a deteção do ponto ótimo de funcionamento, tendo em conta *strings* com diferentes níveis de desempenho. Neste caso, o ponto ótimo detetado pelo controlador *MPP* não é o ponto ótimo

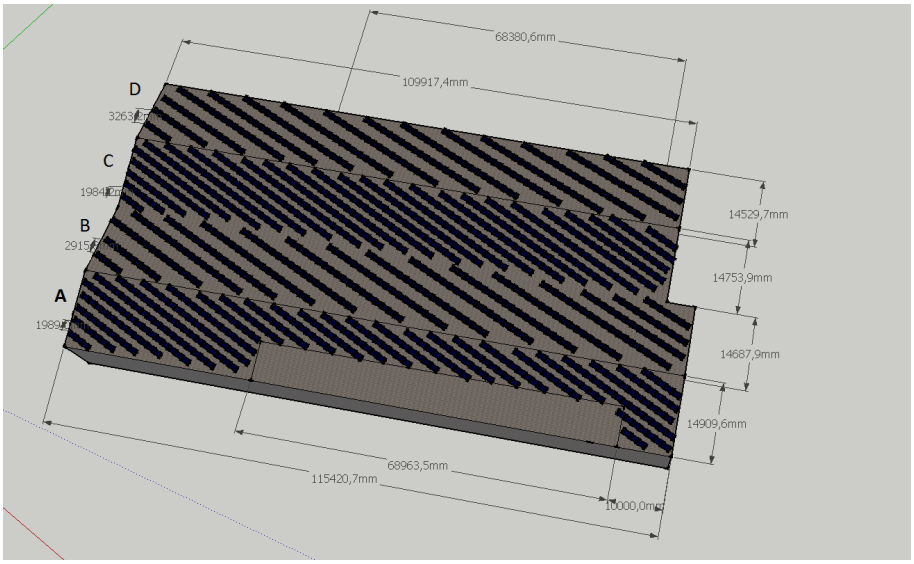


Figura 4.4: Identificação das zonas A, B, C e D de instalação dos painéis (instalação A)

de funcionamento para nenhuma das *strings*, conduzindo a que os painéis das *strings* estejam a funcionar abaixo do desejado.

A disposição não uniforme das *strings* da instalação fotovoltaica provoca a descida de desempenho e, consequentemente, dos índices do indicador de desempenho do sistema. Esta condicionante da construção do edifício e a instalação do sistema fotovoltaico nestas condições provoca a redução em cerca de 20% do indicador de desempenho do sistema. Esta é uma redução de desempenho devida a anomalia de projeto da instalação.

A alteração das ligações das *strings* aos inversores, de modo a que estes apenas tenham conectadas as *strings* que estão instaladas nas mesmas zonas da cobertura é uma modificação que pode ser aplicada à instalação fotovoltaica que permitirá aumentar os valores do indicador de desempenho do sistema de forma significativa.

4.1.1.2 Análise do indicador meteorológico

O carácter do indicador meteorológico é meramente informativo, pois não existe qualquer ação que possa ser realizada pelo proprietário ou técnico que permita aumentar os resultados obtidos para este indicador. Uma vez que para a determinação do seu valor é usada a média da corrente nas *strings* e a corrente máxima de céu limpo do sistema (ver Equação 3.18), o indicador meteorológico depende unicamente das condições do tempo – chuva ou sol, céu encoberto ou limpo.

No gráfico da Figura 4.5 estão representadas as curvas de dispersão da corrente máxima das *strings*, a vermelho, e da corrente de céu limpo do sistema, a azul, do inversor 2, para o dia 4 de fevereiro de 2014. Constata-se que, para um dia considerado chuvoso e encoberto, os valores de corrente máxima registada nas *strings* (no máximo dois *Amperes*) são significativamente inferiores às correntes previstas de céu limpo do sistema para as mesmas condições. O resultado deste indicador no dia em estudo foi de 7,05% logo pode-se afirmar que, com as condições verificadas neste

dia, o desempenho do sistema foi bastante inferior ao desempenho hipotético com céu limpo para as mesmas condições e que a produção de energia foi fortemente condicionada pelas condições climatéricas que se registaram.

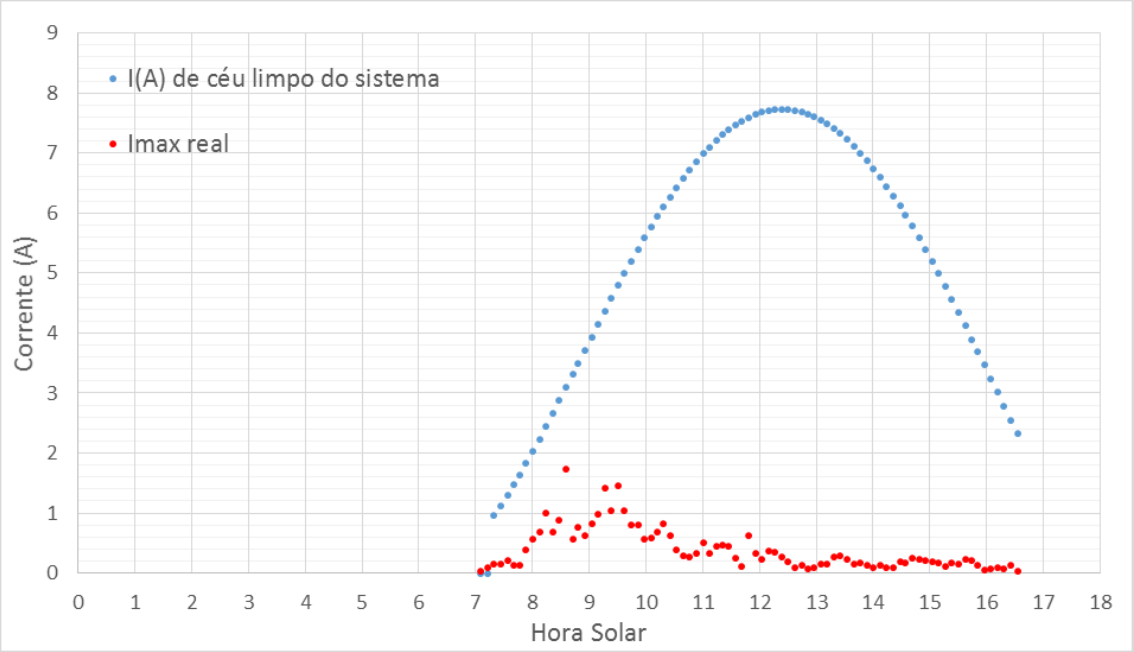


Figura 4.5: Gráfico das curvas de dispersão da corrente máxima das *strings* e da corrente de céu limpo do sistema do dia 4 de fevereiro de 2014 (instalação A)

Em contrapartida no gráfico da Figura 4.6 observa-se que as correntes máximas registadas nas *strings* são próximas das correntes prevista de céu limpo do sistema com as mesmas condições meteorológicas, para o dia 19 de março de 2014. O resultado do indicador de desempenho meteorológico foi de 88,06%, portanto pode-se garantir que as condições meteorológicas registadas foram boas.

Este indicador pode também ser utilizado para efetuar análises mensais das condições meteorológicas para produção de energia no sistema, quando este opera nas suas melhores condições. No gráfico da Figura 4.7 observam-se as curvas de dispersão da corrente máxima das *strings*, a vermelho, e da corrente de céu limpo do sistema, a azul, do mesmo inversor para o mês de dezembro de 2013. O resultado do indicador meteorológico para este mês foi de 20,38%, pelo que a diferença entre as duas curvas reflete as condições meteorológicas registadas ao longo desse período. No gráfico da Figura 4.8 estão representadas as mesmas curvas para o mês de março. O valor deste indicador neste período foi de 69,23%. Dadas as curvas referentes a este mês pode-se afirmar que as condições meteorológicas registadas foram mais próximas das condições de céu limpo na maioria dos dias, comparativamente ao mês de dezembro.

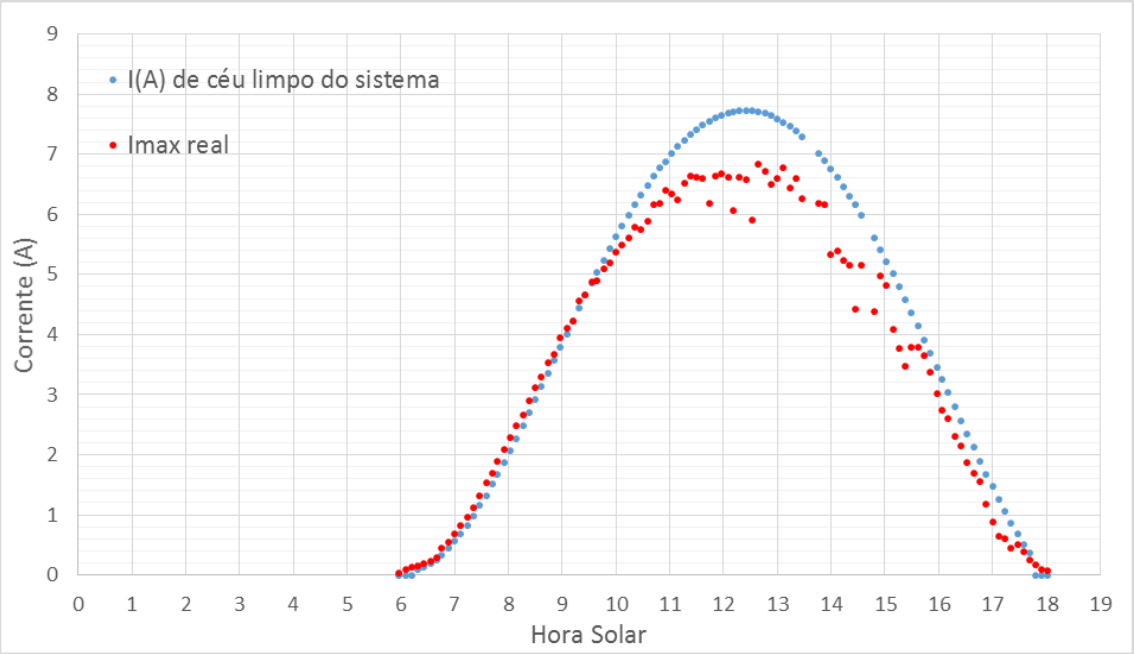


Figura 4.6: Gráfico das curvas de dispersão da corrente máxima das *strings* e da corrente de céu limpo do sistema do dia 19 de março de 2014 (instalação A)

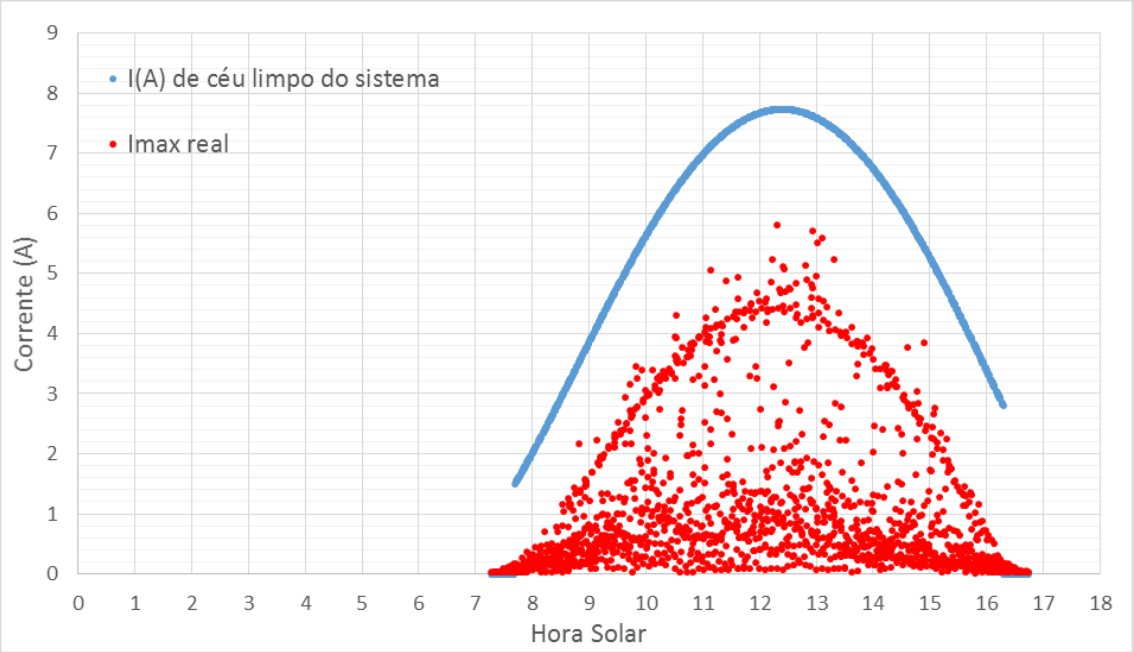


Figura 4.7: Gráfico das curvas de dispersão da corrente máxima das *strings* e da corrente de céu limpo do sistema no mês de dezembro (instalação A)

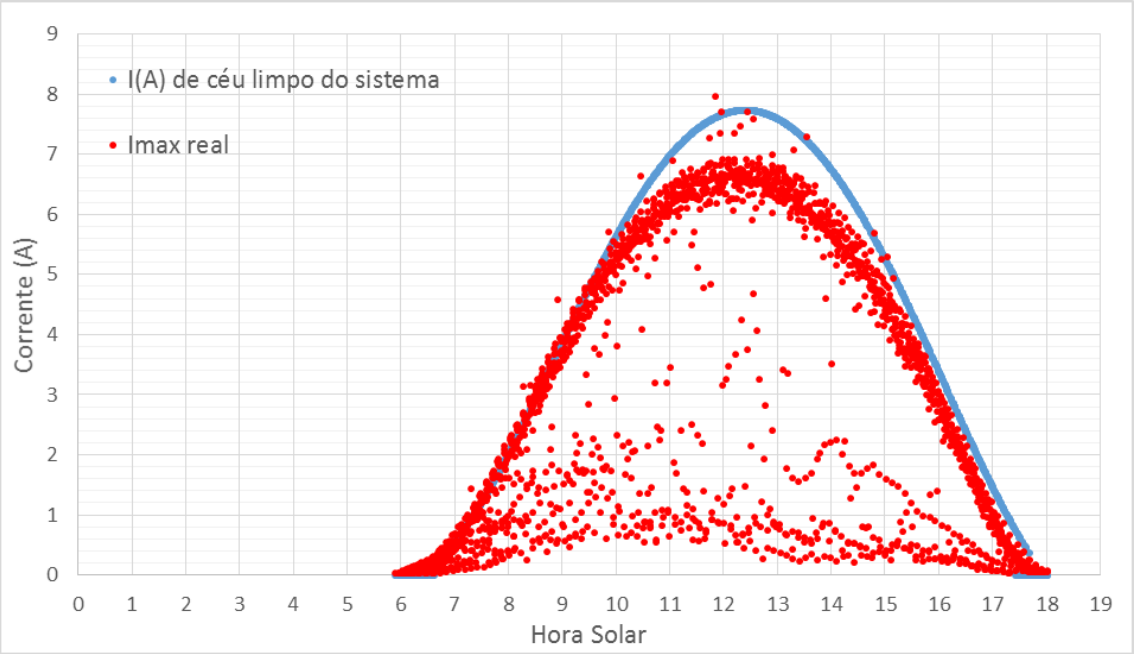


Figura 4.8: Gráfico das curvas de dispersão da corrente máxima das *strings* e da corrente de céu limpo do sistema no mês de março (instalação A)

4.1.1.3 Análise do indicador de desempenho das *strings*

O cálculo do indicador de desempenho de uma *string* envolve os valores da corrente na *string* e da corrente máxima das *strings* (ver Equação 3.20). Através da análise deste indicador pode-se observar dois aspetos:

- Problemas no controlador do *MPP*;
- Níveis de sujidade anormal nos painéis da *string*.

A presença de problemas no controlador do *MPP* pode ser identificada através de diferenças grandes e sistemáticas entre as correntes nas *strings* do mesmo controlador. Por sua vez, os problemas de sujidade são difíceis de detetar. A sujidade pode ser heterogénea ou homogénea nos painéis de uma *string*. A sujidade heterogénea deteta-se através de diferenças nas correntes e a sujidade homogénea através da descida de rendimento da *string*.

A partir da observação da Tabela 4.2, pode-se verificar que, de modo geral, os valores são bastantes próximos de 100%.

Porém em alguns casos, por exemplo do inversor 4, a *string* ligada na entrada 4 do controlador *MPP* A apresenta um valor inferior comparativamente às restantes *strings* do mesmo controlador. Este valor é um indicador de que o ponto ótimo encontrado pelo controlador *MPP* não é o indicado para esta *string*, pois esta encontra-se a produzir abaixo do que é esperado. Esta situação pode representar que a *string* ligada a esta entrada do controlador *MPP* pode estar instalada em zonas diferentes da cobertura e, por isso, se verifica a diferença neste indicador de desempenho.

Tabela 4.2: Resultados do indicador de desempenho das *strings* dos inversores (instalação A)

Inversor	Strings por controlador MPP					
	1a_MPP.A	2a_MPP.A	3a_MPP.A	4a_MPP.A	5a_MPP.A	1a_MPP.B
1	98,34%	93,42%	-	-	-	96,36%
2	98,64%	96,97%	96,11%	95,89%	-	97,07%
3	92,82%	94,60%	97,79%	97,53%	-	98,95%
4	93,89%	94,72%	92,11%	88,98%	-	96,18%
5	94,83%	98,36%	87,76%	88,29%	-	87,72%
6	98,88%	97,35%	95,00%	94,87%	-	96,45%
7	97,28%	97,06%	99,44%	96,68%	-	97,15%
8	95,77%	96,21%	93,10%	98,28%	-	98,33%
9	98,50%	98,56%	96,85%	96,19%	-	96,00%
10	95,00%	97,43%	98,89%	96,67%	-	98,93%
11	97,98%	97,81%	96,22%	98,11%	-	98,99%
12	95,23%	95,53%	98,75%	99,09%	-	97,12%
13	95,59%	98,20%	98,91%	99,31%	-	95,81%
14	93,95%	96,03%	98,09%	95,31%	-	88,06%
15	99,04%	95,32%	98,93%	94,63%	-	97,17%

Por sua vez, o inversor 5 apresenta alguma irregularidade nos valores do indicador de desempenho das *strings*, observando-se que as *strings* ligadas às entradas 1 e 2 do *MPP* A têm desempenho superior (considerável) comparativamente com as *strings* ligadas às entradas 3 e 4 do mesmo controlador. Esta situação pode significar que existe um problema no controlador *MPP* A do inversor 5 ou que as *strings* conectadas às entradas 1 e 2 do *MPP* A estão instaladas em zonas que são diferentes das zonas de instalação das *strings* ligadas às entradas 3 e 4 do mesmo controlador *MPP*.

Por análise do controlador *MPP* B do inversor 14 constata-se que o desempenho desta *strings* é inferior ao desempenho das *strings* do controlador A, resultado também observado no controlador *MPP* B do inversor 5. Esta situação pode ser provocada por um elevado grau de sujidade dos painéis da *string*, sendo requerida a limpeza das superfícies dos painéis com vista à regularização do desempenho das *strings*. No gráfico da Figura 4.9 pode-se verificar que o declive da linha de tendência linear que relaciona as correntes registadas nas duas *strings* em estudo do inversor 14 não é unitário (igual a 0,843), reforçando a conclusão de que o desempenho apresentado pela *string* conectada à entrada três do controlador *MPP* A tem melhor desempenho que a *string* conectada ao controlador *MPP* B.

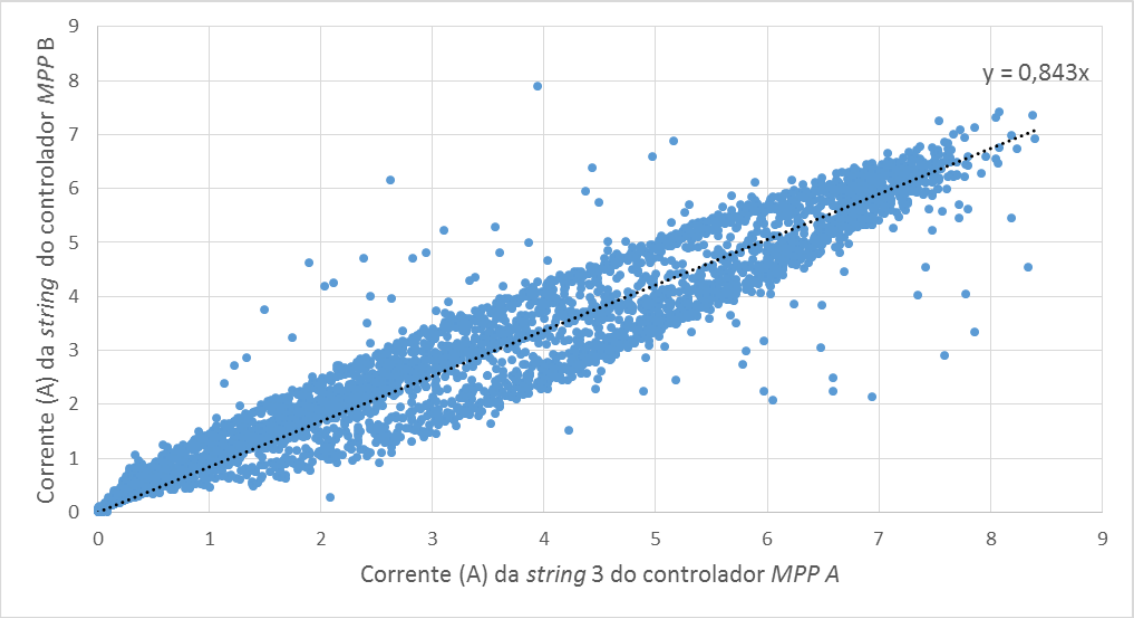


Figura 4.9: Gráfico de dispersão das correntes registadas na *string* conectada à entrada três do controlador *MPP* A e da *string* conectada ao controlador *MPP* B, do inversor 14 (instalação A)

4.1.2 Análise de tensões *DC*

Nesta subsecção analisar-se-á os gráficos de dispersão e de evolução temporal da tensão *DC*, para a instalação A.

4.1.2.1 Análise dos gráficos de dispersão

Através da análise do gráfico de dispersão das tensões, discutidos na subsecção 3.3.2, nos dois controladores *MPP* pode-se estudar o desempenho dos controladores. Como as medições são efetuadas no mesmo instante é esperado que apresentem valores muito próximos e, por isso, o declive apresentado para as linhas de tendência seja muito próximo do valor unitário. Verificando-se valores de declive superiores a um, as tensões registadas no controlador *MPP* B são superiores às do controlador *MPP* A. Por sua vez, para declives inferiores a um, o valor das tensões no controlador *MPP* A é superior ao do controlador *MPP* B.

A Tabela 4.3 apresenta os declives das linhas de tendência linear dos gráficos de dispersão obtidos para cada inversor. Com exceção do inversor 1, os valores são muito próximos da unidade, pelo que se pode afirmar que, nestes inversores, as medições de tensão registadas em ambos os controladores *MPP* são bastantes próximas no momento de medição. O inversor 1 é composto por apenas três *strings*: as ligadas às entradas do controlador *MPP* A são constituídas por dezassete módulos fotovoltaicos, enquanto a ligada ao controlador *MPP* B é constituída por dezasseis painéis. Por esta razão é natural que o declive para este inversor não seja tão próximo de um como se registou para os restantes. Aliás, numa situação de igualdade de desempenho das tensões dos controlador *MPP* A e *MPP* B, o valor do declive deve ser igual ao quociente entre o número de

painéis da string do controlador *MPP* B e o do controlador *MPP* A. Concretizando, espera-se que o valor do declive esperado se aproxime de 0,9412 (16/17), isto é, a diferença de um módulo entre duas *strings* provoca um abaixamento de 5,882% no desempenho do inversor. Portanto, sempre que se verificar uma diferença de aproximadamente 6% (ou múltipla deste valor), esta resulta da existência de um painel (ou vários) fora de serviço. Analisando a Tabela 4.3, constata-se que tal diferença não se verifica nos inversores que são constituídos por *strings* com o mesmo número de painéis. A razão para o declive registado para o inversor 1 ser superior a 0,9412 prende-se com o fato de o desempenho das tensões no controlador *MPP* B ser superior ao do controlador *MPP* A.

Tabela 4.3: Valores de declive obtidos para as linhas de tendência lineares dos gráficos de dispersão (instalação A)

Inversor	Declive	Relação entre controladores
1	0,9651	V(MPP A) < V(MPP B)
2	0,9800	V(MPP A) > V(MPP B)
3	1,0029	V(MPP A) < V(MPP B)
4	0,9913	V(MPP A) > V(MPP B)
5	1,0137	V(MPP A) < V(MPP B)
6	0,9960	V(MPP A) > V(MPP B)
7	0,9899	V(MPP A) > V(MPP B)
8	0,9889	V(MPP A) > V(MPP B)
9	0,9968	V(MPP A) > V(MPP B)
10	0,9971	V(MPP A) > V(MPP B)
11	1,0073	V(MPP A) < V(MPP B)
12	1,0020	V(MPP A) < V(MPP B)
13	0,9939	V(MPP A) > V(MPP B)
14	1,0027	V(MPP A) < V(MPP B)
15	0,9832	V(MPP A) > V(MPP B)

Por observação do gráfico da Figura 4.10 quando, no inversor 1, os valores da tensão no controlador do *MPP* B são superiores a 450 V, e no controlador *MPP* A estão entre 350 V e 450 V estes são dispersos. Do mesmo modo, quando os valores do controlador *MPP* B estão compreendidos entre 450 V e 350 V e no controlador *MPP* A estão entre 500 V e 550 V, o resultado é semelhante. Esta dispersão em algumas zonas do gráfico é resultante da diferença do número de painéis entre as *strings* dos dois controladores *MPP*.

Analisando o gráfico da Figura 4.11 correspondente ao inversor 13, apesar de a concentração de valores ser mais acentuada junto da linha de tendência, encontram-se alguns valores que estão deslocados. Contudo, como estes últimos são esporádicos, não têm peso significativo no cálculo do declive e podem ser ignorados. Estes valores podem estar associados a erros de medição.

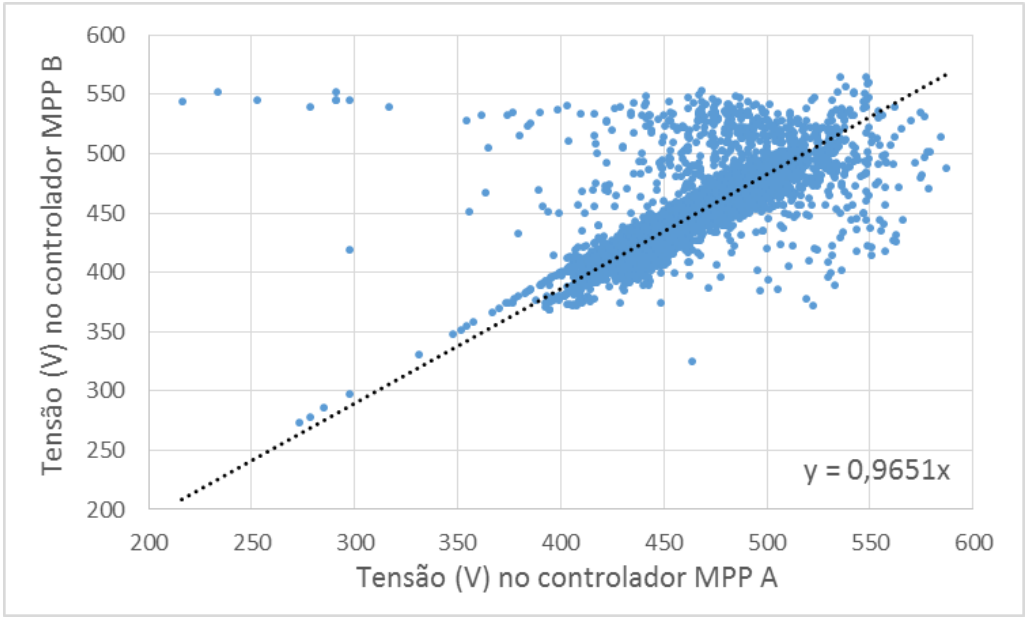


Figura 4.10: Gráfico de dispersão para o inversor 1 (instalação A)

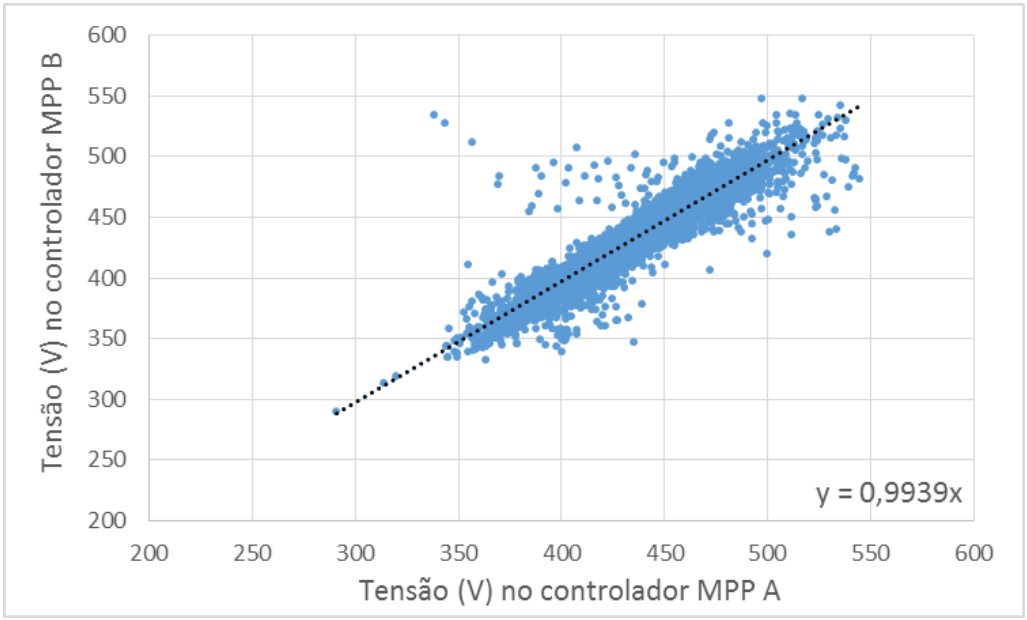


Figura 4.11: Gráfico de dispersão para o inversor 13 (instalação A)

Nos gráficos das Figuras 4.12 e 4.13 estão representados os gráficos de dispersão dos inversores que apresentaram valores de declive mais baixo (inversor 2) e mais elevado (inversor 5), como se pode comprovar na Tabela 4.3. Pela análise do gráfico do inversor 2 (Figura 4.12) pode-se verificar que para determinados valores de tensão entre os 400 V e os 500 V registados no controlador *MPP* A existem valores de tensão no controlador *MPP* B entre os 350 V e os 200 V, o que reforça a conclusão de que o controlador *MPP* A apresenta melhor desempenho que o controlador *MPP*

B. De modo semelhante, pela observação do gráfico do inversor 5 (Figura 4.13) constata-se que existem alguns pontos no gráfico que são caracterizados por apresentar a tensão no controlador *MPP* A inferior à tensão no controlador *MPP* B e, por isso, pode-se afirmar que o controlador *MPP* B tem melhor desempenho.

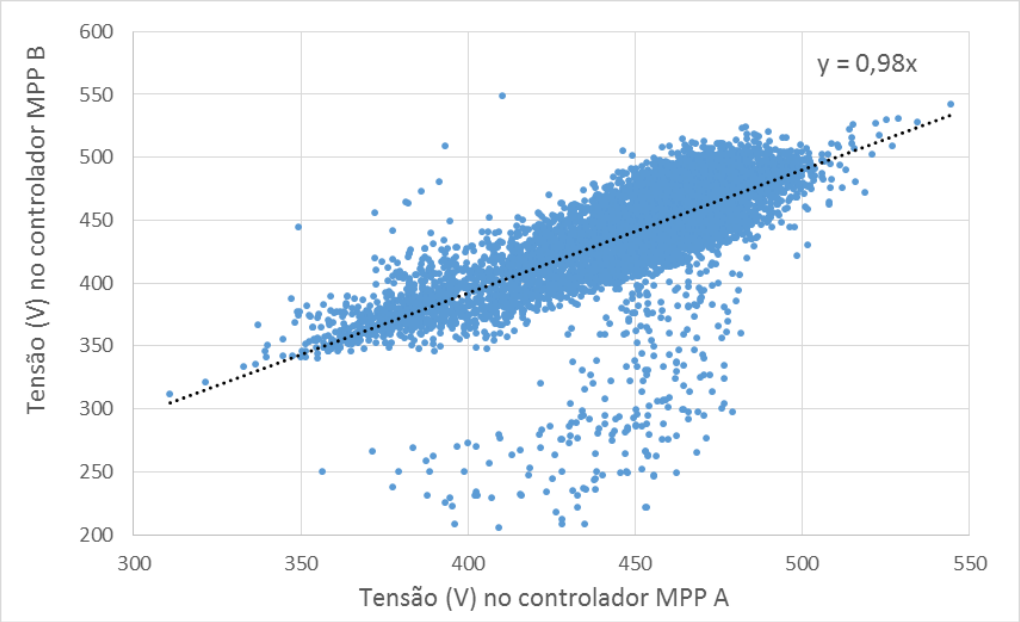


Figura 4.12: Gráfico de dispersão para o inversor 2 (instalação A)

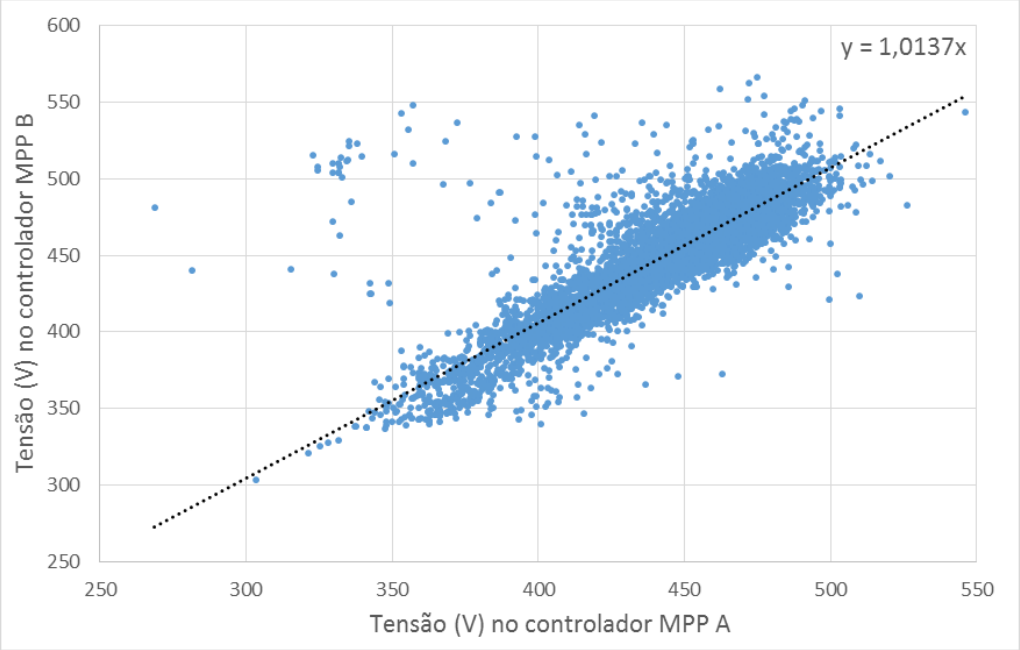


Figura 4.13: Gráfico de dispersão para o inversor 5 (instalação A)

4.1.2.2 Análise dos gráficos da evolução temporal da tensão *DC*

Através da análise dos gráficos da evolução temporal da tensão é possível observar as quedas de tensão em cada controlador *MPP*, sendo possível identificar as seguintes situações:

- Verificando-se quedas de tensão significativas (múltiplas da tensão do painel) então existem painéis em *shunt* (que não estão a produzir);
- Verificando-se quedas de tensão rápidas, existem problemas momentâneos no controlador do *MPP*, uma vez que estes têm dificuldade em encontrar o *MPP* quando se verificam oscilações rápidas de irradiância.

Após a análise de todos os gráficos da evolução temporal das tensões para a instalação A é importante referir as situações que merecem maior atenção.

No gráfico da Figura 4.14 estão representados dois dias do período em análise do inversor 1 - que apresenta uma diferença entre o número de painéis instalados nas *strings* dos dois controladores *MPP*. Da sua análise, verifica-se a diferença entre as tensões dos dois controladores, sendo de fácil observação a existência de diferenças significativas no valor da tensão do controlador *MPP* B relativamente ao controlador *MPP* A.

Também é possível observar que existem alguns valores incoerentes no início de cada dia: inicialmente, a tensão sobe muito e depois tem uma queda abrupta instantânea, verificando-se que esta é mais rápida no controlador *MPP* A do que no controlador *MPP* B. Esta variação do valor das tensões é justificada pelo fato de, no momento de arranque do sistema fotovoltaico, este não se encontrar ligado à rede, apresentando as suas tensões valores muito elevados. Contudo, quando o ponto ótimo de funcionamento é encontrado, o sistema é ligado à rede e começa a produzir energia.

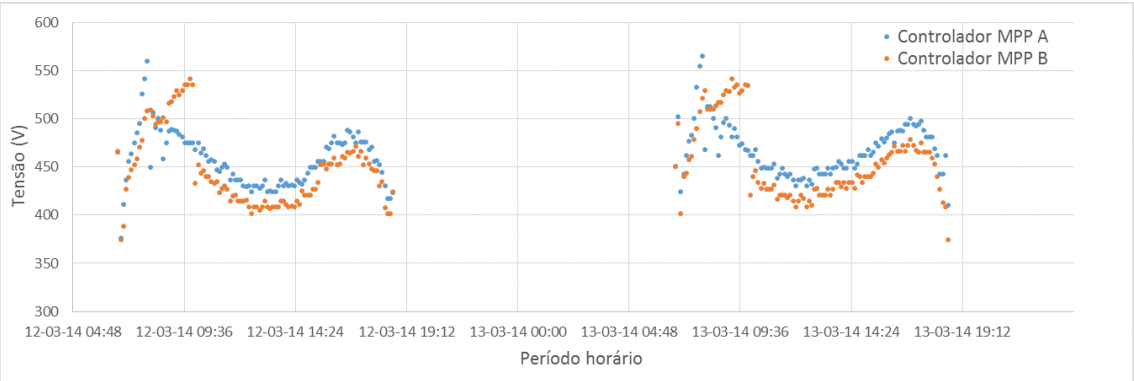


Figura 4.14: Exemplo de evolução temporal das tensões nos dois controladores *MPP* do inversor 1 (instalação A)

No entanto, após a observação e análise desta situação nos outros inversores verifica-se que os arranques dos controladores *MPP* do inversor 1 são bastante lentos e comparando este com o inversor 5 (ver Figura 4.15) constata-se que esse arranque é substancialmente mais rápido. Portanto, a demora no arranque dos controladores do inversor 1 representa um problema nos controladores

MPP deste inversor, justificando-se uma ação de manutenção para averiguar as causas do problema ao nível do controlo do inversor.

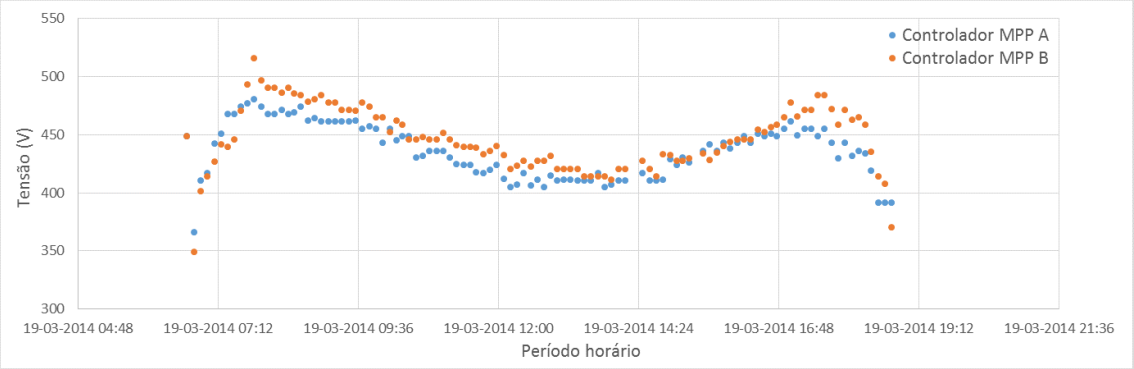


Figura 4.15: Exemplo de evolução temporal das tensões nos dois controladores *MPP* do inversor 5 (instalação A)

Em relação ao inversor 5, até determinado momento próximo das 14h do dia representado, o controlador *MPP* A apresenta valores de tensão inferiores aos apresentados pelo controlador *MPP* B. Esta situação justifica o valor do declive superior a um apresentado na Tabela 4.3. O fenómeno ocorre porque as *strings* conectadas às entradas do *MPP* A estão instaladas em zonas diferentes da *string* ligada ao controlador *MPP* B, estando o controlador *MPP* B com parte dos painéis da *string* orientados de forma diferente. O valor mais baixo das tensões próximo das 14h é devido à temperatura e irradiação mais elevada.

Outra situação que se verificou durante a análise da evolução temporal das tensões foi o seu comportamento quando ocorrem variações do valor da irradiância.

O gráfico da Figura 4.16 caracteriza a ocorrência desta situação no inversor 15. É possível detetar que existem várias modificações do valor da tensão provocadas pela instabilidade do valor da irradiância, logo, decorrentes da dificuldade dos controladores *MPP* em determinar com eficácia o ponto ótimo de funcionamento quando se verificam estas variações.

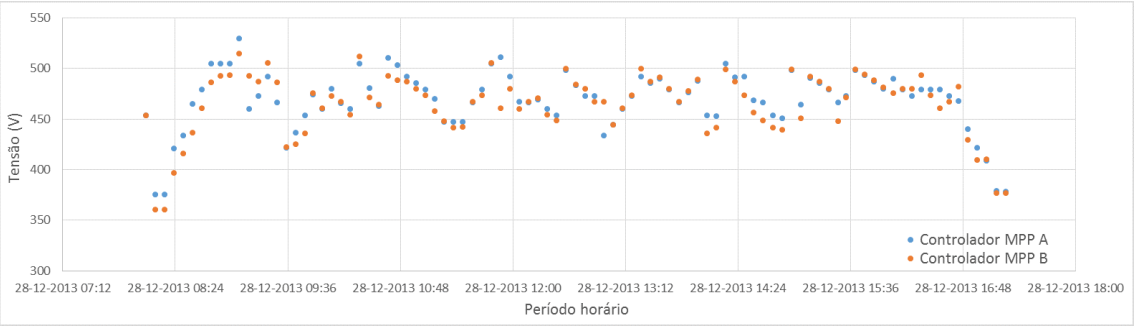


Figura 4.16: Exemplo de evolução temporal das tensões nos dois controladores *MPP* do inversor 15 (instalação A)

Através da observação dos gráficos da Figura 4.14 e Figura 4.15 pode-se verificar que existe uma queda de tensão usual a meio do dia. Esta situação é relevante durante a análise deste tipo de gráficos uma vez que é neste período horário que se verifica a maior quantidade de irradiação incidente na superfície da instalação fotovoltaica.

Comparando as evoluções temporais da tensão e da corrente do inversor 11 (ver gráfico da Figura 4.17) verifica-se o aumento da corrente aliado à diminuição da tensão durante o período de maior exposição solar. Este fenómeno ocorre devido ao aumento da temperatura nas células dos módulos fotovoltaicos que provoca a diminuição da tensão, enquanto que na corrente o efeito é inverso.

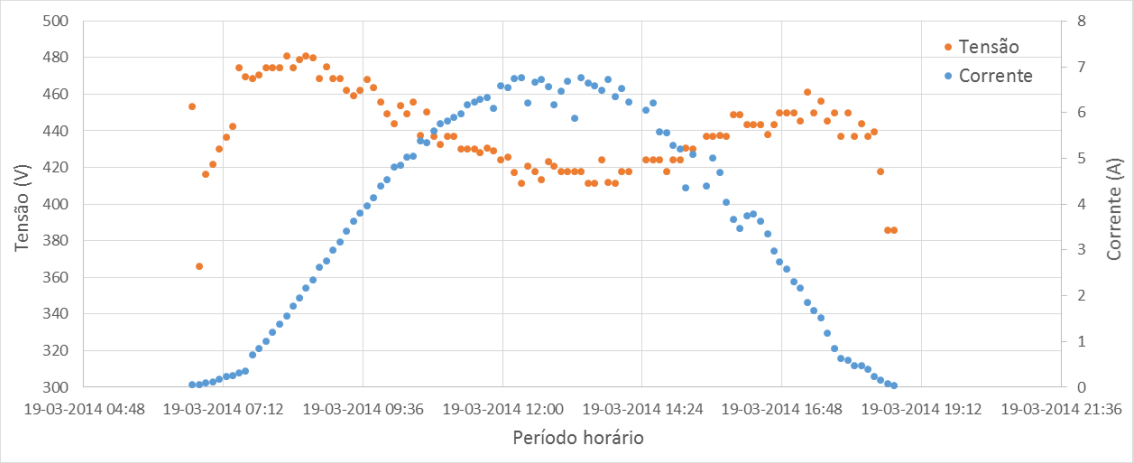


Figura 4.17: Exemplo de evolução temporal das tensões e da corrente no controlador *MPP* A do inversor 11 (instalação A)

4.1.3 Análise da sigmoide da característica *PV*

Como descrito no Capítulo 3, a análise da sigmoide da característica fotovoltaica *PV* permite verificar: se o sistema se encontra desconectado da rede (presença de valores na zona A); a ausência de painéis em funcionamento; a existência de situações de anomalia relativas à baixa impedância do lado da rede; e, a ocorrência de situações em que o aquecimento das células dos módulos fotovoltaicos provoca um grande aumento de corrente e uma grande diminuição de tensão (presença de valores na zona B).

Uma vez que neste estudo se relacionam os valores de tensão com os valores de corrente é possível efetuar uma análise de potência, através da comparação dos desempenhos obtidos pelos controladores *MPP*.

A Tabela 4.4 resume a comparação do desempenho dos controladores *MPP* por inversor. Como referido na secção 4.1.2.1, diferenças próximas de 6% no desempenho entre controladores *MPP* significam que se está perante a possibilidade de haver um painel fora de serviço. Esta diferença percentual é verificada no inversor 1, em que a *string* ligada ao controlador *MPP* B apresenta menos um módulo fotovoltaico, e no inversor 14. No entanto, esta diferença ocorre devido

ao desempenho das correntes, como foi verificado na análise do desempenho das *strings*, em que o controlador *MPP* B apresentava um valor percentual significativamente inferior ao das *strings* conectadas no controlador *MPP* A. Neste caso, o motivo é a presença de um nível de sujidade anormal nos painéis desta *string*.

Na instalação A, o painel utilizado caracteriza-se por apresentar um valor de tensão no ponto ótimo de funcionamento de 31,3 V, enquanto a tensão de circuito aberto é de 37,4 V. Portanto, para uma *string* com 16 módulos fotovoltaicos, a tensão que se deve registar no *MPP* é de 500,8 V ($16 \times 31,3$), enquanto a tensão numa situação de circuito aberto deve ser no máximo 598,4 V ($16 \times 37,4$).

Tabela 4.4: Diferencial de desempenho dos controladores *MPP* A e *MPP* B (instalação A)

Inversor	Desempenho dos controladores MPP	
	Controlador com desempenho inferior	(%)
1	B	7,97%
2	B	1,36%
3	A	4,09%
4	B	0,74%
5	B	2,82%
6	B	0,81%
7	B	1,03%
8	A	1,61%
9	B	1,31%
10	B	1,98%
11	A	2,13%
12	A	1,00%
13	B	2,41%
14	B	8,58%
15	B	0,60%

A presença de valores na zona A ocorreu em algumas *strings*. Por exemplo, na primeira *string* ligada ao controlador *MPP* A do inversor 1 (gráfico da Figura 4.18), a presença de valores na zona A deve-se ao lento arranque do inversor, que atinge valores muito elevados de tensão (como verificado na secção 4.1.2.2), pois o controlador *MPP* está a procura do ponto ótimo de funcionamento e, portanto, o inversor só é ligado à rede após este estabilizar.

A presença de valores na zona B também aconteceu em algumas *strings*, como, por exemplo, na *string* ligada ao controlador *MPP* B do inversor 2 (gráfico da Figura 4.19). Como referido na secção 4.1.2.2, a presença de valores nesta zona pode indicar a existência de painéis que não se encontram em funcionamento. Contudo, tal situação não foi detetada em outras análises e não é possível identificar claramente essa situação através da observação deste gráfico, embora possa haver valores representados no gráfico que estão relacionados com esta situação.

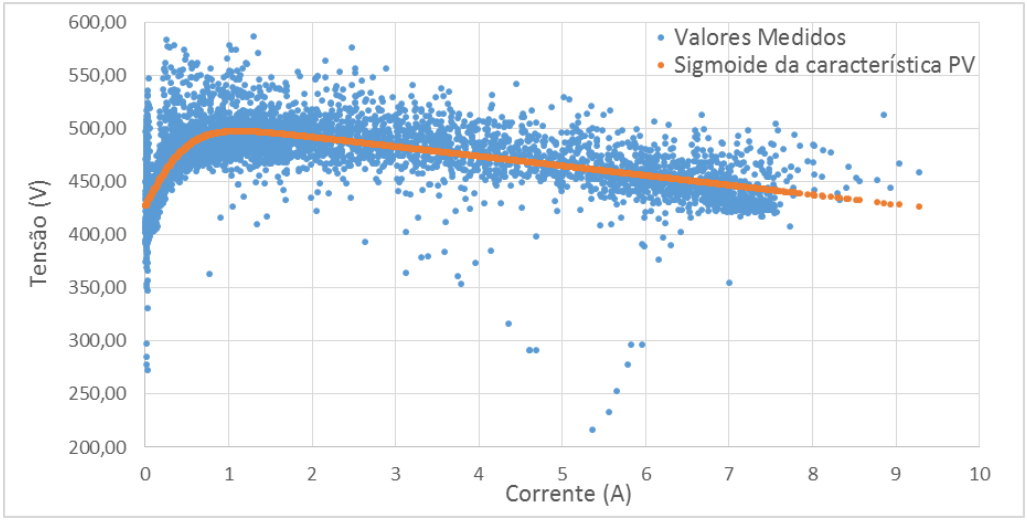


Figura 4.18: Dispersão dos valores de corrente e de tensão da *string* ligada à primeira entrada do controlador *MPP* A do inversor 1 e respetiva sigmoide da característica fotovoltaica (instalação A)

O aquecimento das células dos módulos fotovoltaicos também pode ser o responsável pela existência de valores nesta zona (B). No entanto, após a análise dos gráficos de evolução temporal da tensão e da corrente foi confirmado que, nos inversores desta instalação, nunca se verificaram valores de tensão tão baixos com correntes até aos 4 A.

A razão para a existência de valores nesta zona do gráfico (B) pode também ser devida a situações de anomalia relativas à baixa impedância do lado da rede, assim como a más medições dos valores por parte do inversor.

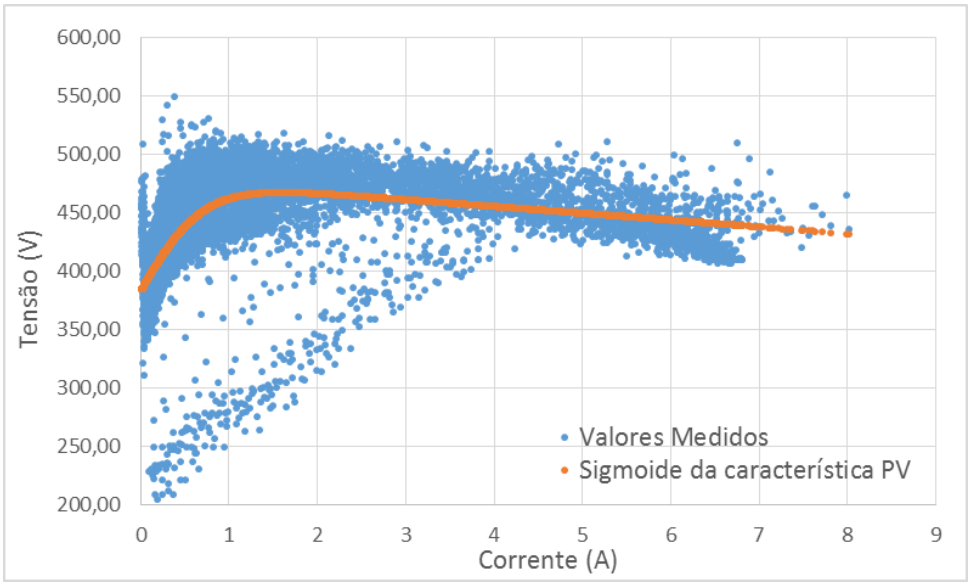


Figura 4.19: Dispersão dos valores de corrente e de tensão da string ligada ao controlador MPP B do inversor 2 e respetiva sigmoide da característica fotovoltaica (instalação A)

Relativamente aos gráficos das Figuras 4.18 e 4.19 pode-se observar que o ponto ótimo de funcionamento é diferente nos dois inversores. Esta situação advém do facto de o posicionamento das *strings* na cobertura do edifício conduzir a diferentes níveis de irradiância incidente nas duas *strings*. Como esperado, a tensão decresce lentamente para valores médios ou elevados de corrente e aumenta rapidamente para valores da corrente baixos ou próximos de zero. Este crescimento e posterior decaimento da tensão assume formas distintas provocadas pela quantidade de irradiação incidente na superfície dos painéis.

4.2 Instalação B

4.2.1 Análise de correntes

Nesta subsecção analisar-se-á os indicadores de desempenho do sistema e meteorológico, para a instalação B.

4.2.1.1 Análise do indicador de desempenho do sistema

Na instalação fotovoltaica B, constituída por apenas um inversor, o resultado obtido para o indicador de desempenho do sistema foi de 71,07%. Ora este valor é relativamente baixo, pelo que é necessário uma análise mais detalhada para compreender que problemas de dimensionamento a instalação enfrenta.

A partir da análise do gráfico que relaciona a corrente de céu limpo do sistema e a corrente máxima estimada para dia claro (Figura 4.20) é possível constatar a existência de problemas no dimensionamento do sistema fotovoltaico. No gráfico verifica-se que, segundo a curva da corrente máxima em dia claro, o momento em que a superfície da instalação deveria ter mais irradiação incidente ocorre às 12h. Por sua vez é de observação imediata que tal situação não acontece na realidade, pois o pico solar encontra-se próximo das 13h. Esta diferença horária permite afirmar que a inclinação e/ou orientação dos painéis não é a desejada, pois existe uma diferença de 15 graus entre a inclinação ótima e a inclinação real (360 graus por dia corresponde a 15 graus por hora). Pela observação do gráfico é ainda possível verificar que, dado que a inclinação/orientação não é ótima para esta instalação, existe uma perda de produção de energia significativa entre o momento de arranque do sistema e o momento de maior irradiação incidente na superfície dos painéis. Tal situação é verificada pela observação da área que se encontra entre a curva de corrente máxima em dia claro (curva a cor verde) e a curva de corrente de céu limpo do sistema (curva a cor azul). Através da Figura 4.21, pode-se observar que a inclinação dos painéis é condicionada pela inclinação da cobertura. A direção dos apontadores desenhados na Figura 4.21 ilustra a inclinação forçada dos painéis para poente. A "Técnica da gota de água" comprova esta situação, pois ao colocar uma gota de água na superfície dos painéis, esta desliza no sentido da seta até canto inferior esquerdo dos painéis.

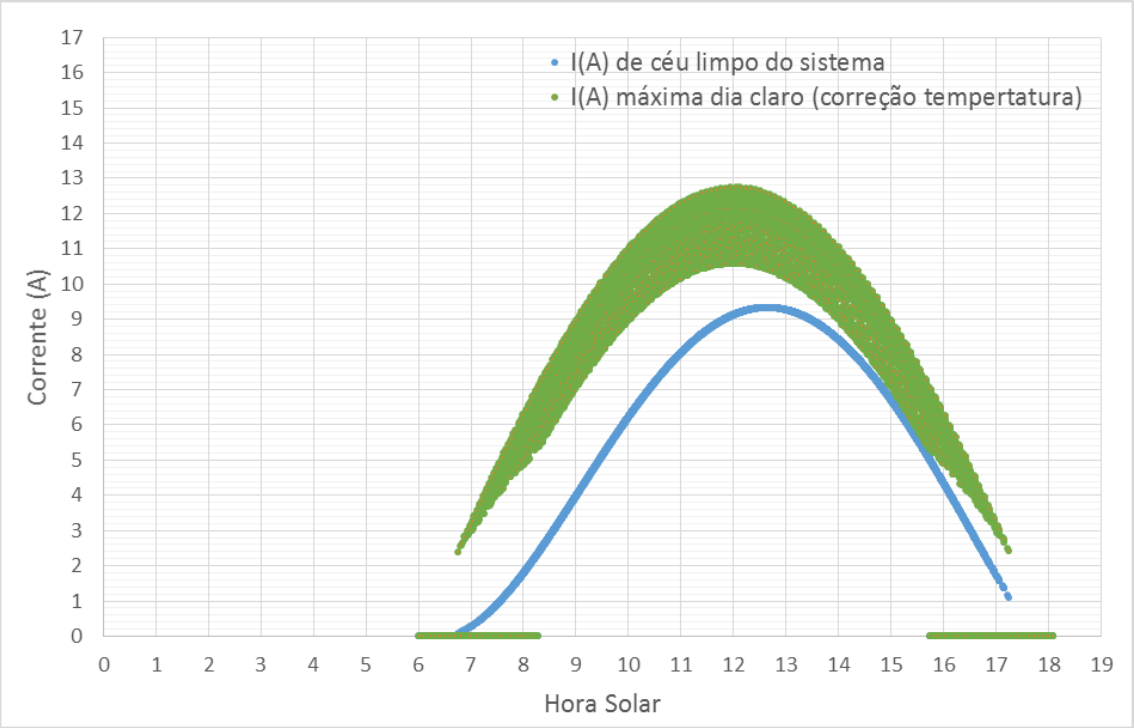


Figura 4.20: Gráfico da corrente de céu limpo do sistema e da corrente máxima estimada para dia claro (instalação B)

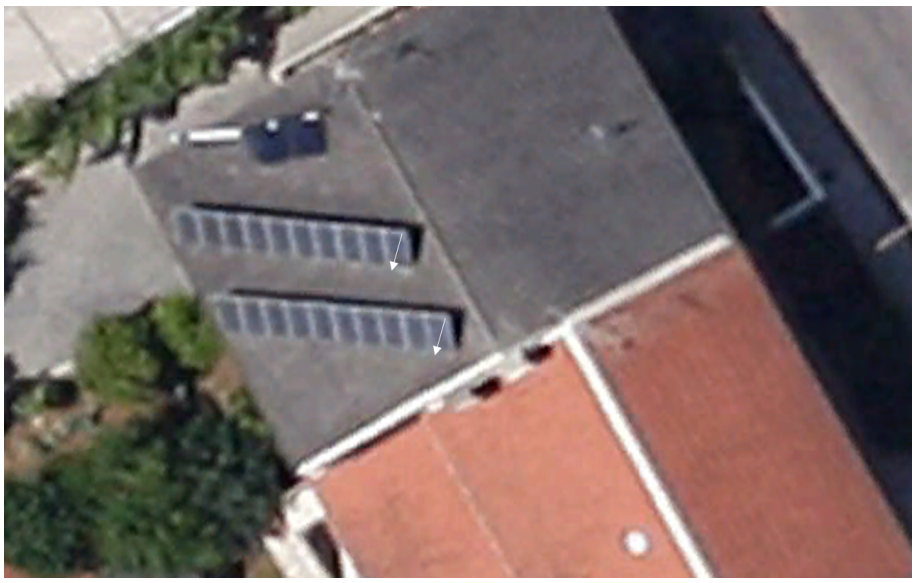


Figura 4.21: Efeito da inclinação dos painéis (instalação B)

Para uma melhor interpretação do funcionamento desta instalação fotovoltaica foi construido o gráfico de dispersão que apresenta todos os valores registados de corrente no período em causa – Figura 4.22. Analisando o gráfico é possível afirmar que existem problemas na instalação no início

e no final do dia. O arranque lento, como já foi constatado, sugere que a inclinação/orientação dos painéis não é a mais indicada. Por sua vez, a queda abrupta no valor da corrente no fim do dia, próximo das 17h, sugere a presença de uma sombra permanente e usual neste momento do dia. Estas duas situações adversas assumem um carácter negativo no desempenho do sistema.

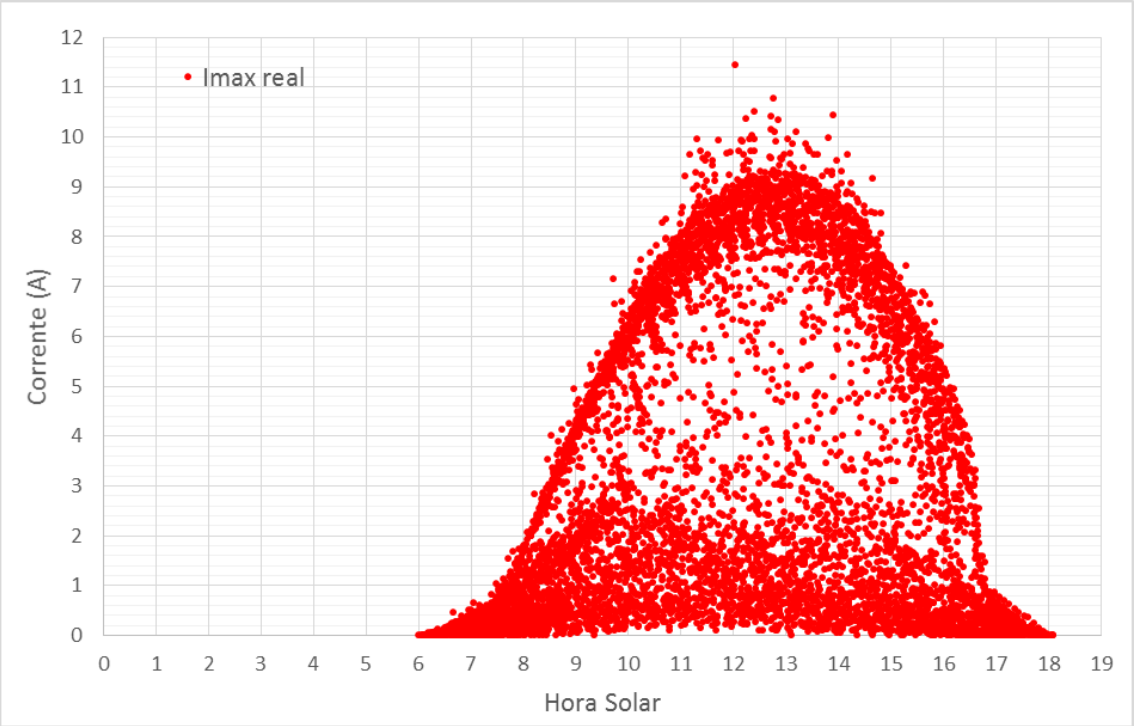


Figura 4.22: Gráfico de dispersão dos valores registados de corrente durante os seis meses em análise (instalação B)

Para melhor entender a dimensão do problema foi analisada a produção gerada, comparando-a com a estimativa de produção esperada caso o sistema estivesse bem montado. No período em estudo, o quociente entre a potência total registada e a potência total estimada é de 40,34%, verificando-se a existência de uma diferença de 10,396 kW entre os dois valores. Estes dois resultados indicam que existiu uma perda de cerca 60% durante o período em análise.

Analisando agora um dia claro, o mesmo quociente indica que o funcionamento da instalação se encontra a 55,62% do que pode produzir, verificando-se uma perda de 143,733 W durante o mesmo dia, sendo o valor produzido de 180,167 W, o que indica que a quantidade de potência que não é produzida, devido aos aspetos referidos, representa 79,78% da quantidade que é produzida.

Pela análise do local da instalação (ver Figura 4.21) confirma-se que a inclinação/orientação dos painéis não é a mais indicada. Apesar de os painéis se encontrarem orientados a Sul, a inclinação da cobertura altera a orientação e a inclinação que era desejada. Se a estrutura fotovoltaica possuísse uma compensação para anular o efeito da inclinação da cobertura, os problemas relativos ao dimensionamento da instalação ficariam resolvidos.

4.2.1.2 Análise do indicador meteorológico

O resultado deste indicador – de carácter puramente informativo – permitiu afirmar que, no período em análise, as condições climatéricas no local da instalação B foram melhores do que as registadas no local de análise da instalação A. No mês de dezembro, o resultado deste indicador foi de 49,41% face aos 20,38% obtidos para a instalação A. Por sua vez, para o mês de março, o resultado do indicador de desempenho meteorológico foi de 75,59% (superior ao obtido na instalação B - 69,25%). Estes resultados permitem afirmar que as condições meteorológicas na localidade da instalação B foram mais próximas das condições conjeturadas para céu limpo do sistema do que na instalação A.

4.2.2 Análise de tensões *DC*

Este sistema fotovoltaico é constituído por apenas um inversor com dois controladores *MPP*, em que cada controlador tem duas entradas. Contudo, esta instalação possui duas *strings* que se encontram ligadas em paralelo, pelo que apenas uma entrada do controlador *MPP* A está a ser utilizada. Devido a esta opção de montagem, não é possível ter conhecimento da tensão que se verifica em cada *string*, uma vez que o valor de tensão que o inversor regista é o valor médio da tensão entre as duas *strings*. Do mesmo modo, o valor da corrente em cada *string* é desconhecido, pois o valor registado pelo inversor corresponde à soma da corrente das duas *strings*.

A partir da análise do gráfico de dispersão da evolução temporal da tensão *DC* registada pelo inversor (Figura 4.23) verifica-se que o arranque do inversor é quase imediato, pelo que o controlador *MPP* não tem dificuldade em determinar o ponto ótimo de funcionamento dos painéis. Esta suposição pode ser confirmada pela da verificação da gama de valores apresentados no início dos dias em análise, visto que o valor registado é próximo de 350 V. A tensão no ponto ótimo de funcionamento dos painéis utilizados é de 35,8 V, pelo que a tensão que se deveria verificar no ponto ótimo de funcionamento seria no máximo 358 V. De modo análogo ao que acontece na instalação A, constata-se que no período em que se verifica maior quantidade de irradiação a incidir na superfície dos painéis fotovoltaicos (próximo das 13h) ocorre uma descida da tensão que é indesejada.

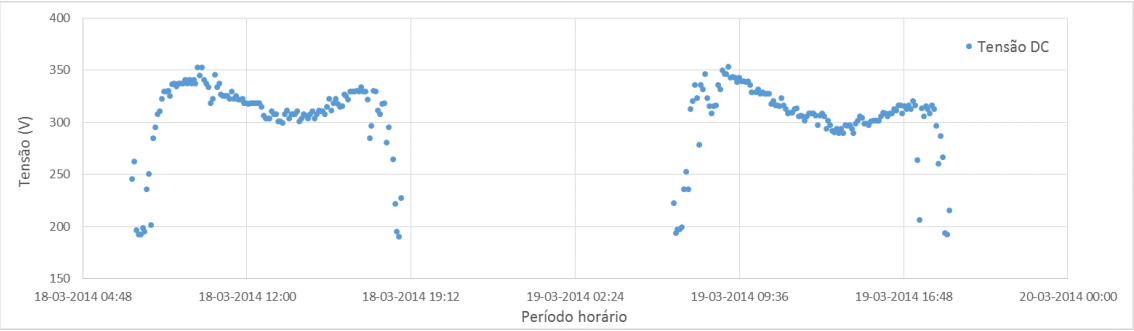


Figura 4.23: Exemplo de evolução temporal das tensões no controladores *MPP* do inversor (instalação B)

A observação do gráfico de dispersão da evolução temporal das tensões *DC* e da corrente registada no inversor (Figura 4.24) permite determinar a razão para esta descida da tensão. No momento da descida da tensão ocorre a subida da corrente. Este fenómeno é causado pelo aumento da temperatura das células dos módulos fotovoltaicos, que como já referido, provoca a descida da tensão e o aumento da corrente. Este acontecimento usual neste período do dia pode ser corrigido através da implementação de uma estrutura que permita a ventilação natural ou, se justificável, forçada dos painéis fotovoltaicos.

Devido ao esquema de ligação das strings ao inversor não é possível efetuar uma comparação entre as duas *strings*, pelo que não se consegue detetar se existem painéis fora de serviço, pois não se dispõe dos valores de referência reais para se proceder à comparação.

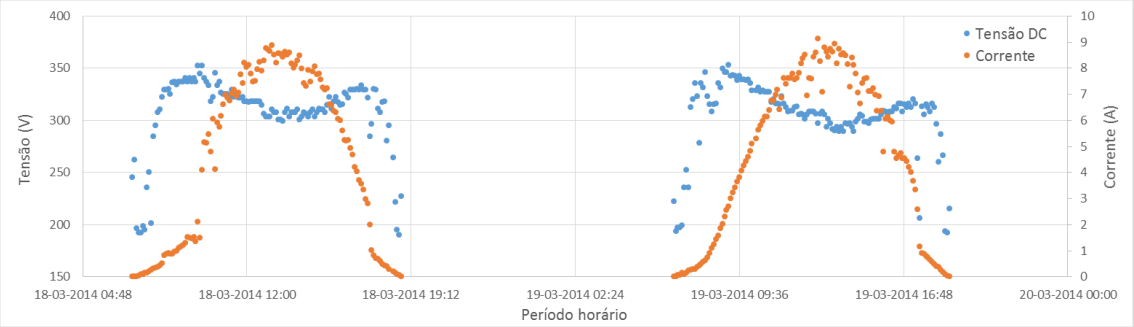


Figura 4.24: Exemplo de evolução temporal da tensão e da corrente no controladores MPP do inversor (instalação B

4.2.3 Análise da sigmoide da característica *PV*

Na instalação B, os painéis utilizados caracterizam-se pela apresentação de um valor de tensão no ponto ótimo de funcionamento de 35,8 V enquanto a tensão de circuito aberto é de 44,2 V. Portanto, para uma *string* com dez módulos fotovoltaicos, a tensão que se deve registar no *MPP* é de 358 V ($10 \times 35,8$) e numa situação de circuito aberto é no máximo 442 V ($10 \times 44,2$).

No gráfico obtido para a análise da característica fotovoltaica (Figura 4.25) verifica-se a não existência de valores na zona A (os registos dos valores da tensão não são próximos de 442 V), o que reflete o bom desempenho do controlador *MPP* no momento de arranque, pois deteta o ponto ótimo de funcionamento sem dificuldade e impede que o inversor se desconecte da rede.

A presença de valores na zona B também não é verificada. Contudo, a existência de alguns pontos próximos dessa zona pode representar a existência de uma sombra usual no final do dia. Nessas circunstâncias são observadas tensões entre os 300 V e os 200 V e correntes até ao máximo de 2 A.

Relativamente à curva da sigmoide da característica observa-se que o ponto ótimo de funcionamento ocorre para um valor de tensão ótimo de 350 V e decorrente na gama de 1 A. Como esperado, a tensão decresce lentamente para valores médios ou elevados de corrente e aumenta rapidamente para valores de corrente baixos ou próximos de zero.

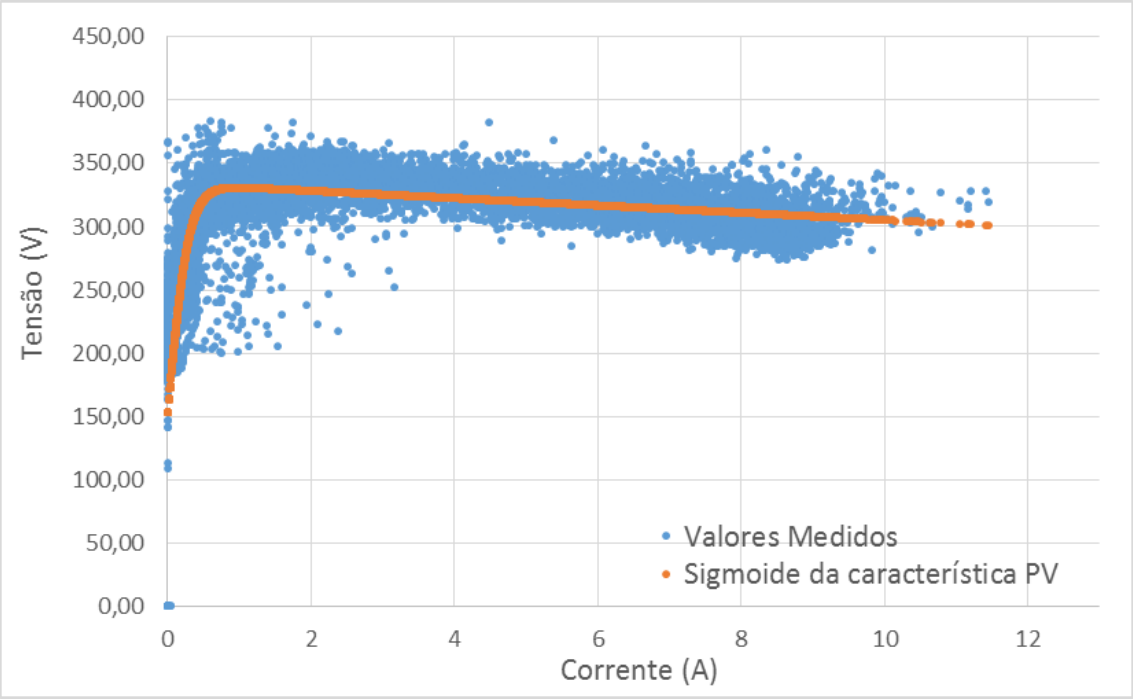


Figura 4.25: Dispersão dos valores de corrente e de tensão da string ligada ao controlador MPP do inversor e respetiva sigmoide da característica fotovoltaica (instalação B)

Capítulo 5

Conclusões e Trabalho Futuro

5.1 Conclusões

Motivado pela forte integração da tecnologia fotovoltaica em instalações de habitação, pequenas, médias e grandes empresas e pela necessidade de conhecer o comportamento destas, torna-se fundamental a monitorização de tais sistemas de fontes de energia intermitente. A implementação de sistemas de monitorização possibilita o conhecimento de variáveis elétricas e de parâmetros económicos que permitem analisar o desempenho das instalações e determinar o período de retorno do investimento efetuado. Com vista à redução deste período é necessário potenciar a instalação para que esteja a produzir o máximo possível, sendo este objetivo alcançado quando a instalação fotovoltaica se encontra no máximo de desempenho e não são detetadas quaisquer anomalias.

Nesta dissertação foram desenvolvidos modelos matemáticos que possibilitaram o conhecimento do comportamento das variáveis elétricas de corrente e tensão *DC* e permitiram, através da análise da *performance* dos sistemas estudados, a deteção de anomalias no seu funcionamento. Foram estudadas duas instalações, A e B, que apresentam diferentes componentes e distintos locais de instalação. As análises efetuadas foram: indicadores de desempenho (do sistema, meteorológico e das *strings*), de tensões *DC* e da curva da característica da sigmoide fotovoltaica.

Na instalação A, a partir da análise das correntes, obtiveram-se os indicadores: de desempenho de sistema, meteorológico e das *strings*. Do estudo dos indicadores de desempenho do sistema, e uma vez que a instalação está montada em diferentes lados das cumeadas da cobertura e as ligações das *strings* não são uniformes, concluiu-se ser possível a otimização da *performance* do sistema fotovoltaico apenas pela modificação do esquema de ligação. Assim, se apenas estiverem ligadas ao mesmo inversor as *strings* que se encontram instaladas no mesmo lado da cobertura (A e B ou C e D), os controladores *MPP* serão mais eficazes na deteção do ponto ótimo de funcionamento. Consequentemente, o ponto ótimo que o controlador *MPP* irá identificar será o do *MPP* para todas as *strings* ligadas a esse inversor. Conforme se encontra atualmente instalado o sistema fotovoltaico, o controlador *MPP* de determinados inversores está a identificar o *MPP* consoante os registos de corrente e tensão *DC* que são verificados nas suas *strings*, detetando-se, por vezes,

incoerência com os valores apresentados por elas. Devido a esta situação, o *MPP* identificado pelo controlador não é o mais indicado, o que pode ser corrigido com a alteração do esquema de ligação das *strings* aos inversores.

Através da análise das tensões *DC* observou-se a ocorrência de situações em que a dificuldade do controlador encontrar o *MPP* proporcionou o arranque lento. Nestas situações, o inversor encontrava-se desligado da rede pois o seu valor da sua tensão era aproximadamente igual à tensão em circuito aberto. A identificação deste tipo de anomalia permite que a manutenção do inversor seja efetuada, evitando danos irreversíveis na instalação.

A avaliação de gráficos que relacionam evolução temporal das duas variáveis - corrente e tensão - permitiu verificar que, nos períodos de maior incidência solar na superfície dos módulos fotovoltaicos, a temperatura da célula aumentava de tal modo que a tensão reduzia e a corrente aumentava. Esta situação, desvantajosa, permite atestar que a ventilação dos painéis não ocorre de modo eficiente, passando a sua correção pela adoção de um sistema que proporcione a ventilação natural dos módulos.

A análise das curvas da característica *PV* dos inversores permitiu reconhecer as situações em que o inversor se encontra desligado da rede porque a tensão verificada é bastante próxima da tensão em circuito aberto. Observou-se também que o *MPP* não é igual em nenhum inversor, devido aos locais onde as *strings* se encontram instaladas, e que a tensão decresce lentamente para valores médios ou elevados de corrente e aumenta rapidamente para valores de corrente baixos ou próximos de zero.

Concluindo, a análise elaborada à instalação A detetou a existência de modificações que, sendo executadas, constituirão melhorias no desempenho da instalação.

Na instalação B identificou-se que o problema mais evidente e prejudicial resulta do fato de os painéis não estarem com a inclinação desejada. Concluiu-se que os painéis estão cerca de 15^{o} desalinhados e que essa diferencial provoca a diminuição de produção da instalação em cerca de 79,78%. A resolução desta situação passaria pela instalação de uma estrutura que compensasse a inclinação da cobertura e corrigisse a inclinação dos painéis.

A partir da análise das correntes, identificou-se a existência de uma sombra usual e permanente num horário concreto, às 17h, que afeta o desempenho da instalação, diminuindo-o.

Da análise das tensões *DC* detetou-se a situação identificada na instalação A, o aumento indesejado da temperatura das células fotovoltaicas. De igual modo, a sua resolução decorre da implementação de uma estrutura que permita a ventilação natural dos painéis.

As conclusões do estudo da curva da característica *PV* dos inversores, suportadas pela análise do comportamento da tensão em relação à corrente, são análogas às da instalação A.

Sintetizando o estudo efetuado às duas instalações, primeiro, o indicador de desempenho do sistema permitiu observar o comportamento deste relativamente ao seu dimensionamento e possibilitou a deteção de características e acontecimentos que podem ser corrigidos através de modificações na instalação. Estas alterações envolvem o esquema de ligação das *strings* aos inversores e a correção da inclinação dos painéis. Segundo, da análise das tensões foram identificadas situações em que os inversores se encontravam desligados da rede, diferenças de desempenho entre

as *strings* do mesmo inversor e o aquecimento indesejado das células dos módulos fotovoltaicos. Esta última pode ser resolvida através da adoção de uma estrutura que permita a ventilação natural do sistema. Terceiro, os resultados obtidos nas duas instalações comprovaram, relativamente ao comportamento da curva da característica *PV*, que a evolução da tensão perante valores médios ou elevados da corrente é lenta, e a evolução da tensão em relação a valores muito baixos ou próximos de zero é bastante rápida. Esta curva é dependente dos níveis de irradiância verificados no local e do desempenho dos controladores *MPP* relativamente às *strings* que controla.

Os objetivos definidos para esta dissertação, o desenvolvimento de modelos matemáticos (que possibilitam a análise, individual e em conjunto, de variáveis específicas que descrevem a *performance* do sistema fotovoltaico e permitem a deteção de anomalias existentes) e o desenvolvimento de uma metodologia de análise capaz de reconhecer problemas nas instalações e a sua origem, foram alcançados. Os modelos matemáticos que permitem a avaliação dos índices de desempenho desejados foram desenvolvidos, e a análise realizada para interpretar os indicadores calculados e as grandezas elétricas escolhidas possibilitou a deteção e a origem de anomalias e o mapeamento de zonas de funcionamento ótimo e anómalo. Por fim foram apresentadas soluções para as respetivas correções.

A realização deste projeto permitiu a consolidação de conhecimentos e a aquisição de competências acerca da tecnologia fotovoltaica relativos ao desempenho de uma instalação e dos seus componentes, e, em particular, o reconhecimento da importância da relação entre as variáveis elétricas e o desempenho de sistemas fotovoltaicos - que permitiram a deteção e interpretação de factos e acontecimentos suscetíveis de induzir situações de funcionamento anómalo e situações de funcionamento ótimo.

5.2 Trabalho Futuro

O projeto de continuidade desta dissertação assenta no desenvolvimento de um algoritmo capaz de aplicar os estudos efetuados a qualquer tipo de instalação fotovoltaica, isto é, que seja eficiente na deteção das anomalias identificáveis, tendo como base a análise apresentada na dissertação, e na sua implementação no sistema de monitorização *MyGen*.

Referências

[1] Green Savers. Países europeus podem ficar sem combustíveis fósseis em apenas cinco anos. URL: http://www.greensavers.sapo.pt/2014/05/19 [20/05/2014].

[2] Global Sustainability Institute. Country resource maps. Relatório técnico, Anglia Ruskin University. URL: http://www.anglia.ac.uk/ruskin/en/home/microsites/global_sustainability_institute/our_research/resource_management.Maincontent.0017.file.tmp/Global%20Resource%20Observatory_Country%20Resource%20Maps%20Report.pdf [20/05/2014].

[3] Wagner de Cerqueira e Francisco. Petróleo, 2011. URL: http://www.mundoeducacao.com/geografia/petroleo-2.htm [20/05/2014].

[4] Agência Municipal de Energia de Almada. Energias renováveis. URL: http://www.ageneal.pt/content01.asp?BTreeID=00/01&treeID=00/01&newsID=8 [20/05/2014].

[5] Artur Deger. No futuro a energia fotovoltaica continuará a ter valor? *renováveis magazine*, 2:4, 2010.

[6] Direcção Geral de Energia e Geologia. Energia solar. URL: http://www.dgeg.pt/ [20/05/2014].

[7] Associação Europeia da Indústria Fotovoltaica & National Renewable Energy Laboratory (USA) Agência Internacional de Energia. *Energias Renováveis - Renewable Energies*. Atlier Nunes e Pã, 2009.

[8] Frimague. Microgeração - painéis solares fotovoltaicos. URL: http://www.frimague.pt/?pID=11 [21/05/2014].

[9] http://economia.sapo.pt. Corte nas tarifas a pequenos produtores de energia duplica. URL: http://microgeracaopt.blogs.sapo.pt/ [21/05/2014].

[10] Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos. Preços das tsarifas de venda a clientes finais em portugal continental. Relatório técnico. URL: http://www.erse.pt/pt/electricidade/tarifaseprecos/tarifasreguladasdeanosanteriores/tarifareguladas2011/Documents/PrecosTVCF%20PTCont_2011.pdf.

[11] Shell International BV. Shell energy scenarios to 2050, 2008. URL: http://s00.static-shell.com/content/dam/shell/static/future-energy/downloads/shell-scenarios/shell-energy-scenarios2050.pdf.

[12] Hélder Correia & Rui Azevedo. A mini-produção fotovoltaica. *Renováveis Magazine*, página 3, 2011.

[13] Smartwatt. Who we are. URL: http://smartwatt.pt [30/05/2014].

[14] Smartwatt. Mygen - smartwatt. URL: http://smartwatt.net/MyGen [30/05/2014].

[15] Smartwatt. Mygen. Relatório técnico, 2014. URL: http://smartwatt.net/MyGen/Services/images/mygen.pdf.

[16] Solar Edge. Module-level pv monitoring. URL: http://www.solaredge.com/groups/monitoring/module-monitoring [30/05/2014].

[17] APJ Energy. Monitorização fotovoltaica. URL: http://www.apj.pt/monitorizacao.html [03/06/2014].

[18] Solar Eye. Solareye platform. URL: http://www.solareye.eu/platform/index.php?r=site/page&view=features [03/06/2014].

[19] Sun Power. Sunpower monitoring system - residential. URL: https://www.youtube.com/watch?v=j1xjaUuNBA4 [03/06/2014].

[20] GreenPowerMonitor. Greenpowermonitor - monitoring, control and asset management solutions. URL: http://www.greenpowermonitor.com/ [04/06/2014].

[21] GreenPowerMonitor. Gpm pv portal english version. URL: https://www.youtube.com/watch?v=j8RxqIOeOWw [15/05/2014].

[22] Solar-Log. Solar-log web - reporting and monitoring via the internet. URL: http://www.solar-log.com/en/products-solutions/solar-log-web.html [04/06/2014].

[23] Solar-Log. Demo of solar-log^{TM} web commercial edition. URL: http://demo.solarlog-web.com/welcome.html [04/06/2014].

[24] Krannich Solar. A monitorização de sistemas fv. URL: http://pt.krannich-solar.com/pt/empresa/noticias/artigo/article/a-monitorizacao-de-sistemas-fv.html [04/06/2014].

[25] SMA Solar Technology AG. Performance ratio - fator de qualidade para o sistema fotovoltaico. Relatório técnico.

[26] Emmanuel Kymakis, Sofoklis Kalykakis, e Thales M Papazoglou. Performance analysis of a grid connected photovoltaic park on the island of crete. *Energy Conversion and Management*, 50(3):433–438, 2009.

[27] Eletrónica. Instalação de sistemas solares fotovoltaicos - posição e espectro solar. URL: http://www.electronica-pt.com/content/view/273/ [05/06/2014].

[28] Sigma Inovar. Energia renovável. URL: www.sigmainovar.com.br [05/06/2014].

[29] Cláudio Monteiro. Apontamentos aulas téoricas de energia eólica e solar - componentes de um sistema fotovoltaico.

[30] CFP Lima, JB Almada, RPS Leão, MCO Rêgo, ASR Neto, e FOO Segundo. Sistema de gerenciamento de planta virtual de geração. *Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos, 2010, Belém. SBSE 2010*, páginas 1–6, 2010.

[31] A Mohammedi, N Mezzai, D Rekioua, e T Rekioua. Impact of shadow on the performances of a domestic photovoltaic pumping system incorporating an mppt control: A case study in bejaia, north algeria. *Energy Conversion and Management*, 84:20–29, 2014.

[32] S Mekhilef, R Saidur, e M Kamalisarvestani. Effect of dust, humidity and air velocity on efficiency of photovoltaic cells. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 16(5):2920–2925, 2012.