

# Monitorização e análise da performance de duas centrais fotovoltaicas em Inglaterra

*Diogo Marques Ribeiro Carvalho Costa*

**Dissertação de Mestrado**

Orientador na FEUP: Prof.<sup>a</sup> Ana Isabel Palmero Marrero

Orientador na Empresa: Eng.º Apostolos Kotsaris



**Mestrado Integrado em Engenharia Mecânica**

Fevereiro de 2019



*Aos meus pais, amigos e namorada*



## Resumo

O aumento da demanda energética mundial, a escassez dos combustíveis fósseis e o impacto da sua utilização na produção de energia para o meio ambiente motivou, nos últimos anos, o crescimento do interesse, do investimento e da utilização de fontes de energia renováveis, das quais se destaca a energia solar. As principais vantagens dos sistemas que utilizam o efeito fotovoltaico na produção de energia são o facto de utilizarem um recurso abundante e inesgotável como é o caso do Sol. O rápido crescimento do mercado fotovoltaico motivou um aumento significativo do estudo e desenvolvimento de tecnologias capazes de tornar estes sistemas cada vez mais eficientes e economicamente viáveis.

Todo o trabalho prático desenvolvido na presente dissertação teve lugar nas instalações da LightsourceBP em Londres entre o dia 15 de Setembro e o dia 18 de Dezembro de 2018. A LightsourceBP é atualmente a empresa líder mundial no desenvolvimento, aquisição e gestão de longo prazo de grandes projetos fotovoltaicos e de soluções de energia inteligente. Por motivos de confidencialidade com a empresa, o nome, a localização específica, alguns parâmetros técnicos (tais como coeficientes de perdas) e desenhos técnicos das centrais não podem ser partilhados. Desta forma, nesta dissertação, as centrais estudadas foram identificadas como central A e central B.

Ambas as centrais estão localizadas no sul de Inglaterra e são do tipo *grid-connected*. A central A tem uma capacidade instalada de, aproximadamente, 3,6 kWp e a central B de 6,3 kWp.

Para a central A foi proposta uma reconfiguração das ligações dos módulos que compõem uma *string*, com o objetivo de minimizar as perdas associadas ao sombreamento entre fileiras. Com o recurso ao *software* PVsyst foram comparados os resultados estimados para o sistema real e para o sistema com a configuração proposta.

A central B, do tipo flutuante, está localizada num grande reservatório de água e o seu desempenho é especialmente afetado pela sujidade provocada por excrementos de pássaros na superfície dos módulos. Durante cerca de 1 mês e meio, foram então conduzidas operações de limpeza nos módulos, não só com o objetivo de otimizar o desempenho da central como também de avaliar as melhorias conseguidas e de definir um plano de limpeza anual.

Em relação à central A foram calculados e estimados os valores do rácio de desempenho (PR) anual e da energia anual produzida. Para o sistema real calculou-se um PR anual igual a 84,39% e uma produção anual de energia elétrica de 3561 MWh/ano. Para o sistema proposto, estimou-se um PR anual igual a 85,51% e uma produção anual igual a 3608 MWh/ano. Estima-se por isso que, a reconfiguração da ligação dos módulos represente mais 47 MWh de energia produzida comparada com o atual sistema, o que corresponde, aproximadamente, a 1,3% mais de energia elétrica anualmente produzida.

No que diz respeito à central B, neste trabalho é descrita toda a metodologia utilizada na avaliação do impacto das operações de limpeza no desempenho do sistema. A partir dos resultados é possível concluir que a limpeza dos módulos garantiu um aumento de aproximadamente 8% no PR do sistema. Pelos resultados constata-se também que passados quatro meses da limpeza, o PR do sistema era semelhante ao valor do PR calculado para os dias anteriores à limpeza. Durante o período considerado neste estudo, verificou-se que o sistema de monitorização e o próprio sistema fotovoltaico, não estiveram operacionais durante 1 mês e meio, o que impediu que, uma correta definição de um plano de limpeza anual fosse feita.



## Abstract

The increase in world energy demand, the shortage of fossil fuels and the impact of their use on the production of energy for the environment have led, in recent years, to the growth of interest, investment and the use of renewable energy sources, namely solar energy. The main advantages of the systems that use the photovoltaic effect in the production of energy are that they use an abundant and inexhaustible resource such as the Sun. The rapid growth of the photovoltaic market has motivated a significant increase in the study and development of technologies capable of making increasingly efficient and economically viable systems.

All the practical work developed in this dissertation, took place at the LightsourceBP facilities in London between 15 September and 18 December 2018. LightsourceBP is currently the world leader in the development, acquisition and long-term management of large scale PV projects and intelligent energy solutions. For reasons of confidentiality with the company, the name, specific location, some technical parameters (such as loss coefficients) and technical drawings of the plants can not be shared. Thus, in this dissertation, the studied plants were identified as plant A and plant B.

Both plants are located in the south of England and both are considered as a grid connected system. Plant A has an installed capacity of, approximately 3,6 kWp and plant B 6,3 kWp.

For plant A it was proposed a reconfiguration of the connections of the modules, in order to minimize the losses associated with the inter-row shading. Using the PVsyst software, the estimated results for the actual system and the system with the proposed configuration were compared.

Plant B, a floating plant, is located in a large water reservoir and its performance is especially affected by the soiling caused by bird droppings on the surface of the modules. For about a month and a half, cleaning operations were carried out in the modules, not only to optimize the plant's performance, but also to evaluate the improvements achieved and to define an annual cleaning plan.

With regard to plant A, the values of the annual performance ratio (PR) and the annual energy produced were calculated and estimated. For the real system a PR was equal to 84.39% and an annual electricity production of 3561 MWh / year. For the proposed system a PR was estimated equal to 85.51% and annual production equal to 3608 MWh/year. It is therefore estimated that the reconfiguration of the modules connection represents an additional 47 MWh of energy produced compared to the current system, corresponding to approximately 1.3% more electricity produced.

With regard to plant B, this work describes the methodology used in the evaluation of the impact of cleaning operations on the performance of the system. From the results it is possible to conclude that the cleaning of the modules guaranteed an increase of approximately 8% in the PR of the solar array. The results show that after four months of cleaning, the PR of the system was similar to the PR value calculated for the days prior to cleaning. During the period considered in this study, it was verified that the monitoring system and the photovoltaic system itself were not operational for 1 month and a half, which prevented a correct definition of an annual cleaning plan.



## Agradecimentos

Em primeiro lugar, quero agradecer à minha orientadora, a Professora Ana Isabel Palmero Marrero por todo o apoio e ajuda na realização da presente dissertação, e também pela constante preocupação e dedicação demonstrada.

Agradeço também ao Eng.º Apostolos Kotsaris, o meu coorientador e Diretor do departamento técnico na LightsourceBP, pela oportunidade de realizar a minha dissertação numa das principais empresas na área da energia fotovoltaica. Ao Eng.º Chris Buckland, ao Eng.º Leo Kellock, ao Eng.º Jesús Garcia e ao Eng.º Andrew Kriss agradeço por todo apoio relacionado com as questões técnicas e metodologias relativas ao estudo a realizar.

Por último, mas não menos importante, agradeço aos meus pais, família, namorada e amigos por todo o apoio e motivação dados ao longo da realização da minha dissertação de mestrado, e também por todo o apoio prestado ao longo de todo o meu percurso académico.



## Índice de Conteúdos

1	Introdução .....	1
1.1	Enquadramento do projeto e motivação.....	1
1.2	LightsourceBP.....	1
1.3	Objetivos do projeto.....	2
1.4	Método seguido no projeto .....	2
1.5	Estrutura da dissertação .....	2
2	Estado da arte.....	3
2.1	Energia Solar: Definição e Panorama mundial .....	3
2.2	Células Fotovoltaicas .....	5
2.2.1	Efeito fotoelétrico .....	5
2.2.2	Tipos de células fotovoltaicas.....	6
2.2.3	Estrutura de uma célula fotovoltaica .....	8
2.3	Módulos Fotovoltaicos.....	10
2.3.1	Características construtivas.....	10
2.3.2	Características elétricas dos módulos .....	12
2.3.3	Fatores que afetam as características elétricas dos módulos .....	13
2.3.4	<i>Maximum Power Point Tracking</i> .....	14
2.4	Sistemas Fotovoltaicos.....	16
2.4.1	Tipos de sistemas FV .....	16
2.4.2	Componentes .....	18
2.4.3	Tipologias de ligação de Sistemas fotovoltaicos .....	23
2.5	Principais perdas de um Sistema fotovoltaico .....	24
2.5.1	Sombreamento .....	25
2.5.2	Temperatura operativa .....	27
2.5.3	Sujidade .....	28
2.5.4	Perdas nos cabos .....	28
2.5.5	Perdas espectrais .....	29
2.5.6	Perdas por <i>Mismatch</i> .....	29
2.5.7	Perdas nos inversores.....	30
2.6	Avaliação do desempenho de uma central FV .....	31

3	As centrais fotovoltaicas estudadas .....	33
3.1	Apresentação .....	33
3.2	Caracterização da central .....	34
3.2.1	Caracterização geral e localização .....	34
3.2.2	Módulos Instalados .....	34
3.2.3	Sombreamento .....	36
3.2.4	Tipologia e inversores instalados.....	38
3.2.5	Condições atmosféricas .....	39
4	Central A: Sombreamento entre fileiras .....	41
4.1	Descrição do Problema .....	41
4.2	Metodologia .....	45
4.3	Resultados .....	46
4.4	Discussão dos resultados.....	50
5	Central B: Sujidade dos módulos.....	53
5.1	Descrição do Problema .....	53
5.2	Metodologia .....	55
5.3	Resultados .....	62
5.4	Discussão dos resultados.....	67
6	Conclusão.....	69
6.1	Trabalhos Futuros .....	70
	Referências .....	71
	ANEXO A: Fichas Técnicas.....	75
	ANEXO B: Relatórios PVsyst.....	79
	ANEXO C: Curvas de Irradiação da Central B.....	89

## Glossário

### Acrónimos

AM	<i>Air mass</i> (Massa de ar)
a-Si	Silício amorfo
a-Si/ $\mu$ c-Si	Silício micro-amorfo
B	Boro
CA	Corrente alternada
CC	Corrente contínua
CdTe	<i>Cadmium Telluride</i>
CIGS	<i>Copper Indium-Gallium Diselenide</i>
CIS	<i>Copper Indium Selenide</i>
CPV	<i>Concentrating photovoltaic</i>
c-Si	Silício cristalino
eV	Eletro-volt
EVA	<i>Ethylene-vinyl acetate</i>
FF	Fator de forma
FV	Fotovoltaico
mc-Si	Silício monocristalino
MPP	<i>Maximum power point</i>
MPPT	<i>Maximum power point tracking</i>
Li-ion	Iões de lítio
P	Fósforo
Pb-ácido	Chumbo ácido
Pc-Si	Silício policristalino
PCU	<i>Power conditioning unit</i>
PWM	<i>Power-Width Modulation</i>
PR	Rácio de desempenho
PVF	Fluoreto de polivinila
SFI	Sistemas fotovoltaicos isolados
SFCR	Sistemas fotovoltaicos controlados pela rede
STC	<i>Standard test conditions</i>
TC	Transferência de calor



## Nomenclatura

a	Coeficiente do aumento da temperatura do módulo por radiação	[-]
$A_m$	Área total dos módulos	[m <sup>2</sup> ]
b	Coeficiente do efeito do vento na temperatura do módulo	[s/m]
CF	Fator de capacidade	[%]
$E_{CA}$	Energia anual em CA produzida	[MWh]
$E_{CC}$	Energia em CC medida	[kWh]
$E_{CA}^{mensal}$	Energia mensal em CA produzida	[MWh]
$E_{perdida,somb}$	Energia perdida por sombreamento	[kWh]
G	Irradiação	[W/m <sup>2</sup> ]
GlobEff	Radiação global efetiva	[kWh/m <sup>2</sup> ]
GlobInc	Radiação global incidente	[kWh/m <sup>2</sup> ]
$G_{STC}$	Irradiação às condições STC	[W/m <sup>2</sup> ]
I	Corrente	[A]
$I_{mpp}$	Corrente de máxima potência	[A]
$I_{sc}$	Corrente de curto circuito	[A]
L	Comprimento do fio	[m]
$P_{CC}$	Potência instalada em CC	[kWp]
$P_{máx}$	Potência máxima	[W]
$P_n$	Potência nominal	[Wp]
$P_p$	Potência dissipada pelo cabo	[W]
PR	Rácio de desempenho	[%]
$PR_{corr}$	Rácio de desempenho corrigido	[%]
R	Resistência nos cabos	[ $\Omega$ ]
S	Área da secção transversal do cabo	[m <sup>2</sup> ]
$T_a$	Temperatura ambiente	[°C]
$T_{cel}$	Temperatura da célula	[°C]
$T_m$	Temperatura do módulo	[°C]
$T_{STC}$	Temperatura das células às condições STC	[°C]
U	Velocidade do vento	[m/s]
V	Tensão	[V]
$V_{mpp}$	Tensão de máxima potência	[V]
$V_{oc}$	Tensão de circuito aberto	[V]
Y	Produtividade	[kWh/kWp]

$\Delta_r$	Varição percentual relativa do $PR_{corr}$	[%]
$\Delta T_{cond}$	Decréscimo de temperatura por condução	[°C]
$\alpha$	Coefficiente de temperatura para potência	[%/°C]
$\rho$	Condutividade do material condutor	[ $\Omega.m$ ]
$\gamma$	Toleranciamento de potência nos módulos	[%]
$\eta_m$	Eficiência do módulo	[%]

## Índice de Figuras

Figura 1 - Potência instalada em 2017 pelas principais tecnologias (Solar Power Europe 2018).....	3
Figura 2 - Capacidade Solar FV instalada entre 2007 e 2017 (REN 21 2018) .....	3
Figura 3 - Capacidade Solar FV instalada por país ou região entre 2007 e 2017 (REN 21 2018) .....	4
Figura 4 - Cenários do mercado solar FV mundial entre 2018 e 2022 (Solar Power Europe 2018).....	4
Figura 5 - Estrutura de bandas de energia em diferentes materiais (Pinho e Galdino 2014) .....	5
Figura 6 - Modelo de uma célula FV. (Jäger, et al. 2014).....	6
Figura 7 - Esquema representativo dos vários tipos de tecnologias.....	6
Figura 8 - Eficiência dos diferentes tipos de células fotovoltaicas entre 1993 e 2019 (Fraunhofer ISE 2018).....	7
Figura 9 - Capacidade instalada dos diferentes tipos de células entre 2000 e 2017 (Fraunhofer ISE 2018).....	8
Figura 10 - Estrutura básica de uma célula fotovoltaica de silício (Pinho e Galdino 2014) .....	8
Figura 11 - Estrutura de uma célula fotovoltaica em silício cristalino (Pinho e Galdino 2014).....	9
Figura 12 - Célula fotovoltaica de silício cristalino (Pinho e Galdino 2014) .....	9
Figura 13 - Associação de células fotovoltaicas (Jäger, et al. 2014).....	10
Figura 14 - Exemplos de duas configurações de um módulo FV (Jäger, et al. 2014).....	11
Figura 15 - Esquema de um módulo FV com células de silício cristalino (Pinho e Galdino 2014).....	11
Figura 16 - Curva característica I-V e curva característica P-V de um módulo fotovoltaico com potência nominal de 100 Wp (Pinho e Galdino 2014) .....	12
Figura 17 - Símbolo elétrico de módulo fotovoltaico .....	13
Figura 18 - Efeito da irradiação na curva I-V de um módulo (Pinho e Galdino 2014)....	13
Figura 19 - Efeito da temperatura das células na curva I-V de um módulo FV (Pinho e Galdino 2014).....	14
Figura 20 - Efeito da temperatura e da irradiação na curva I-V (Jäger, et al. 2014).....	15
Figura 21 - Esquema representativo de um sistema solar fotovoltaico simples (Jäger, et al. 2014).....	16
Figura 22 - Sistema fotovoltaico <i>on-grid connected</i> (Jäger, et al. 2014).....	17
Figura 23 - Sistema fotovoltaico <i>off-grid connected</i> (Jäger, et al. 2014).....	18
Figura 24 - Esquema representativo de um sistema híbrido (Pinho e Galdino 2014).....	18
Figura 25 - Constituição de um sistema fotovoltaico.....	19
Figura 26 - Conectores com engate rápido utilizados em módulos fotovoltaicos (Government of India- Ministry of new and Renewable energy 2017) .....	19

Figura 27 - Combinação de um sistema de controlo MPPT e um conversor CC-CC (Jäger, et al. 2014) .....	21
Figura 28 - Configurações de um Sistema FV (a) tipo inversor central, (b) tipo inversor de <i>string</i> , (c) tipo micro-inversor.....	23
Figura 29 - Gráfico comparativo dos diversos tipos de tipologias.....	24
Figura 30 - Principais perdas de um sistema solar fotovoltaico.....	24
Figura 31 - Exemplo de módulos danificados pelo fenómeno <i>hotspot</i> (Solar Review 2018).....	25
Figura 32 - Exemplo de uma caixa de conceções com dois díodos de <i>bypass</i> instalados (Saikiran 2016) .....	26
Figura 33 - Esquema representativo do funcionamento de um diodo <i>bypass</i> . (Energy and environment partnership 2016).....	26
Figura 34 - Efeito da utilização de díodos de <i>bypass</i> na curva I-V de 4 módulos FV conectados em série (Pinho e Galdino 2014). .....	27
Figura 35 - Operação de limpeza de módulos fotovoltaicos (Messersi 2018) .....	28
Figura 36 - Sistema fotovoltaico com 4 módulos de 250 Wp conectados em série.....	30
Figura 37 - Curva de eficiência típica de um inversor (Chumpolrat, et al. 2014).....	30
Figura 38 - Relação entre a eficiência de um inversor e a temperatura ambiente (Department of energy and mineral engineering s.d.) .....	31
Figura 39 - Fotografia aérea da central A.....	33
Figura 40 - Fotografia aérea da central B.....	33
Figura 41 - Disposição e ligação dos módulos instalados na central A .....	36
Figura 42 - Estrutura de suporte dos módulos instalados na central B .....	36
Figura 43 - <i>Layout</i> da central A representado no <i>software</i> PVsyst .....	37
Figura 44 - Carta solar da localização da central A (PVsyst) .....	37
Figura 45 - Sombreamento entre fileiras no dia 4 de Janeiro pelas 14h30 (PVsyst) .....	41
Figura 46 - Sombreamento entre fileiras no dia 4 de Janeiro pelas 14h45 (PVsyst) .....	42
Figura 47 - Sombreamento entre fileiras no dia 4 de Janeiro pelas 15h00 (PVsyst) .....	42
Figura 48 - Sombreamento entre fileiras no dia 4 de Janeiro pelas 15h15 (PVsyst) .....	42
Figura 51 - Sombreamento entre fileiras no dia 4 de Janeiro pelas 16h00 (PVsyst) .....	43
Figura 49 - Sombreamento entre fileiras no dia 4 de Janeiro pelas 15h30 (PVsyst) .....	43
Figura 50 - Sombreamento entre fileiras no dia 4 de Janeiro pelas 15h45 (PVsyst) .....	43
Figura 52 - Disposição e ligação dos módulos do tipo linear .....	44
Figura 53 - PR mensal estimado para cada tipo de ligação (PVsyst).....	46
Figura 54 - Energia mensal em CA produzida e radiação incidente nos módulos (PVsyst) .....	47
Figura 55 - Diagrama de perdas anuais estimadas (PVsyst) .....	49
Figura 56 - Estimativa mensal da $E_{perdida,somb}$ em cada configuração (PVsyst).....	49

Figura 57 - Conjunto de módulos instalados na central B com excrementos na sua superfície .....	53
Figura 58 - Módulo instalado na central B com excrementos na sua superfície.....	53
Figura 59 - Operação de limpeza dos módulos da central B.....	54
Figura 60 - Esquema representativo das secções da matriz FV da central B.....	54
Figura 61 - Curva de irradiação do dia 04/06/2018.....	57
Figura 62 - Curva de irradiação do dia 24/06/2018.....	57
Figura 63 - $PR_{corr}$ do conjunto 2.2 nos dias considerados .....	63
Figura 64 - $PR_{corr}$ do conjunto 2.3 nos dias considerados .....	63
Figura 65 - $PR_{corr}$ do conjunto 2.4 nos dias considerados .....	64
Figura 66 - $PR_{corr}$ do conjunto 2.5 nos dias considerados .....	64
Figura 67 - $PR_{corr}$ do conjunto 2.6 nos dias considerados .....	65
Figura 68 - $PR_{corr}$ do conjunto 2.7 nos dias considerados .....	65
Figura 69 - $PR_{corr}$ do conjunto 2.8 nos dias considerados .....	66



## Índice de Tabelas

Tabela 1 - Localização e características gerais das centrais A e B .....	34
Tabela 2 - Características elétricas dos módulos instalados.....	35
Tabela 3 - Características elétricas dos inversores instalados .....	38
Tabela 4 - Valores da radiação global incidente (GlobInc) e da radiação global efetiva (GlobEff) nas localizações das centrais estudadas (Meteonorm) .....	39
Tabela 5 - Valores da temperatura ambiente nas localizações das centrais estudadas (Meteonorm) .....	40
Tabela 6 - Valores estimados do PR, da energia anual em CA produzida e da produtividade (PVsyst) .....	46
Tabela 7 - Valores estimados do PR mensal para cada tipo de configuração (PVsyst) ..	47
Tabela 8 - Valores mensais estimados da energia em CA produzida por cada configuração (PVsyst).....	48
Tabela 9 - Valores mensais estimados da $E_{\text{perdida,somb}}$ (PVsyst).....	50
Tabela 10 - Caracterização dos conjuntos considerados e datas das respetivas operações de limpeza .....	56
Tabela 11 - Dias de céu limpo entre Junho e Outubro 2018 .....	58
Tabela 12 - Capacidade instalada de cada conjunto.....	60
Tabela 13 - Coeficientes empíricos da transferência de calor por convecção (Dierauf, et al. 2013) .....	61
Tabela 14 - Resultados do $PR_{\text{corr}}$ para os dias analisados .....	62
Tabela 15 - Variação percentual relativa do valor do $PR_{\text{corr}}$ de cada conjunto após a limpeza.....	66



# 1 Introdução

## 1.1 Enquadramento do projeto e motivação

A presente dissertação de mestrado, encontra-se inserida na unidade curricular de Dissertação do Mestrado Integrado de Engenharia Mecânica da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto. O trabalho teve início no mês de Setembro de 2018 e decorreu ao longo do 1º semestre do ano letivo 2018/2019.

Este trabalho teve por base o estudo de duas centrais fotovoltaicas de média dimensão, uma com cerca de 3,6 MWp (central A) e outra com cerca de 6,3 MWp (central B) de potência instalada, ambas construídas em Inglaterra. A central A, encontra-se diretamente conectada à rede elétrica nacional. A central B, que tem a particularidade ser do tipo flutuante, encontra-se fornece energia elétrica a uma central de tratamentos de águas e também está conectada à rede elétrica nacional.

A performance da central A é afetada pelo sombreamento entre fileiras e pelo tipo de configuração da ligação entre os módulos existentes na central. A central B, desde a sua instalação, demonstrou trabalhar com um PR (Performance Ratio) cerca de 10% abaixo daquele que foi estimado aquando do seu projeto, provocado pela sujidade na superfície dos seus módulos.

Com o objetivo de otimizar o desempenho da central A foi proposta uma reconfiguração das ligações dos módulos entre si. A central B foi sujeita a operações de limpeza para eliminar a sujidade da superfície dos módulos, sujidade essa que dá origem a elevadas perdas de potência no sistema.

Desta forma, o presente trabalho tornou-se importante, já que os problemas que afetam tanto a central A como a central B são bastante comuns neste tipo de centrais fotovoltaicas. Desta forma, as medidas de otimização e a metodologia de análise consideradas neste trabalho são extensíveis a outros centrais, para os quais o sombreamento entre fileiras e/ou a sujidade afetam a sua performance.

## 1.2 LightsourceBP

Todo o trabalho prático desenvolvido no âmbito da presente dissertação teve lugar nas instalações da LightsourceBP em Londres, Inglaterra. Esta colaboração teve uma duração de aproximadamente 3 meses, tendo tido início no dia 15 de Setembro de 2018.

A LightsourceBP é a empresa líder mundial no desenvolvimento, aquisição e gestão de longo prazo de grandes projetos fotovoltaicos e de soluções de energia inteligente. Criada em 2010, é já uma das grandes empresas ligadas ao setor da energia solar. Até à data, conta com um portefólio de 1,3GW de projetos desenvolvidos internamente e com 2 GW de parques sob gerenciamento.

Durante a minha colaboração com a empresa, fiz parte da equipa técnica que se dedica essencialmente ao projeto e design de novos sistemas, bem como a avaliação da performance e otimização de sistemas já em funcionamento.

### 1.3 Objetivos do projeto

O presente trabalho teve como objetivo principal avaliar medidas de otimização da performance de duas centrais fotovoltaicas de média dimensão instaladas em Inglaterra.

Para a central A, tal como foi dito anteriormente, foi proposta uma reconfiguração das ligações dos módulos entre si. Desta forma, foram estimados os valores do PR, da produção de energia elétrica anual e das perdas provocadas pelo sombreamento para o caso do sistema atual e para o caso do sistema proposto neste trabalho.

A central B foi sujeita a uma operação de limpeza dos seus módulos. Foram calculados os valores do PR, antes e depois da limpeza, e foram avaliadas as melhorias em termos de performance conseguidas com base nos dados reais exportados pelo sistema de monitorização instalado na central.

### 1.4 Método seguido no projeto

Numa primeira fase, procurou-se recolher o máximo de informação relevante relativamente ao estado da arte dos sistemas solares fotovoltaicos, dos componentes que os constituem e das perdas que lhes estão associadas. Em seguida, procedeu-se à caracterização das duas centrais fotovoltaicas consideradas, apresentando-se as características das mesmas e dos elementos que as constituem.

Seguidamente foi descrito o problema associado a cada uma das centrais e, no caso da central A, foi estudada a medida de otimização proposta no desenvolvimento desta dissertação, usando os resultados obtidos pelo *software* de simulação PVsyst. No caso da central B foi avaliada a efetividade da operação de limpeza na performance do sistema. Esta avaliação teve por base no cálculo do PR, para um conjunto de dias anteriores e posteriores a essas operações.

### 1.5 Estrutura da dissertação

A presente dissertação encontra-se dividida em 6 capítulos. No capítulo 1 é feita a introdução. No capítulo 2 desenvolve-se todo o estudo e pesquisa relativamente ao estado da arte relacionado com os sistemas solares fotovoltaicos, os componentes que os constituem e as suas perdas associadas.

No capítulo 3 procede-se à apresentação e caracterização das duas centrais fotovoltaicas em Inglaterra, objetos de estudo.

No capítulo 4 é feita a descrição dos problemas associados à central A e é descrita uma solução proposta, de modo a que a performance desta possa ser otimizada. Neste mesmo capítulo é descrita a metodologia utilizada para comparar o sistema real e o sistema com a solução proposta. São também apresentados e discutidos os resultados obtidos a partir dessa comparação.

No capítulo 5 é feita a descrição do problema que afeta o desempenho da central B e das medidas corretivas aplicadas. É também explicada a metodologia utilizada no seu estudo e são apresentados e discutidos os resultados obtidos

Por fim, no capítulo 6 estabelecem-se as conclusões finais de todo o trabalho e são propostos alguns trabalhos futuros.

## 2 Estado da arte

### 2.1 Energia Solar: Definição e Panorama mundial

A energia solar pode ser definida, de forma simples, como sendo a energia que pode ser aproveitada a partir da radiação emitida pelo Sol, que se caracteriza por ser inesgotável e por estar disponível sem qualquer custo. Para além da importância que esta radiação tem no equilíbrio e manutenção da vida do planeta, cada vez mais, mostra ser uma fonte de energia limpa com enorme potencial, quando convertida por meio de sistemas de captação e conversão, em energia térmica e elétrica (Pinho e Galdino, 2014). Coletores solares térmicos convertem a radiação solar em energia térmica e os módulos fotovoltaicos em energia elétrica.

A procura, o investimento e a investigação na área da energia solar fotovoltaica tem vindo a crescer ao longo dos últimos anos a nível mundial. O ano de 2017 foi um ano marcante no setor fotovoltaico já que, globalmente, a capacidade FV total instalada foi maior do que a capacidade instalada para qualquer outra tecnologia de geração de energia. Foi instalado um total de 98 GW de potência solar fotovoltaica, o que representa cerca de 38% da capacidade total instalada em 2017 tal como mostra a Figura 1 (REN 21, 2018).

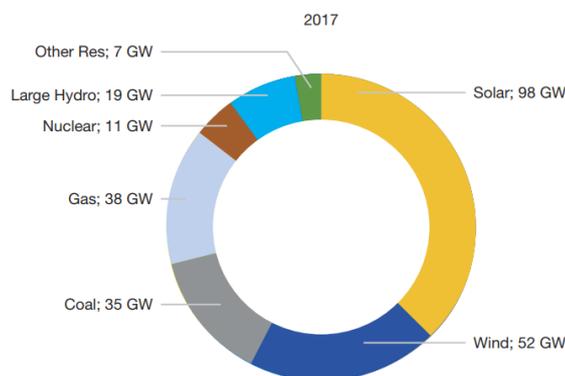


Figura 1 - Potência instalada em 2017 pelas principais tecnologias (Solar Power Europe 2018).

Nos últimos 10 anos verificou-se um crescimento exponencial do mercado ligado à energia FV, principalmente pelo aumento das necessidades energéticas impostas pelos países desenvolvidos, pelo preço a que a energia é vendida e pelos vários apoios governamentais que foram prestados para projetos FV. Globalmente, em 2007, a capacidade instalada total era de 8GW, aproximadamente, valor bem abaixo dos 402 GW registados em 2017. Na Figura 2 é possível observar o crescimento anual da utilização desta tecnologia (REN 21, 2018).

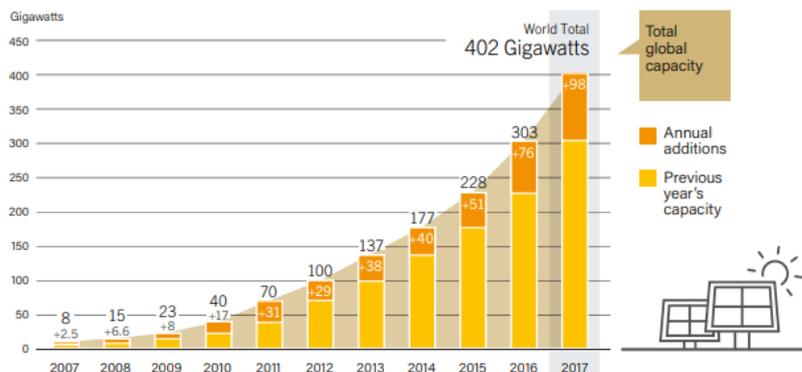


Figura 2 - Capacidade Solar FV instalada entre 2007 e 2017 (REN 21 2018)

A China, os Estados Unidos e o Japão foram os países que mais contribuíram para este crescimento (REN 21 2018). Na Figura 3 é possível observar a contribuição dos 5 países com maior peso no mercado FV na capacidade total instalada globalmente. Em 2017, a potência instalada na China, aproximadamente 131 GW, representava cerca de 32% da potência total instalada mundialmente (REN 21 2018). O expressivo crescimento verificado nesse país, entre 2011 e 2017, deu-se principalmente devido a políticas favoráveis, preços baixos dos módulos fotovoltaicos e programas de eletrificação rural em larga escala (Pinho e Galdino 2014).

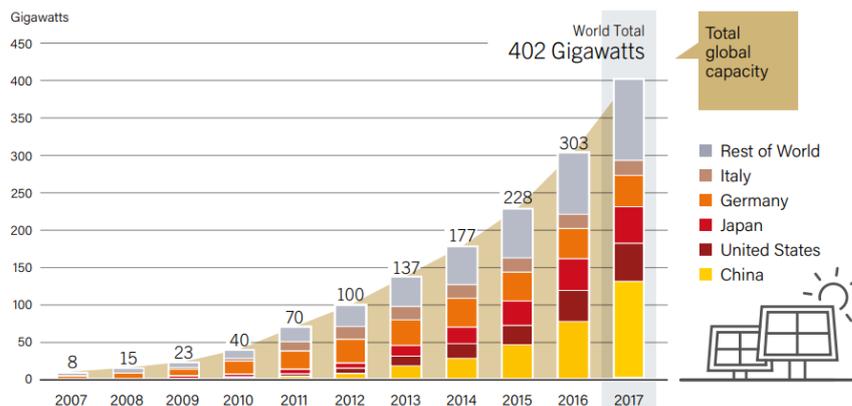


Figura 3 - Capacidade Solar FV instalada por país ou região entre 2007 e 2017 (REN 21 2018)

Até ao final de 2022, especialistas em energia solar prevêm que a capacidade solar mundial poderá atingir um valor acima de 1 TW. Na Figura 4 podem observar-se os valores previstos para a capacidade solar mundial entre 2018 e 2022 para cenários positivos e negativos (Solar Power Europe 2018).

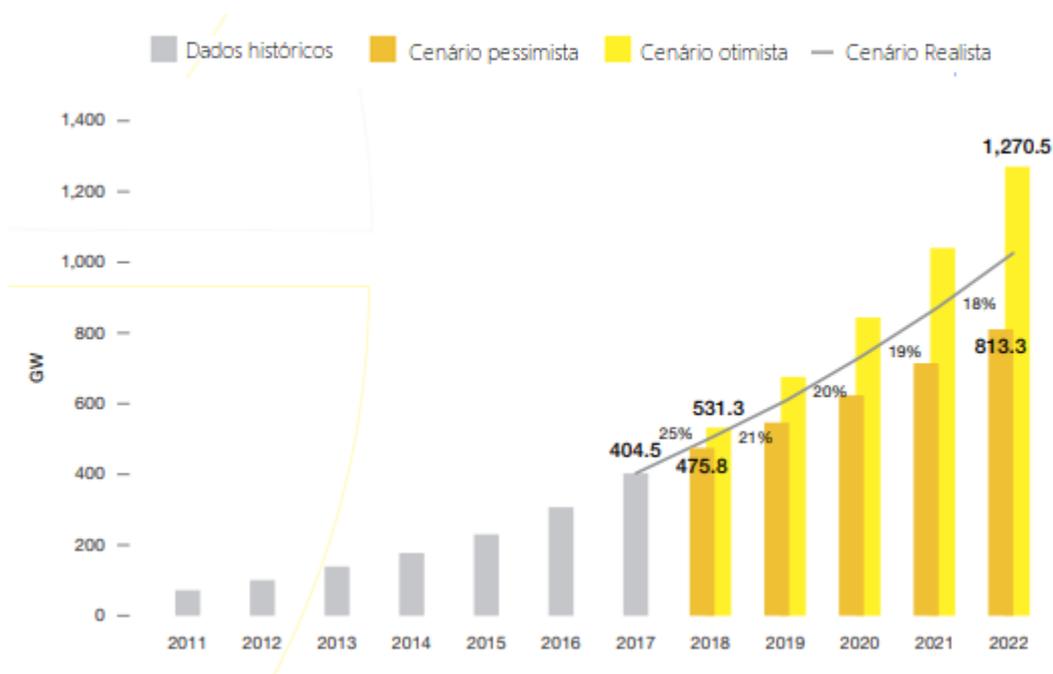


Figura 4 - Cenários do mercado solar FV mundial entre 2018 e 2022 (Solar Power Europe 2018)

## 2.2 Células Fotovoltaicas

As células fotovoltaicas são responsáveis pela conversão da energia proveniente do Sol em electricidade, através do efeito fotoelétrico. Este efeito foi descoberto por Becquerel<sup>1</sup> em 1839 ao observar que ao iluminar uma solução àcida surgia uma diferença de potencial entre os eléctrodos emersos nessa solução. Várias décadas se passaram até serem fabricadas as primeiras células fotovoltaicas, nos anos 50 nos Laboratórios Bell<sup>2</sup>. Estes dispositivos atingiam uma eficiência de conversão de energia solar em electricidade, relativamente alta para a época, de 6%, com potência de 5mW e uma área de 2 cm<sup>2</sup>.

### 2.2.1 Efeito fotoelétrico

Os semicondutores são um tipo de material presente na natureza, caracterizados por possuírem uma banda de valência completamente preenchida por electrões e uma banda de condução sem electrões à temperatura de zero absoluto, 0 K. Exemplos de elementos semicondutores são o Carbono (C), Silício (Si), Germânio (Ge), Arsênio (As) e Fósforo (P). O silício é o semicondutor mais utilizado em células fotovoltaicas e é o segundo elemento mais abundante no planeta Terra (Sampaio e González 2017)(Pinho e Galdino 2014).

As duas bandas de energia (banda de valência e banda de condução) permitidas dos materiais semicondutores, estão separadas por uma outra, denominada de banda proibida e representada por  $E_g$ . Nestes tipo de materiais esta energia pode atingir valores até 3 eV, distinguindo-os assim dos materiais isolantes onde esta energia é maior do que 3 eV (Pinho e Galdino 2014). A estrutura de separação de bandas de energia para condutores, semicondutores e isolantes é apresentada na Figura 5 (a), na Figura 5(b) e na Figura 5(c), respectivamente .

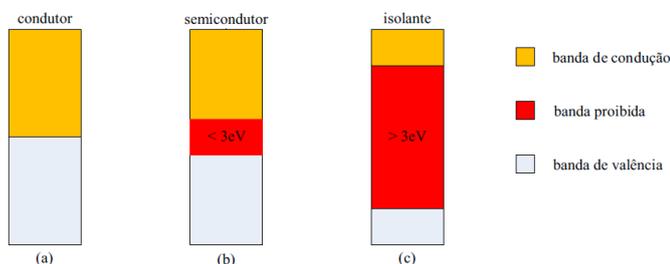


Figura 5 - Estrutura de bandas de energia em diferentes materiais (Pinho e Galdino 2014)

<sup>1</sup> Alexandre-Edmond Becquerel (Paris, 24 de Março de 1820 – Paris, 11 de Maio de 1891), físico francês.

<sup>2</sup> Centro de desenvolvimento e pesquisa da AT&T (empresa de telecomunicações dos Estados Unidos) localizado em Nova Jersey.

Para que aconteça o efeito fotoelétrico, os fotões presentes na radiação solar deverão fornecer uma determinada quantidade de energia ao semiconductor (maior do que  $E_g$ ) que permita a transição dos eletrões das camadas externas dos átomos da banda de valência, para a banda de condução (Sampaio e González 2017). Esta transição implica o aparecimento de uma lacuna, que se comporta como uma partícula com carga positiva, formando-se assim um par eletrão-lacuna. Normalmente, este par recombina-se, ou seja, o eletrão volta ao seu estado energético inicial. Com o recurso a membranas semipermeáveis capazes de absorver os eletrões e as lacunas, é possível criar um circuito elétrico e conseqüentemente gerar energia elétrica. Na Figura 6 é apresentado um modelo simplificado de uma célula FV (Jäger, et al. 2014).

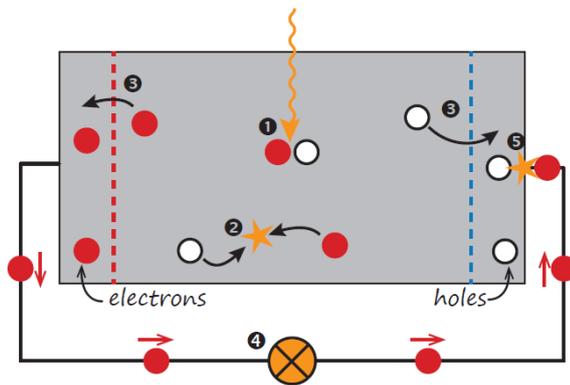


Figura 6 - Modelo de uma célula FV. (Jäger, et al. 2014)

Na Figura 6, os números representados, descrevem a sequência de processos que permitem a geração de eletricidade a partir de uma célula fotovoltaica: (1) Absorção de um fotão dá origem a um par eletrão lacuna. (2) Normalmente, este par recombina-se. (3) Através de membranas semipermeáveis é possível separar eletrões das lacunas. (4) Os eletrões separados dão origem a um circuito elétricos. (5) Depois de passarem pelo circuito os eletrões vão recombinar-se com as lacunas. (Jäger, et al. 2014)

## 2.2.2 Tipos de células fotovoltaicas

Existe atualmente no mercado, uma grande variedade de tecnologias de células fotovoltaicas que se distinguem pelos materiais que as constituem e pelo seu grau de maturidade. Geralmente são categorizadas por 3 grandes grupos, tal como mostra esquema da Figura 7: células de primeira, segunda e terceira geração (Gangopadhyay e Das 2013).

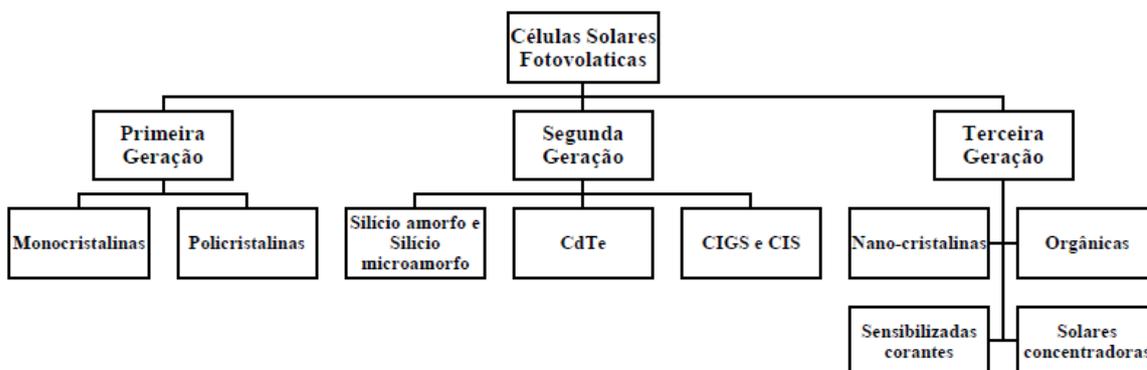


Figura 7 - Esquema representativo dos vários tipos de tecnologias

- Primeira geração: células fotovoltaicas constituídas por silício cristalino (c-Si), podendo este ser monocristalino (mc-Si) ou policristalino (pc-Si) e com um grau de maturidade de completa comercialização (Sampaio e González 2017).
- Segunda geração: células baseadas na tecnologia *thin film* (em português, filme fino) FV, que podem ser de 3 tipos: (1) silício amorfo (a-Si) e silício microamorfo (a-Si/ $\mu$ c-Si); (2) *cadmium telluride* (CdTe); (3) *copper indium selenide* (CIS) e *copper indium-galladium diselenide* (CIGS) (Sampaio e González 2017). Este tipo de tecnologia surgiu com o objetivo de produzir células com um custo menor. De facto, este tipo de células necessita de uma menor quantidade de material para absorver a mesma quantidade de radiação solar, quando comparadas com as células de primeira geração (99% menos material do que as células cristalinas). Para além do menor custo, este tipo de módulo é mais flexível e mais leve, o que permite aplicações mais variadas (por exemplo em edifícios) e estruturas de suporte menos robustas. Dadas estas vantagens, recentemente, as células *thin film* começam a ser cada vez mais procuradas (IRENA 2012).
- Terceira geração: células fotovoltaicas em desenvolvimento. Exemplos deste tipo de tecnologia são as células FV orgânicas, as células FV de concentração (CPV, do inglês *concentrated photovoltaics*), células FV sensibilizadas corantes e as células nano-cristalinas (Gangopadhyay e Das 2013).

Como é possível observar na Figura 8 as células de 3ª geração são aquelas que, ao longo dos anos, apresentaram uma maior evolução em termos de eficiência. Atualmente as células de 1ª e 2ª geração trabalham com eficiências entre os 21 e os 27%, valor abaixo dos 46% com que as células concentradoras de multijunção operam. Estas últimas, com recurso a espelhos e lentes, são capazes de focar, direcionar e concentrar a radiação solar numa determinada região da célula.

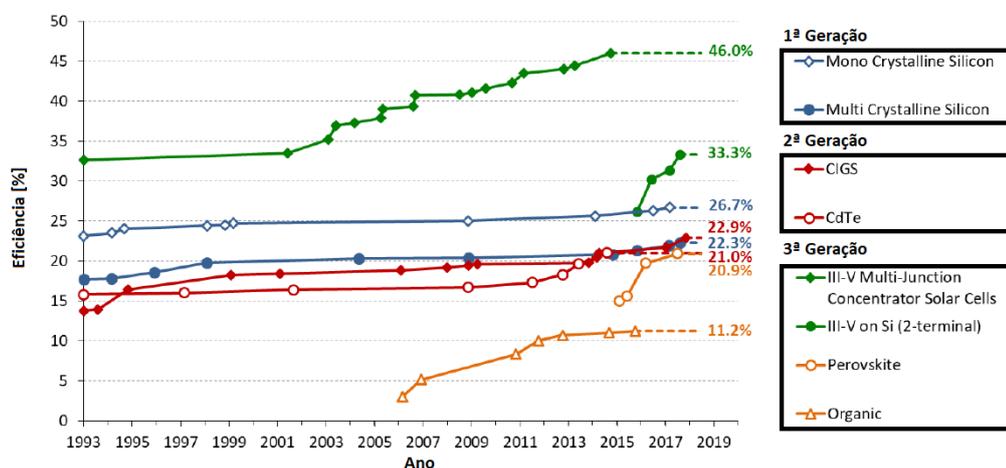


Figura 8 - Eficiência dos diferentes tipos de células fotovoltaicas entre 1993 e 2019 (Fraunhofer ISE 2018)

Globalmente, as células baseadas em sílica cristalina representam cerca de 85% da produção anual de eletricidade com origem fotovoltaica, tal como sugere a Figura 9. Também se percebe que as células *thin film* têm sido cada vez mais procuradas, representando cerca de 15% das instalações. Dentro das células de primeira geração, em 2017, existiu uma distribuição aproximada de 60% da capacidade instalada de células de silício policristalino e 40% de células de silício monocristalino.

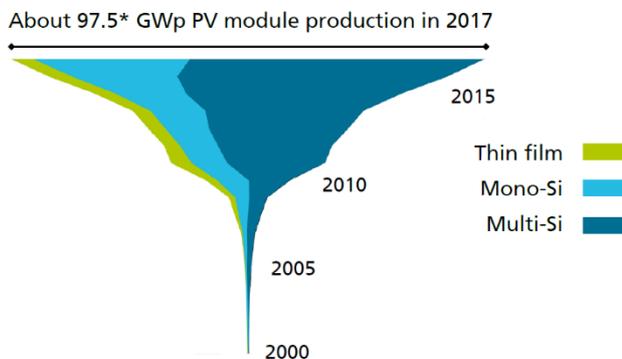


Figura 9 - Capacidade instalada dos diferentes tipos de células entre 2000 e 2017 (Fraunhofer ISE 2018)

### 2.2.3 Estrutura de uma célula fotovoltaica

Tal como foi explicado, eletrões e lacunas gerados pelo efeito da radiação incidente, podem movimentar-se dentro do material semiconductor aumentando assim a sua condutividade. Para o aproveitamento da corrente e tensões elétricas, é necessário aplicar um campo elétrico a fim de separar lacunas e eletrões, o que se consegue através das chamadas junções. Uma junção é contruída através da introdução, de forma controlada, de impurezas no semiconductor, ou seja, realizar a dopagem, que consiste na introdução de pequenas quantidades de outros elementos, aos quais se dá o nome de impurezas ou dopantes, que alteram drasticamente as propriedades do material intrínseco (Pinho e Galdino 2014). As junções podem ser divididas em 2 tipos: homojunção, quando os materiais de ambos os lados da junção metalúrgica são idênticos distinguindo-se apenas pelo tipo e/ou concentrações de impurezas utilizadas, e heterojunção, quando a junção é feita num cristal único entre dois materiais diferentes. As junções do tipo pn, são a estrutura mais típica numa célula fotovoltaica.

Para se obter uma junção pn são introduzidos átomos de Boro (B) numa das metades de uma lâmina de Silício, e átomos de Fósforo (P) na outra metade. À região dopada com átomos de B dá-se o nome de p e à região dopada com átomos de Fósforo dá-se o nome de n, formando-se assim uma junção pn. A Figura 10 mostra a estrutura física de uma junção pn de uma célula fotovoltaica (Pinho e Galdino 2014).

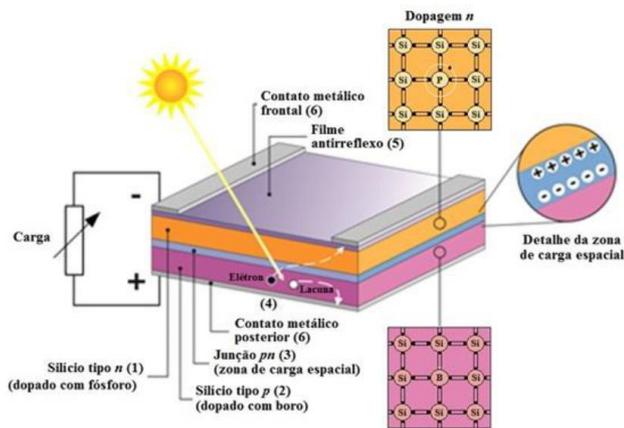


Figura 10 - Estrutura básica de uma célula fotovoltaica de silício (Pinho e Galdino 2014)

Tal como é mostrado na Figura 11 as células fotovoltaicas têm na parte frontal, após os contactos metálicos superiores duas finas camadas instaladas: um filme antirreflexo e um filme para passivação. O filme antirreflexo possui uma superfície porosa com a forma de pirâmides invertidas que tem o objetivo de maximizar o coeficiente de transmissão radiativa, bem como o aprisionamento de luz, dificultando o processo de reflexão e conseqüente diminuição do *output* de potência da célula. Este filme tem a cor azul ou preta o que dá às células a sua conhecida cor característica, tal como é mostra a Figura 12 (Kherani, Gangadhar e Zukotynski 2005) (Pinho e Galdino 2014).

O filme para passivação tem como objetivo reduzir a recombinação de portadores de carga minoritários na superfície frontal. Nas células atuais a passivação é feita pelo filme antireflexo com nítreto de silício com hidrogénio que tem essa propriedade (Schmidt, et al. 2012).

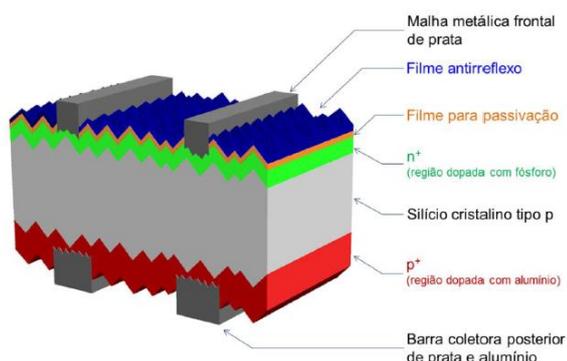


Figura 11 - Estrutura de uma célula fotovoltaica em silício cristalino (Pinho e Galdino 2014)

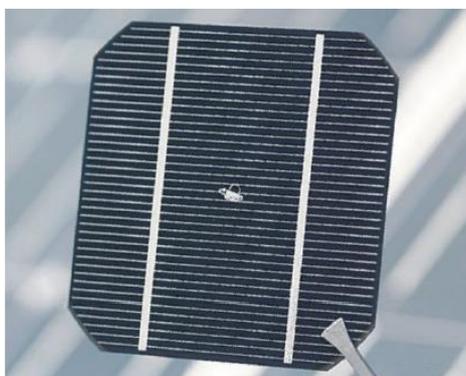


Figura 12 - Célula fotovoltaica de silício cristalino (Pinho e Galdino 2014)

## 2.3 Módulos Fotovoltaicos

Um módulo FV consiste em células fotovoltaicas eletricamente conectadas entre si por forma a aumentar o seu *output* de potência. O número de células conectadas num módulo, depende da tensão de utilização e da corrente elétrica exigidas pela aplicação a que se destinam, bem como do seu arranjo que pode ser em série e/ou em paralelo. Para além disso, os módulos funcionam também como uma proteção das células fotovoltaicas, estas que são dispositivos frágeis (Jäger, et al. 2014).

### 2.3.1 Características construtivas

Num módulo podem estar inseridas entre 36 a 216 células FV conectadas em série e/ou em paralelo (Pinho e Galdino 2014). Para dispositivos idênticos e sujeitos à mesma irradiação, quando conectados em série, as tensões em circuito aberto são a soma das tensões de cada dispositivo, equação (2.1), enquanto que a corrente elétrica é a mesma em todos os dispositivos, equação (2.2), ou seja:

$$V = V_1 + V_2 + \dots + V_n \quad (2.1)$$

$$I = I_1 = I_2 = \dots = I_n \quad (2.2)$$

No caso de as células estarem conectadas em paralelo, o valor da corrente elétrica total é a soma do valor da corrente em cada dispositivo, equação (2.4), enquanto que a o valor da tensão total é igual à ao valor da tensão de cada célula, equação (2.3), ou seja:

$$V = V_1 = V_2 = \dots = V_n \quad (2.3)$$

$$I = I_1 + I_2 + \dots + I_n \quad (2.4)$$

As expressões apresentadas são válidas tanto para a associação de células como a associação de módulos FV. Na Figura 13 (a)(b) é apresentado o esquema de uma ligação de 3 células em série e, na Figura 13(c) de uma ligação em paralelo. Na Figura 13(d) está representada a curva I-V associada aos dois tipos de associação referidos.

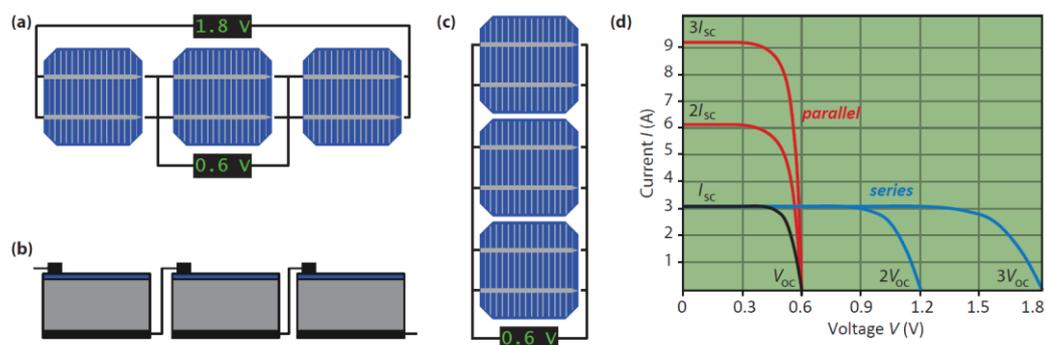


Figura 13 - Associação de células fotovoltaicas (Jäger, et al. 2014)

Os módulos FV modernos, normalmente, contêm 60 (10 x 6), 72 (9 x 8) ou 96 (12 x 8) células conectadas em série com o objetivo de minimizar as perdas resistivas. A Figura 14 mostra dois tipos de configurações comuns em módulos FV, (a) um módulo FV com 36 células conectadas em série e (b) um módulo com duas *strings* (cada uma com 18 células conectadas em série) conectadas em paralelo (Pinho e Galdino 2014).

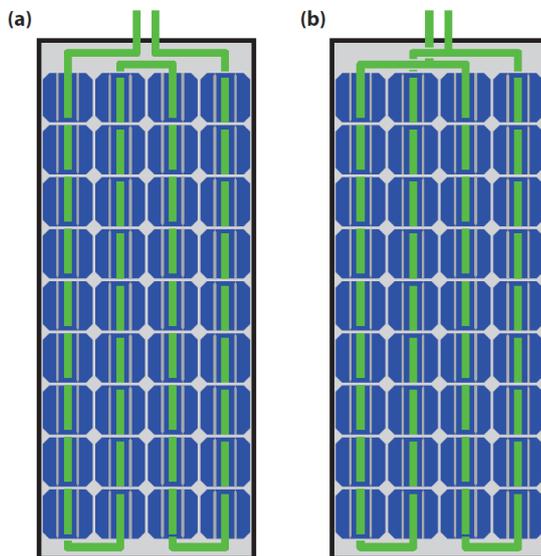


Figura 14 – Exemplos de duas configurações de um módulo FV (Jäger, et al. 2014).

Tal como está representado na Figura 15, os módulos FV com células de silício cristalino, consistem num encapsulamento e num filme posterior isolante. O encapsulamento é constituído por uma sanduíche de vidro temperado de alta transparência, acetato de etil vinila (EVA, do inglês *Ethylene-vinyl acetate*) estabilizado para a radiação ultravioleta, células fotovoltaicas e novamente EVA estabilizado. O filme posterior é, na maioria dos casos, uma combinação de polímeros (ou, menos comum, vidro) como fluoreto de polivinila (PVF ou Tedlar) que deverá proteger o módulo da humidade (Benda 2014) (Honsberg e Bowden 2010). A envolver o módulo é colocada uma moldura de alumínio anodizado e a caixa de conexões elétricas onde são abrigados os díodos *bypass* e as ligações dos conjuntos de células em série (Wiesmeier, et al. 2013).

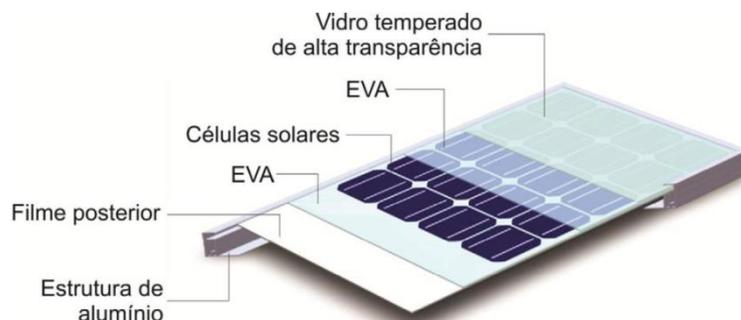


Figura 15 - Esquema de um módulo FV com células de silício cristalino (Pinho e Galdino 2014)

### 2.3.2 Características elétricas dos módulos

Tanto nos módulos como nas células FV, existem parâmetros que podem ser definidos de maneira similar. Os parâmetros mais comuns são a tensão de circuito aberto, a corrente de curto-circuito e o fator de forma, os quais podem ser definidos da seguinte forma (Jäger, et al. 2014):

- Tensão de circuito aberto ( $V_{oc}$ ): é a tensão entre os terminais de uma célula/módulo fotovoltaico quando não há corrente elétrica a circular. Pode ser medida com um voltímetro nos terminais sendo a máxima tensão que a célula/módulo pode produzir. Depende da corrente de saturação ( $I_0$ ), da corrente elétrica fotogerada ( $I_L$ ) e da temperatura das células ( $T_{cel}$ ).
- Corrente de curto-circuito ( $I_{sc}$ ): é a máxima corrente que se pode obter quando a tensão elétrica nos terminais é 0. Pode ser medida com recurso a um amperímetro curto-circuitando os terminais do módulo. Depende da área da célula/módulo fotovoltaico/o, da irradiação solar e da sua distribuição espectral, das propriedades ópticas e da probabilidade de coleta dos pares elétron-lacuna formados.
- Fator de forma (FF): é a razão entre a máxima potência da célula/módulo e o produto da corrente de curto circuito com a tensão de circuito aberto.

Geralmente, um módulo é identificado pela sua potência elétrica de pico ( $W_p$ ). Para definir a potência de pico de um módulo fotovoltaico devem ser feitos ensaios nas condições padrão (STC, do inglês *Standard Test Conditions*), considerando a irradiação solar ( $G$ ) de  $1000 \text{ W/m}^2$  sob uma distribuição espectral padrão para AM 1,5 e temperatura das células de  $25 \text{ }^\circ\text{C}$ .

O que os fabricantes de módulos geralmente fazem para definir as características do módulo é traçar a sua curva característica I-V às condições STC com recurso a um simulador solar e um sistema de medição automatizado. Uma fonte de tensão variável realiza uma varredura entre uma tensão negativa de poucos volts até à tensão de circuito aberto do módulo. São registados os pares de dados de tensão e corrente obtendo-se assim uma curva característica, como a apresentada na Figura 16 (Pinho e Galdino 2014).

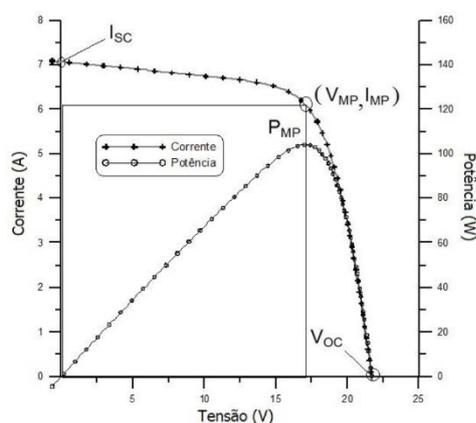


Figura 16 - Curva característica I-V e curva característica P-V de um módulo fotovoltaico com potência nominal de  $100 \text{ W}_p$  (Pinho e Galdino 2014)

Na Figura 17 mostra-se o símbolo utilizado em esquemas elétricos para representar um módulo fotovoltaico.

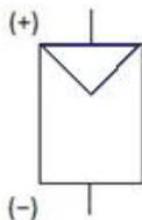


Figura 17 - Símbolo elétrico de módulo fotovoltaico

### 2.3.3 Fatores que afetam as características elétricas dos módulos

Um módulo fotovoltaico, tal como foi visto na secção 2.3.2, é tipicamente classificado utilizando um único ponto de operação às condições STC. Esta classificação ajuda os projetistas a preverem a produção energética anual. Contudo, uma previsão precisa também deve ter em conta o facto de que a eficiência dos módulos e, portanto, do sistema FV em geral, vai depender das temperaturas de operação dos módulos, dos níveis e distribuição espectral da irradiação, da velocidade do vento, entre outros fatores. Desta forma a eficiência “real” será diferente da eficiência teórica.

- Efeito da irradiação solar (G)

Para um módulo de silício cristalino a operar a uma temperatura de 25 °C, é mostrado na Figura 18, de que forma a irradiação solar afeta a sua curva I-V. Com o aumento da irradiação solar (G), a corrente elétrica gerada pelo módulo aumenta linearmente, a tensão de circuito aberto aumenta de forma logarítmica (Pinho e Galdino 2014).

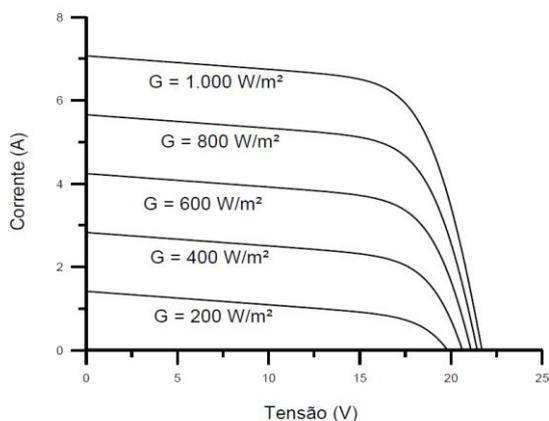


Figura 18 - Efeito da irradiação na curva I-V de um módulo (Pinho e Galdino 2014)

- Efeito da temperatura do módulo ( $T_{cel}$ )

O desempenho de um módulo fotovoltaico é altamente afetado pela temperatura operativa das células ( $T_{cel}$ ) que o constituem que depende de vários fatores, dos quais se destacam a temperatura ambiente ( $T_a$ ), a irradiação ( $G$ ) e a velocidade do vento ( $U$ ). (Aish 2015). O aumento da temperatura ambiente e/ou da irradiação incidente produz um aumento da temperatura da célula e, conseqüentemente, tende a reduzir a sua eficiência. (Pinho e Galdino 2014).

As células solares são, tal como todas as outras tecnologias que utilizam semicondutores, sensíveis à temperatura. Aumentos de temperatura reduzem a banda proibida de um semicondutor afetando, desta forma, as características elétricas do material. O aumento de temperatura pode ser visto como o aumento da energia dos eletrões e por isso menos energia é necessária para o corte da ligação (Honsberg e Bowden 2010).

O aumento da temperatura das células representa a diminuição da tensão em circuito aberto e um ligeiro aumento da corrente em curto-circuito nos terminais, tal como sugere a Figura 19. Nesta está representada a curva I-V para um módulo de 36 células de silício cristalino sob irradiação de  $1000 \text{ W/m}^2$ .

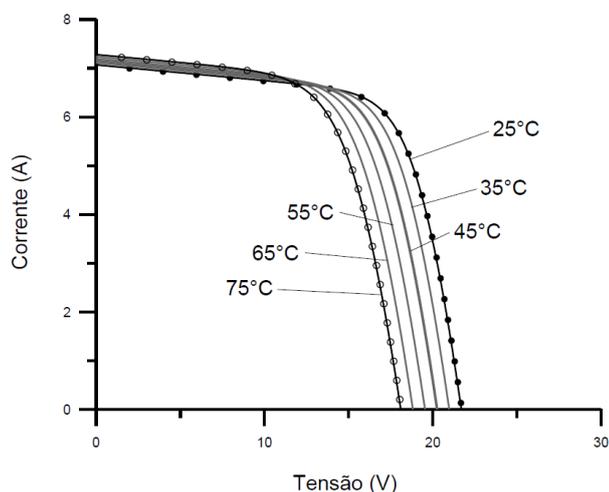


Figura 19 - Efeito da temperatura das células na curva I-V de um módulo FV (Pinho e Galdino 2014)

### 2.3.4 Maximum Power Point Tracking

O *maximum power point tracking* (em português, seguidor do ponto de potência máxima), ou simplesmente MPPT, é um conceito exclusivo do campo dos sistemas solares fotovoltaicos e é válido para os diferentes níveis de complexidade do sistema gerador. Tal como foi discutido na secção 2.3.2, o comportamento de uma célula ou de um módulo pode ser caracterizado por uma curva I-V. O tipo de ligação entre as diversas células que compõem um módulo fotovoltaico, sejam elas conectadas em série ou em paralelo, apenas faz aumentar a tensão total e/ou a corrente e não a forma da curva I-V. Desta forma, para compreender o conceito do MPPT é suficiente considerar a curva I-V de uma única célula (Jäger, et al. 2014).

Tal como foi apresentado na secção 2.3.3, o desempenho de uma célula fotovoltaica depende da sua temperatura e da potência da radiação nela incidente e, por isso, a curva I-V também dependerá, tal como se pode observar na Figura 20 (Jäger, et al. 2014).

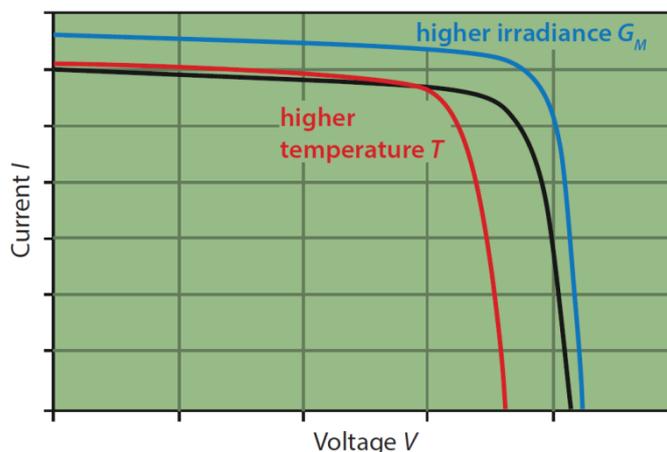


Figura 20 – Efeito da temperatura e da irradiação na curva I-V (Jäger, et al. 2014)

A alteração das curvas faz com que o ponto de funcionamento também se altere. O ponto de funcionamento pode ser definido como o par de coordenadas I/V às quais a célula/módulo opera em qualquer momento (Jäger, et al. 2014).

Para gerar o maior *output* possível, a determinadas condições de radiação e temperatura do módulo, é necessário que o ponto de funcionamento corresponda ao ponto máximo da curva P-V, ao que se chama *maximum power point* (em português, ponto de potência máxima), ou simplesmente MPP (Jäger, et al. 2014).

Se uma célula ou um módulo está diretamente ligado a uma carga o ponto de funcionamento é ditado pela própria carga. No caso de sistemas que não estão diretamente ligados a uma carga, estes devem ser capazes de determinar o *maximum power point* a cada instante e ajustar os valores de corrente e tensão de acordo com as variações das condições de funcionamento, já que o MPP depende das condições atmosféricas. Este ajuste pode ser feito de duas maneiras distintas: forçando o sistema a trabalhar ao valor de tensão correspondente ao MPP ( $V_{mpp}$ ) ou regular a valor da corrente para o valor correspondente ao MPP ( $I_{mpp}$ ) (Jäger, et al. 2014).

O processo de monitorização e ajuste do MPP é conhecido como MPPT. Todos os algoritmos MPPT discutidos neste trabalho são baseados na correção da tensão até que seja detetado o valor da  $V_{mpp}$ . Este processo pode então ser distinguido entre duas categorias:

- Rastreamento indireto do MPP: *método da voltagem fixa* define o ponto de funcionamento segundo uma base sazonal e por isso é um método pouco preciso; *método da voltagem de circuito aberto fraccionada* é uma das técnicas de rastreamento indireto do MPP mais comuns e estima o valor de  $V_{mpp}$  através das alterações do valor da tensão em circuito aberto.
- Rastreamento direto do MPP: envolve métodos evoluídos e complexos. Estes métodos exigem medições de corrente, voltagem e potência fazendo com que, o ajuste do MPP sejam mais rápido e preciso do que os métodos utilizados no rastreamento indireto. Os algoritmos mais populares são: o algoritmo *perturb and observe* e o algoritmo *incremental conductance*.

Um MPPT é utilizado para detetar o MPP, contudo este não é capaz de alterar a tensão de funcionamento dos sistemas sendo este trabalho feito pelos conversores CC-CC que serão discutidos de seguida (Jäger, et al. 2014).

## 2.4 Sistemas Fotovoltaicos

Nos últimos anos temos assistido a um grande crescimento no número de sistemas fotovoltaicos concebidos para uma vasta gama de aplicações com diferentes graus de complexidade, desde sistemas simples instalados para alimentar uma carga a grandes centrais capazes de gerar elevadas quantidades de eletricidade.

Para além dos módulos, que são os responsáveis por gerar a energia, um sistema solar fotovoltaico conta ainda com um conjunto de componentes responsáveis por controlar, tratar, transportar e em alguns casos armazenar a energia produzida.

### 2.4.1 Tipos de sistemas FV

Tal como foi dito anteriormente, existem sistemas FV mais simples constituídos, exclusivamente, pelo/s módulos fotovoltaicos, que produzem eletricidade em CC que estão diretamente conectados com uma carga que utiliza a energia produzida. A principal desvantagem deste tipo de sistema é que asseguram o funcionamento da carga apenas durante o período de tempo em que existe radiação solar. Na Figura 21 é apresentado, a título de exemplo, um esquema representativo deste tipo de sistemas, neste caso, uma bomba de água a ser alimentada pelos módulos FV que deve bombear água para um reservatório.

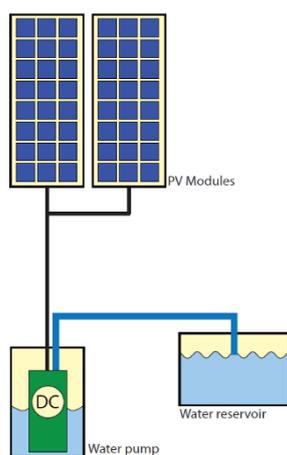


Figura 21 - Esquema representativo de um sistema solar fotovoltaico simples (Jäger, et al. 2014)

Contudo, algumas aplicações exigem sistemas mais complexos (como é o caso das centrais solares fotovoltaicas), que são projetados para fornecer potência em CC e/ou CA (corrente alternada), que podem ou não estar ligados à rede elétrica e que podem estar conectados com outras fontes de energia ou sistemas de armazenamento de energia (baterias) (Cabrera-Tobar, et al. 2015). Assim estes sistemas podem ser divididos em 3 grandes grupos:

- Sistemas *on-grid connected*,
- Sistemas *off-grid connected*,
- Sistemas híbridos.

Os sistemas *on-grid connected* (sistemas conectados à rede elétrica) são projetados para operarem em paralelo e interconectados com a rede elétrica nacional. O principal componente deste tipo de sistemas é o inversor que converte a potência em CC produzida pelos módulos em CA com características de tensão e potência exigidas pela rede. Uma interface bi-direcional entre a rede de distribuição de eletricidade e o sistema FV é realizada para permitir que a planta possa alimentar as suas próprias carga ou injetar eletricidade na rede quando o *output* da planta é maior que a sua demanda de energia. Por outro lado, durante a noite ou durante períodos em que o *output* da planta é menor do que a sua demanda energética energia é importada da rede elétrica. Esta característica de segurança é exigida em todos os sistemas deste tipo e garante que o sistema fotovoltaico não injetará energia durante períodos em que, por exemplo, a rede está a ser reparada. Tal característica é bastante importante para garantir a segurança das pessoas que trabalham na rede. Na Figura 22 mostra-se um esquema representativo de um sistema *on-grid connected* (Jäger, et al. 2014) (Pinho e Galdino 2014).

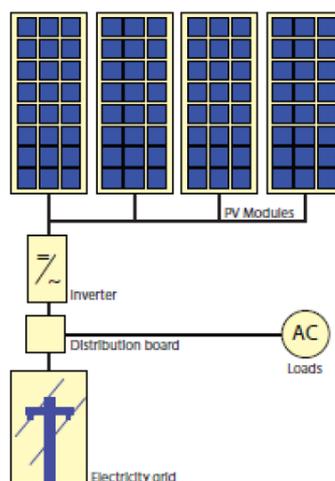


Figura 22 - Sistema fotovoltaico *on-grid connected* (Jäger, et al. 2014)

Já os sistemas *off-grid connected* (sistemas desconectados da rede) são projetados para operarem de forma independente da rede elétrica alimentando certas cargas em CC e/ou em CA. Estes sistemas podem consistir nos módulos FV e uma carga ou então eles podem incluir baterias que permitam o armazenamento da energia produzida. No caso de existir armazenamento, é normal estarem também incluídos reguladores de carga que desligam os módulos quando as baterias estão completamente carregadas assim como interrompem o fornecimento de energia às cargas para prevenir que as baterias se descarreguem abaixo de um determinado limite pré-definido. As baterias deverão ser responsáveis por armazenar a energia produzida durante o dia para alimentar as cargas durante a noite ou durante períodos de tempo de produção fraca. Na Figura 23 mostra-se um esquema representativo de um sistema *off-grid connected* que alimenta cargas em corrente contínua, cargas em corrente alternada e baterias (Jäger, et al. 2014) (Pinho e Galdino 2014).

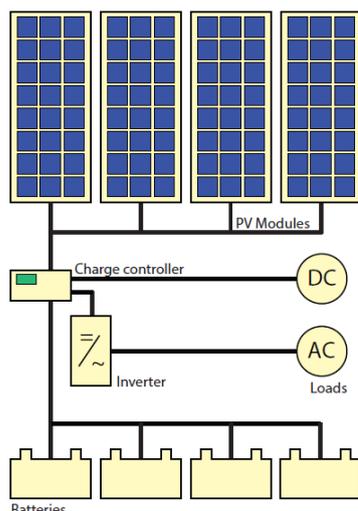


Figura 23 - Sistema fotovoltaico *off-grid connected* (Jäger, et al. 2014)

Os sistemas híbridos consistem na combinação de módulos fotovoltaicos e um método de geração de eletricidade complementar, tal como um gerador a diesel ou um aerogerador. Estes sistemas são mais complexos quando comparados com os sistemas abordados nos parágrafos anteriores. Geralmente, este tipo de sistemas, necessita de componentes de controlo sofisticados capazes de integrar os vários geradores, de forma a otimizar a operação para o utilizador. Na Figura 24 apresenta-se um esquema representativo de um sistema híbrido (Jäger, et al. 2014) (Pinho e Galdino 2014).

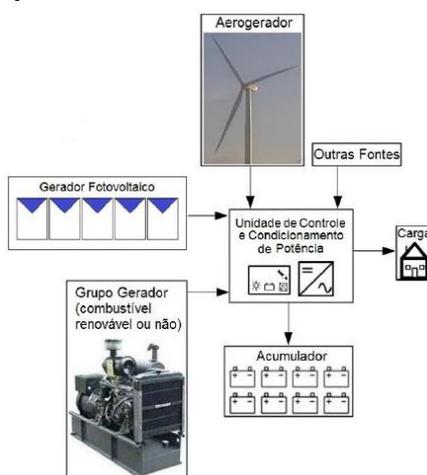


Figura 24 - Esquema representativo de um sistema híbrido (Pinho e Galdino 2014)

### 2.4.2 Componentes

Um sistema fotovoltaico é constituído por um bloco gerador, um bloco de condicionamento de potência e, em alguns casos, um bloco de armazenamento. Do bloco gerador fazem parte os módulos fotovoltaicos (que associados entre si formam uma matriz solar FV), os cabos e conectores que os interligam e a estrutura de suporte. O bloco de condicionamento de potência pode ter conversores CC-CC, inversores, controladores de carga, transformadores, MPPT e outros dispositivos de proteção, supervisão e controle. Por fim, o bloco de armazenamento é constituído por baterias, no caso de sistemas com armazenamento.

Os módulos fotovoltaicos são o componente mais importante deste tipo de sistemas, contudo todos os outros componentes devem ser tidos em conta já que a sua qualidade e correta seleção são bastante importantes para um duradouro e eficiente funcionamento de todo o sistema. Na Figura 25 mostra-se um esquema dos vários níveis de complexidade existentes num sistema fotovoltaico.

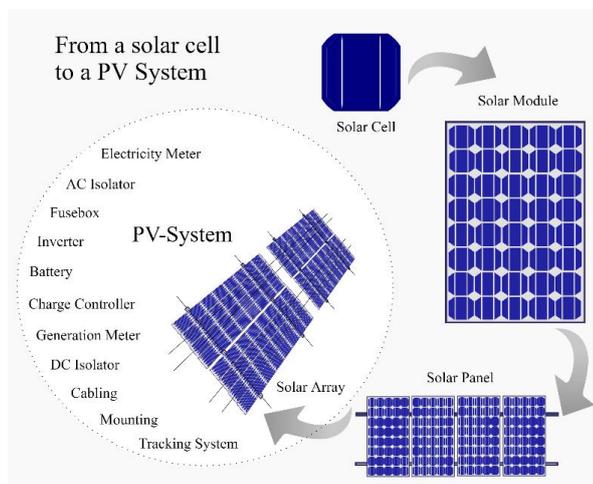


Figura 25 - Constituição de um sistema fotovoltaico

- **Cabos e conectores**

Os cabos e os conectores são responsáveis por estabelecer a ligação entre os diferentes componentes que constituem um sistema fotovoltaico. Existem diferentes tipos de cabos e conectores e a sua utilização depende essencialmente das características elétricas (CC/CA, tensão, corrente) da energia que deverão transmitir. Os cabos são sujeitos a efeitos térmicos, mecânicos e externos por isso o isolamento deverá ser adequado para suportar tais condições. O tamanho dos cabos também deve ser sobredimensionado para garantir baixas perdas de energia e para prevenir o sobre aquecimento que pode causar a sua danificação ou até incêndios nos próprios cabos (Government of India- Ministry of new and Renewable energy 2017).

Os conectores são geralmente providos de um sistema de engate rápido para facilitar a tarefa de instalação e garantir a boa qualidade da conexão, conexão esta que deverá estar fora de contacto com água e poeira, por exemplo. Na Figura 26 apresenta-se um exemplo de um conjunto cabo/conector DC (Government of India- Ministry of new and Renewable energy 2017) (Pinho e Galdino 2014).



Figura 26 - Conectores com engate rápido utilizados em módulos fotovoltaicos (Government of India- Ministry of new and Renewable energy 2017)

- **Inversores**

Os inversores são dispositivos eletrónicos que permitem a conversão de energia elétrica em corrente contínua produzida pela matriz fotovoltaica em energia elétrica em corrente alternada que deverá ter amplitude, frequência e conteúdo harmónico adequados às cargas a serem alimentadas. No caso de sistemas *on-grid connected* a tensão de saída do inversor deve ser sincronizada com a tensão da rede (Jäger, et al. 2014).

O termo inversor é também utilizado para as unidades que contém, para além do inversor outros dispositivos tais como um MPPT, um conversor CC-CC e, possivelmente, um controlador de carga no caso de sistemas com armazenamento. A estas unidades, tecnicamente, dá-se o nome de PCU (do inglês, *Power conditioning unit*) (Kjaer, Pedersen e Blaabjerg 2005) (Jäger, et al. 2014).

No caso de sistemas fotovoltaicos, os inversores podem divididos em 2 grandes grupos com relação ao tipo de aplicação: SFIs (sistemas *off-grid connected*) e SFCRs (sistemas *on-grid connected*). Os dois tipos de inversores apresentam os mesmos princípios de funcionamento contudo inversores para sistemas conectados à rede possuem características específicas para cumprir com as exigências das concessionárias de distribuição de eletricidade, em termos de segurança e qualidade da energia injetada na rede. Os inversores para SFCR têm saída monofásica quando recebem potências de até 5 kW, valor acima do qual têm saída trifásica (Pinho e Galdino 2014) (Irwin 2001).

Os inversores têm um ou dois estágios de conversão. Inversores com um estágio utilizam um inversor CC-CA enquanto que os inversores com dois estágios, para além de um inversor CC-CA têm também um inversor CC-CC conectado (Cabrera-Tobar, et al. 2015).

Os inversores utilizam chaves eletrónicas que, pelo seu acionamento alternado a uma frequência fixa (no caso de dispositivos conectados à rede essa frequência é de 60 Hz), é possível a inversão da polaridade do sinal, dando origem a um sinal que pode ser de 3 tipos que dependem do número de chaves e da estratégia de chavamento utilizadas: ondas quadradas, ondas sinusoidais e ondas sinusoidais modificadas. Tanto as ondas quadradas como as ondas sinusoidais, apresentam um alto nível de distorção harmónica que pode ser atenuada com recurso a filtros, dispositivos que para além de caros, volumosos e complexos consomem muita potência afetando a eficiência do inversor. Nos inversores CC-CA modernos utiliza-se uma estratégia de controlo conhecida como PWM (do inglês, *Power-Width Modulation*) que se baseia no acionamento dos dispositivos de chavamento a uma frequência constante, porém com um ciclo de trabalho que varia, ao longo do semi ciclo, proporcionalmente com valor de um sinal de referência. Inicialmente produz pulsos estreitos quando a amplitude da senóide de referência é baixa, pulsos esses que se vão alargando conforme o valor instantâneo de referência aumenta. Neste tipo de inversores o acionamento das chaves eletrónicas é feito com frequência bastante elevadas de dezenas ou centenas de kHz (Pinho e Galdino 2014) (Sheldrake 2003).

Estes dispositivos são também responsáveis por se desconectarem da rede se o valor da tensão CA ou da frequência for maior/menor do que valores limite estabelecidos pelas normas. O mesmo deve ser feito em casos de problemas com a rede (Pinho e Galdino 2014).

- **Conversores CC-CC**

Estes dispositivos são instalados à saída dos módulos FV, sendo a sua principal função fornecer uma tensão em CC uniforme aos inversores, a partir de uma tensão elétrica variável que é gerada nos painéis fotovoltaicos. De facto, a potência gerada pelos painéis FV e os seus MPPs são dependentes das condições atmosféricas, tal como foi abordado na secção 2.3.3. Este equipamento pode também ser parte integrante de inversores com um estágio de entrada, de forma a adequar o nível de tensão à saída do conjunto gerador, ao necessário na entrada do estágio seguinte do inversor (Baharudin, et al. 2017) (Jäger, et al. 2014).

São constituídos por transístores de potência que permitem o chaveamento da tensão de entrada com um período e frequência controlado sendo assim possível regular a tensão de saída para os valores desejados (Pinho e Galdino 2014).

Este tipo de conversor pode também funcionar como MPPT, pois embora o algoritmo MPPT consiga detetar os valores de tensão que conduzem à potência máxima, estes não conseguem ajustar os valores da tensão e da corrente. Este ajuste é então feito pelos conversores CC-CC. Tal como está apresentado na Figura 27 o controlador MPPT funciona ajustando a cada instante o *duty cycle* do conversor, comparando de forma sequencial a potência à saída dos módulos e ajustando os valores consoante a evolução desta (Das, Panigrahi e Moharana 2015) (Jäger, et al. 2014).

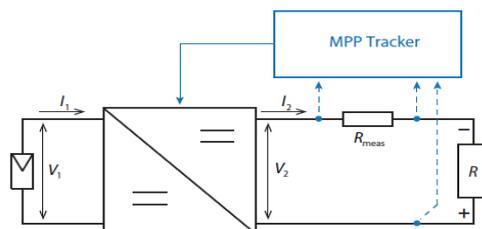


Figura 27 - Combinação de um sistema de controlo MPPT e um conversor CC-CC (Jäger, et al. 2014)

Pode-se utilizar este equipamento quer para elevar a tensão (conversores tipo boost) quer para reduzir a tensão (conversores tipo buck). Na grande maioria das aplicações são utilizados conversores tipo buck-boost, equipamentos capazes de elevar ou reduzir a tensão (Baharudin, et al. 2017).

Os conversores CC-CC também podem proporcionar isolamento galvânico entre a sua entrada e a saída, característica que pode ser importante em alguns tipos de aplicações, principalmente quando a tensão de saída é elevada (Pinho e Galdino 2014).

### • Transformadores

Os transformadores são dispositivos elétricos estáticos utilizados para transferir potência elétrica de um circuito CA para outro com o mesmo valor de frequência, mas com valores de tensão e corrente diferentes (Kondrashov e Booth 2015).

Estes dispositivos são utilizados em centrais fotovoltaicas de grande escala, onde é produzida uma grande quantidade de energia elétrica, para elevar o valor da tensão à saída dos inversores para valores compatíveis com a rede elétrica de alta tensão (Cabrera-Tobar, et al. 2015).

Em centrais com uma potência nominal maior do que 500 kW, estes dispositivos são utilizados na forma escalonada de modo a elevar a tensão à saída dos inversores para valores de tensão entre os 12 e os 115 kV (Kondrashov e Booth 2015).

Os transformadores são um componente bastante importante num sistema fotovoltaico e o seu incorreto funcionamento pode ter efeitos bastante negativos na performance de todo o sistema. A seleção dos transformadores deve ter em conta características como a eficiência (98-99% para este tipo de dispositivos), o custo e a potência nominal. Um transformador com uma potência nominal menor do que a potência do sistema, irá funcionar como um estrangulador, conduzindo a perdas de produtividade. De igual forma, um transformador com uma potência nominal muito superior à potência do sistema dá origem a grandes instabilidades e ocorrência de problemas na performance global (Cabrera-Tobar, et al. 2015).

Para além de elevar os valores de tensão à saída dos inversores, estes dispositivos, devido ao espaço de ar entre os enrolamentos de entrada e saída, fornecem isolamento galvânico entre a instalação solar e a rede elétrica melhorando a segurança e protegendo o equipamento (Kondrashov e Booth 2015).

- **Baterias**

Em sistemas fotovoltaicos *off-grid connected*, a utilização de dispositivos de armazenamento de energia faz-se necessária para atender à demanda em períodos nos quais a geração de energia é nula ou insuficiente, ou seja, à noite ou em dias chuvosos ou nublados. As baterias podem também ser instaladas em sistemas *on-grid connected* em casos de falta de energia (Pinho e Galdino 2014).

Uma bateria é um conjunto de células ou vasos eletroquímicos com a capacidade de armazenar energia elétrica na forma de energia química através de um processo eletroquímico de oxidação e redução (redox) que ocorre no seu interior. Quando a bateria é conectada a uma carga elétrica, o inverso acontece, ou seja, uma corrente contínua é produzida pela conversão da energia química em energia elétrica (Jäger, et al. 2014) (Pinho e Galdino 2014).

Podemos distinguir as baterias entre primárias e secundárias. Nas baterias primárias o processo de conversão de energia química em energia elétrica é irreversível, ou seja, estas baterias não são recarregáveis. Por outro lado, as baterias secundárias são carregáveis sendo a conversão da energia química em energia elétrica um processo reversível. As baterias Zinco - Carbono e as alcalinas são exemplos de baterias primárias e são geralmente utilizadas como fontes de energia de baixa potência em aplicações como relógios e calculadoras. A bateria Chumbo-ácido (Pb-ácido) é um exemplo de uma bateria primária e é, no mercado das baterias, a tecnologia mais antiga, mais madura e mais utilizada. As baterias de iões de lítio (*Li-ion*) utilizam tecnologia mais moderna que tem como principais vantagens a maior eficiência, menor peso, maior vida útil e maior profundidade de descarga quando comparadas com as baterias de chumbo-ácido. Apesar dessas vantagens, ainda não são economicamente viáveis na maioria dos sistemas fotovoltaicos (Podder e Khan 2016) (Pinho e Galdino 2014).

- **Controladores de carga**

Os controladores são utilizados em sistemas fotovoltaicos que utilizam baterias com o objetivo de as proteger contra cargas e descargas excessivas, aumentando a sua vida útil. As baterias têm limites restritos que são necessários cumprir para o seu ótimo funcionamento, sendo por isso, extremamente importante controlar o correto valor de tensão e os níveis de intensidade de corrente com que as baterias são carregadas e descarregadas. Como se percebe, os controladores são componentes críticos neste tipo de sistemas já que, a sua falha poderá provocar danos irreversíveis em todo o sistema (Jäger, et al. 2014).

Em dias de verão com elevados níveis de irradiação, acontecem picos de produção que, podem dar origem a um carregamento excessivo das baterias e causar-lhes graves problemas tais como a formação de gases, perda de capacidade e sobreaquecimento. Em situações como esta, os controladores desconectam a matriz solar das baterias. Outro fator a ter em conta é a taxa com que as baterias são carregadas e descarregadas, fator este que deverá ser ajustado pelo controlador (Pinho e Galdino 2014) (Jäger, et al. 2014).

A escolha dos controladores a utilizar é uma etapa importante do projeto de sistemas com armazenamento e devem ser tidos em conta questões como o tipo de baterias a utilizar, o regime de operação do sistema e as características elétricas operativas. A incorreta escolha deste equipamento poderá comprometer a longevidade das baterias, e portanto, de todo o sistema (Pinho e Galdino 2014).

### 2.4.3 Tipologias de ligação de Sistemas fotovoltaicos

A arquitetura do sistema determina a maneira como os módulos FV estão interconectados e de que forma se estabelece a interface com a rede elétrica. A configuração a utilizar num projeto em particular depende de muitos fatores tais como a localização, escalabilidade, custo e manutenção (Cabrera-Tobar, et al. 2015).

De uma maneira geral, existem três tipos de configurações diferentes:

- Configuração tipo inversor central;
- Configuração tipo inversor de *string*;
- Configuração tipo micro-inversores.

Essas configurações podem ser diferenciadas entre si em quatro categorias: características gerais, perdas, qualidade da energia elétrica produzida e custo. A primeira categoria, considera a robustez, a flexibilidade, a fiabilidade e a eficiência do MPPT (Cabrera-Tobar, et al. 2015).

Na configuração tipo inversor central, milhares de módulos fotovoltaicos são conectados a um único inversor. Centenas de módulos são conectados em série formando uma *string*. As diferentes *strings* são conectadas em paralelo entre si (matriz fotovoltaica) e conectadas ao inversor, que normalmente tem saída trifásica. Este tipo de configuração é maioritariamente utilizado em sistemas de média ou grande dimensão com uma potência nominal acima dos 50 kWp (Jäger, et al. 2014) (Islam, Mekhilef e Hasan 2015).

Na configuração tipo inversor de *string*, cada *string* está conectada com um único inversor. Os diferentes inversores com saída monofásica ou trifásica são posteriormente associados em paralelo e conectados à rede (Jäger, et al. 2014).

No caso da configuração do tipo micro-inversores cada módulo fotovoltaico tem um inversor dedicado. Na Figura 28 apresentam-se os esquemas elétricos das três configurações mencionadas acima (Jäger, et al. 2014).

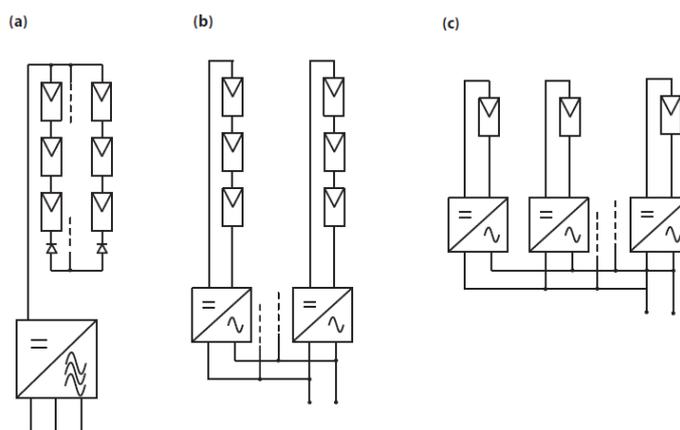


Figura 28 - Configurações de um Sistema FV (a) tipo inversor central, (b) tipo inversor de *string*, (c) tipo micro-inversor

Em 2017, estimou-se que sistemas fotovoltaicos com uma configuração do tipo inversor de *string* representavam cerca de 52% da quota do mercado, enquanto que sistemas com configuração do tipo inversor central e micro-inversores representavam, aproximadamente, 44% e 4% respetivamente (Fraunhofer ISE 2018).

Na Figura 29 é apresentado um gráfico comparativo das diferentes tipologias de arquitetura do sistema segundo as categorias mencionadas atrás. Cada característica é avaliada de 1 a 5 em que 1 representa muito baixo e 5 muito alto.

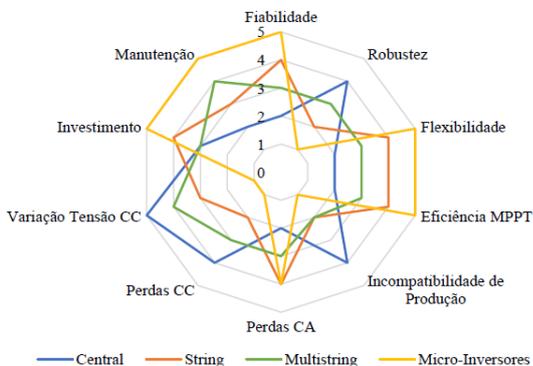


Figura 29 - Gráfico comparativo dos diversos tipos de tipologias

## 2.5 Principais perdas de um Sistema fotovoltaico

Devido à baixa produção de energia por parte de sistemas FV, é essencial que os projetistas façam um bom planeamento dos parâmetros e componentes a utilizar com o objetivo de transmitir o máximo de energia possível. É por isso necessário minimizar as perdas associadas à produção de eletricidade em sistemas fotovoltaicos eliminando os fatores que provocam essas perdas que podem estar relacionadas com condições ambientais tais como sombreamento, poeira, neve e temperatura ou então com os próprios componentes que compõem o sistema.

Para estimar a energia produzida por um sistema num determinado local e as suas respetivas perdas são utilizados *softwares* informáticos, como por exemplo, o PVsyst. Na Figura 30 mostra-se um esquema onde são apresentadas as principais perdas associadas a sistemas solares fotovoltaicos. De notar que existem outro tipo de perdas associadas a estes sistemas, sendo apresentadas neste trabalho apenas as principais ou aquelas que contribuem para o entendimento do mesmo.

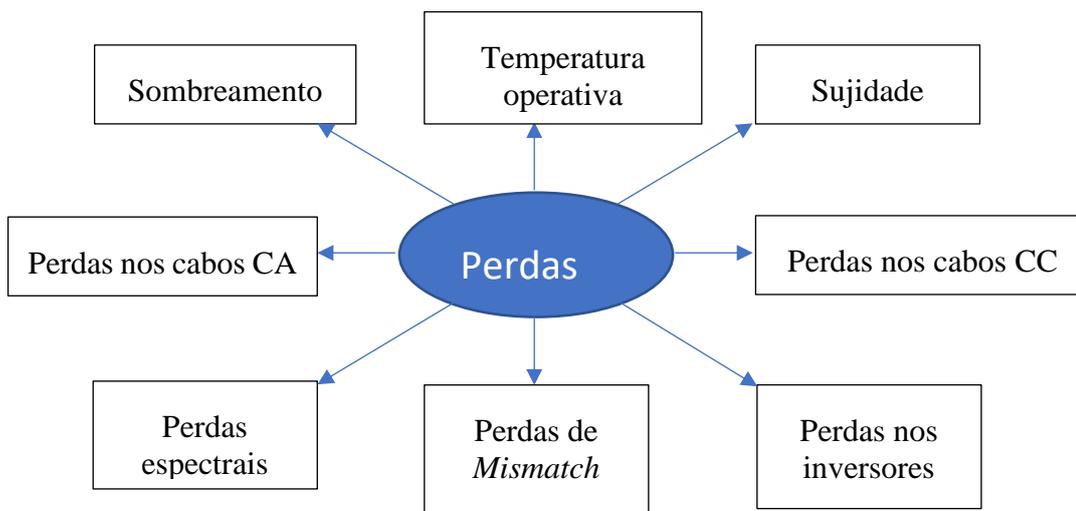


Figura 30 - Principais perdas de um sistema solar fotovoltaico

### 2.5.1 Sombreamento

A performance dos geradores fotovoltaicos é altamente afetada pelo efeito do sombreamento numa ou várias células. Uma única célula, quando sombreada, passa a trabalhar como uma determinada carga e pode afetar a produção de todo o módulo onde esta está instalada (Jäger, et al. 2014).

Primeiramente importa definir dois tipos de sombreamento, cada um com diferentes efeitos na performance dos módulos:

- *Soft Shading*: é tipicamente causado pela passagem de nuvens que limitam a intensidade da radiação que atinge o módulo fotovoltaico.
- *Hard Shadings*: ocorrem quando parte do módulo fotovoltaico é sombreado de tal forma que, a área afetada não recebe qualquer radiação. Nestes casos o efeito do sombreamento na performance dos módulos é mais efetivo.

Tal como foi visto na secção 2.3.1, um módulo fotovoltaico é constituído por um conjunto de células conectadas entre si em série. O sombreamento implica que parte das células que constituem um módulo receba menos radiação do que as outras da mesma associação, limitando por isso a corrente de todo o conjunto. Este efeito de redução de corrente acaba então por ser propagado para todos os módulos conectados em série com o módulo parcialmente/totalmente sombreado (Sathyanarayana, et al. 2015).

Para além da perda de potência, o sombreamento pode provocar danos nos módulos, uma vez que a potência elétrica gerada que não é entregue ao consumo é dissipada no módulo afetado, muitas das vezes sobre apenas uma das suas células, dando-se a este fenómeno o nome de *hotspot*. Esta dissipação de energia manifesta-se sobre a forma de calor aumentando a temperatura da célula. Este aumento pode ser de tal forma elevado que conduz à rotura do vidro e fusão dos polímeros e metais que constituem o módulo. Na Figura 31 mostram-se 3 exemplos de módulos danificados devido aos efeitos do sombreamento (Wendlandt, Süthoff e Berendes 2017).



Figura 31 - Exemplo de módulos danificados pelo fenómeno *hotspot* (Solar Review 2018)

Diversas tecnologias capazes de reduzir os efeitos do sombreamento têm vindo a ser estudadas. Uma das soluções a considerar seria utilizar módulos com células conectadas em paralelo já que, desta forma, as correntes geradas não necessitariam de passar pela célula sombreada. Contudo, um módulo de 36 células conectadas em paralelo, por exemplo, trabalharia com elevados valores de corrente (acima de 100 A) e muito baixos valores de tensão (aproximadamente 0.6 V). Para além de implicar elevadas perdas nos cabos, esta solução levaria a que o inversor trabalhasse com baixa eficiência devido à baixa tensão de entrada. A solução mais eficiente é então a utilização de módulos com células conectadas em série com díodos de *bypass* integrados (Jäger, et al. 2014).

Os díodos de *bypass* são geralmente instalados nas caixas de conexões dos módulos, tal como mostra a Figura 32, e conectados em antiparalelo com um conjunto de células em série, entre 15 e 30 células para cada díodo (SolarEdge 2010).

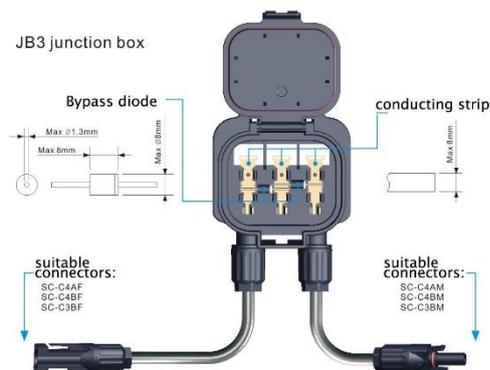


Figura 32 - Exemplo de uma caixa de conexões com dois díodos de *bypass* instalados (Saikiran 2016)

Estes dispositivos oferecem um caminho alternativo para a corrente e, desta forma, limitam a dissipação de potência no conjunto de células sombreadas, reduzindo simultaneamente a perda de energia e o risco de dano irreversível das células afetadas, o que inutilizaria o módulo (Pinho e Galdino 2014). O diagrama apresentado na Figura 33 mostra o exemplo do funcionamento dos díodos de *bypass* num módulo parcialmente sombreado com 48 células conectadas em série. Nesse diagrama, as linhas vermelhas representam a passagem de corrente. De notar que um dos díodos impede que a corrente flua por um conjunto de 17 células já que, algumas delas encontram-se parcial ou totalmente sombreadas.

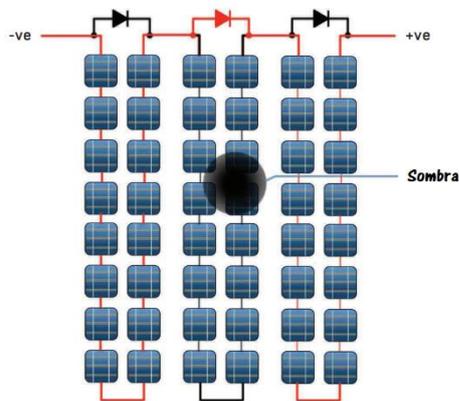


Figura 33 – Esquema representativo do funcionamento de um díodo *bypass*. (Energy and environment partnership 2016).

Na Figura 34 mostra-se o efeito do sombreamento na forma das curvas I-V de um conjunto de 4 módulos fotovoltaicos conectados em série. A curva representada com uma linha contínua diz respeito a 4 módulos FV conectados em série em sem sombreamento. A curva com linha contínua e pontos está associada a 4 módulos igualmente conectados em série sem díodos de *bypass* integrados e com sombreamento parcial de 50% numa das células de um módulo. A curva com linha tracejada diz respeito a 4 módulos também conectados em série com díodos de *bypass* integrados e com uma das células com sombreamento de 50%.

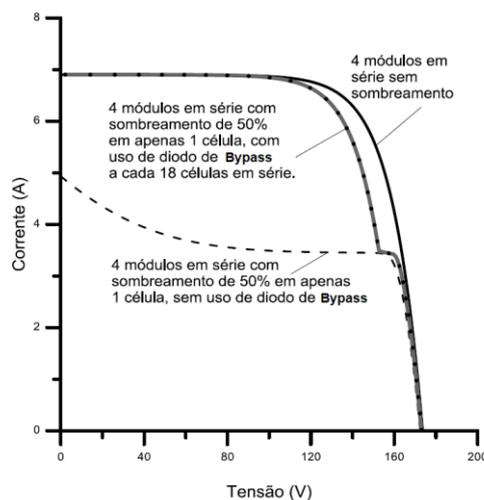


Figura 34 – Efeito da utilização de díodos de *bypass* na curva I-V de 4 módulos FV conectados em série (Pinho e Galdino 2014).

Da figura é possível perceber que a utilização dos díodos permite que o valor da corrente no circuito não seja afetado em situações de sombreamento parcial de algumas das células que compõem os módulos. De notar que, no caso de uma célula não receber qualquer quantidade de radiação, o valor da corrente transmitido pela célula, para a situação em que o módulo não tem díodos *bypass* instalados, seria nulo. O desvio do ponto de potência máxima é menor em configurações que utilizam díodos *bypass* e por isso o efeito das perdas causadas pelo sombreamento é minimizado.

## 2.5.2 Temperatura operativa

Tal como foi mencionado anteriormente, os módulos fotovoltaicos são testados segundo as condições STC e, desta forma, o valor da eficiência de um módulo atribuído pelo fabricante é estimado segundo essas condições. A produção de eletricidade começa com radiação solar incidente no módulo FV. Enquanto parte da radiação solar incidente é transformada em energia elétrica, outra parte é convertida em energia calorífica. Assim sendo, a temperatura operativa do módulo aumenta e com isso a eficiência do módulo diminui, afetando por isso todo o sistema (Ekici e Kopru 2016).

É usual os fabricantes atribuírem aos módulos um coeficiente de temperatura que quantifica a sua suscetibilidade a perdas associadas à temperatura das células. Geralmente este coeficiente tem o valor de 0,5%/°C, ou seja, a eficiência do módulo diminui 0,5% por cada grau acima dos 25 °C (temperatura às condições standard) (Energy and environment partnership 2016).

### 2.5.3 Sujidade

Na secção 2.5.1, o conceito ‘*soft shading*’ foi introduzido para casos em que a radiação que atinge os módulos fotovoltaicos é atenuada. Poeira acumulada num módulo tem efeitos semelhantes ao sombreamento do tipo *soft shading* enquanto, por exemplo, excrementos de pássaro têm um efeito semelhante ao sombreamento do tipo *hard shading*.

Um conjunto de métodos de limpeza artificiais foram propostos com o objetivo de proteger a superfície dos módulos fotovoltaicos da acumulação de poeira e de processos naturais, tais como chuva e ventos artificiais. O processo de limpeza artificial envolve a utilização de escovas com materiais suaves para evitar danificação dos módulos no processo de lavagem. Normalmente utiliza-se sistemas de escovas com injeção de água e um produto anti gorduroso para facilitar a limpeza. Durante as estações secas estas ações devem ser mais regulares e, em localizações próximas de desertos a limpeza deve ser diária. Na Figura 35 mostra-se em exemplo de uma ação de limpeza manual de módulos.

A sujidade, se não for eliminada, pode representar elevadas perdas em sistemas fotovoltaicos e, em alguns casos, pode provocar danos nos próprios módulos tal como mostra a Figura 31.



Figura 35 - Operação de limpeza de módulos fotovoltaicos (Messersi 2018)

### 2.5.4 Perdas nos cabos

Tanto no caso dos cabos CC, que são responsáveis por conectar os diferentes módulos entre si e por transportar a energia até aos inversores, como nos cabos CA que exportam o sinal convertido nos inversores, existem perdas de energia por efeito de Joule, que é causado pelo choque dos elétrons livres contra os átomos dos condutores. Os cabos elétricos criam uma resistência sobre a passagem de corrente pelos condutores, gerando uma diferença de potencial e perdas que se manifestam sobre a forma de calor dissipado (Sheldrake 2003).

O valor da resistência provocada pelos cabos elétricos depende da condutividade do material condutor, do comprimento do cabo e da área da secção transversal do condutor e é dado pela equação (2.5):

$$R = \frac{\rho \cdot L}{S} \quad (2.5)$$

Onde

$R$  é a resistência do cabo [ $\Omega$ ]

$\rho$  é a condutividade do material condutor (é igual a  $1,72 \times 10^{-8}$  no caso do cobre) [ $\Omega \cdot m$ ]

$L$  é o comprimento do cabo [m]

$S$  é a área da secção transversal do cabo [ $m^2$ ]

A potência dissipada/perdida pelo cabo é dada pela equação (2.6):

$$P_p = R \cdot I^2 \quad (2.6)$$

Onde

$P_p$  é a potência dissipada pelo cabo [W]

$R$  é a resistência do cabo [ $\Omega$ ]

$I$  é a corrente elétrica que passa pelo cabo [A]

Em Inglaterra existem normas que propõem que a perda de tensão e potência não seja maior do que 1%, o que leva os projetistas a utilizarem cabos sobredimensionados, ou seja, cabos com um diâmetro maior do que aquele que seria necessário (Sundog Energy, Halcrow Group, Energy Saving Trust 2006).

### 2.5.5 Perdas espectrais

As células fotovoltaicas são espectralmente seletivas e, por isso, variações do espectro eletromagnético afetarão o processo de conversão de energia. Tais variações possuem um efeito direto na potência fotogerada pelos módulos fotovoltaicos, tendo por isso, influência na corrente total produzida. Estudos realizados provaram que estas variações não têm influência direta na tensão de circuito aberto ou no fator de forma, mas sim no valor da corrente de curto circuito e, por isso, na eficiência do dispositivo. Desta forma todo o sistema é afetado pelas variações espectrais (Betts 2004).

As variações da distribuição espectral dependem da concentração dos componentes atmosféricos e da posição do Sol, parâmetros que podem variar em diferentes localizações (Nofuentes, et al. 2013).

### 2.5.6 Perdas por *Mismatch*

Este tipo de perdas é causado pela interconexão de células ou módulos fotovoltaicos em série ou em paralelo. As perdas por *mismatch* são um grave problema nos módulos e matrizes fotovoltaicas uma vez que provocam um menor *output* de potência e, por isso, a eficiência e performance do sistema torna-se mais baixa.

Num módulo, as perdas por *mismatch* ocorrem quando as configurações ou parâmetros de uma célula são diferentes das outras células que compõem o módulo. O impacto deste tipo de perdas depende da configuração do circuito, do ponto de funcionamento e dos parâmetros que podem variar para as diferentes células do módulo.

Como foi discutido na secção 2.3.1, as células são conectadas em série, podendo existir, nesta configuração dois tipos de incompatibilidades: no valor da tensão em curto circuito e no valor de tensão em circuito aberto. A perda por incompatibilidade da tensão em circuito aberto ocorre quando duas células iguais operam com tensões em circuito aberto diferentes e, portanto, a eficiência do conjunto é afetada, já que o MPP será diferente para as duas. Por outro lado, incompatibilidades da corrente em curto circuito têm uma influência na performance do sistema menor quando comparadas com as incompatibilidades da tensão em circuito aberto e ocorrem para conexões em série.

As perdas por *mismatch* ocorrem devido a incompatibilidades estáticas ou dinâmicas. As incompatibilidades estáticas estão relacionadas com as tolerâncias de fabrico, a idade do módulo e algumas condições climáticas. Já as incompatibilidades dinâmicas, ocorrem quando os módulos operam longe do seu MPP, por efeitos de sombreamento, por exemplo. Os módulos fotovoltaicos conectados em paralelo ou em série nunca operam nos seus próprios MPP já que a tensão e a corrente são forçadas a ser iguais em todos os módulos que formam uma *string*.

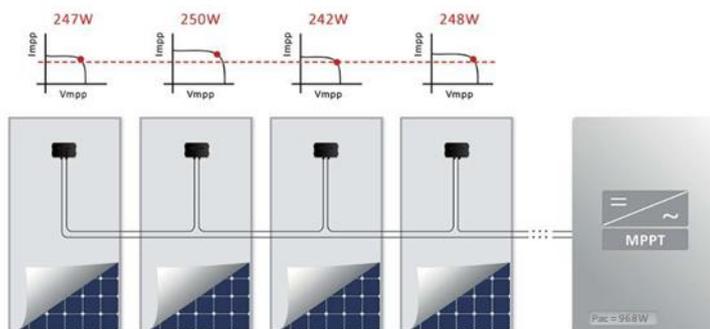


Figura 36 - Sistema fotovoltaico com 4 módulos de 250 Wp conectados em série

Na Figura 36 apresenta-se um exemplo da operação do MPPT e das perdas por *mismatch* devido a diferentes valores de potência produzida pelos diferentes módulos. Os módulos representados na figura, estão conectados em série e, desta forma não podem operar no seu MPP individual uma vez que a corrente é forçada a ser igual em todos os módulos da *string*. Ao invés do sistema disponibilizar 987 W de potência, ele irá disponibilizar 968 W, como se todos os módulos estivessem a operar a 242 W, já que é neste ponto que o MPPT de um inversor irá operar. Desta forma, um sistema que deveria estar a produzir 987 W passa a produzir 968, o que significa que 19 W são perdidos.

### 2.5.7 Perdas nos inversores

A eficiência dos inversores indica a quantidade de potência CC convertida em CA. Sendo o inversor um dos principais componentes de um sistema fotovoltaico e o componente por onde, em alguns casos, é transportada toda a energia produzida pelos módulos a sua performance irá influenciar a performance de todo o sistema (Department of energy and mineral engineering s.d.).

A eficiência destes componentes é afetada principalmente por dois fatores: o seu output e a sua temperatura operativa. Na Figura 37 apresenta-se a curva de eficiência de um inversor para diferentes de % output de potência (potência de saída/potência máxima) (Chumpolrat, et al. 2014).

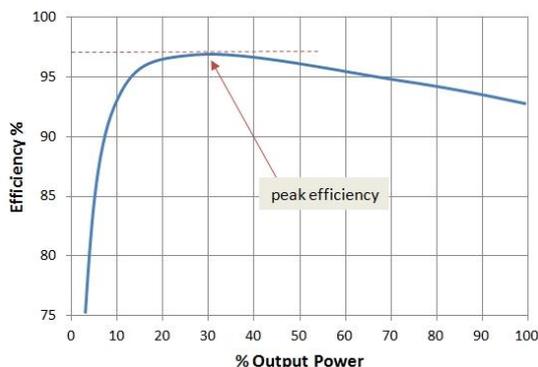


Figura 37 - Curva de eficiência típica de um inversor (Chumpolrat, et al. 2014)

Como se percebe, para valores da percentagem do output de potência abaixo dos 10-15% a eficiência dos inversores é muito reduzida. Para valores elevados a eficiência sofre também uma ligeira diminuição (Chumpolrat, et al. 2014).

Na Figura 38 mostra-se um gráfico onde estão representados os valores de eficiência para diferentes valores da temperatura ambiente registados para um inversor instalado numa planta fotovoltaica com uma potência nominal de 2.24 kWp, instalada na Tailândia do tipo *on-grid connected*. O aumento da temperatura ambiente (e por isso da temperatura operativa do inversor) leva a uma diminuição da eficiência destes componentes.

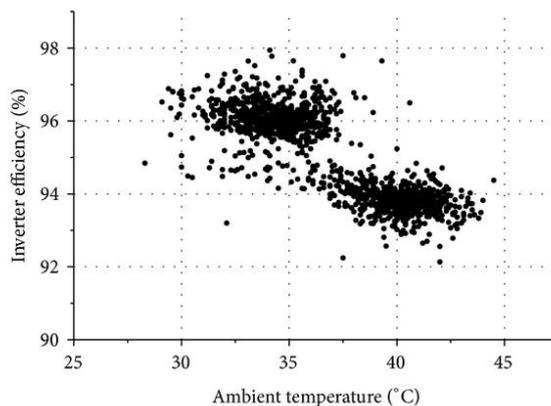


Figura 38 - Relação entre a eficiência de um inversor e a temperatura ambiente (Department of energy and mineral engineering s.d.)

## 2.6 Avaliação do desempenho de uma central FV

Para avaliar a performance de uma central FV do tipo *grid-connected*, são normalmente considerados e calculados os valores de 3 parâmetros: a produtividade (Y), o fator de capacidade (CF) e o rácio de desempenho (PR).

A produtividade (Y) é definida como sendo o rácio entre a quantidade de energia anual produzida em CA pelo sistema ( $E_{CA}$ ) e a capacidade instalada em CC ( $P_{CC}$ ). Quando estes fatores são expressos em kWh e kWp, respetivamente, o valor do rácio representa a energia gerada (kWh) por cada kWp da capacidade instalada, ou também conhecido como o número de horas anuais a plena carga. Desta forma, a produtividade é dada pela seguinte expressão (2.7) (Palmero-Marrero, et al. 2015):

$$Y [kWh / kWp] = \frac{E_{CA}}{P_{CC}} \quad (2.7)$$

Por vezes, Y é expresso em termos da potência nominal dos módulos, sendo, desta forma, independente da área dos módulos.

O fator de capacidade (CF) é um rácio que avalia o número de horas a plena carga do sistema relativamente ao número de horas de um ano completo, ou seja, 8760 horas (Kymakis, et al. 2009). Este rácio é expresso em termos percentuais e é dado pela expressão (2.8).

$$CF [\%] = \frac{Y}{8760} \times 100\% \quad (2.8)$$

O PR (do inglês: “performance” = desempenho, rendimento e “ratio” = rácio) é um importante parâmetro utilizado para medir a qualidade de um sistema fotovoltaico e é, por isso, frequentemente designado como fator de qualidade. Este parâmetro resume o desvio das condições operativas do sistema e das condições STC, as diversas perdas provocadas pelo equipamento e a influência de fatores externos, como por exemplo, a temperatura. O PR designa a relação entre a produção de energia real e teórica e o seu valor é calculado pela equação (2.9) (Palmero-Marrero, et al. 2015):

$$PR [\%] = \frac{\sum_i E_{CA,i}}{\sum_i P_{CC} \left( \frac{G_i}{G_{STC}} \right)} \times 100\% \quad (2.9)$$

Onde os somatórios são estabelecidos para um determinado período de tempo definido (dias, semanas, meses, e anos).  $E_{CA}$  é a energia CA gerada [kW],  $P_{CC}$  é o somatório da potência nominal dos módulos instalados [kWp],  $G$  é a irradiação medida no plano do módulo [ $\text{kW}/\text{m}^2$ ],  $i$  é um dado ponto no tempo e  $G_{STC}$  é a irradiação às condições STC [ $1 \text{ kW}/\text{m}^2$ ] (Palmero-Marrero, et al. 2015).

O valor do PR é independente da localização do sistema. Assim, para além de avaliar a eficiência energética e a fiabilidade de um sistema FV, é também possível comparar o rendimento de um determinado sistema com outros instalados em diferentes localizações. Quanto mais próximo dos 100% estiver o valor do PR de um sistema FV, mais eficaz este é, contudo, um valor de 100%, na realidade, é inatingível já que, como foi abordado anteriormente, durante a operação do sistema FV ocorrem perdas inevitáveis e não controláveis como por exemplo, as perdas devido ao aquecimento dos módulos (Dierauf, et al. 2013).

### 3 As centrais fotovoltaicas estudadas

#### 3.1 Apresentação

Para a realização deste trabalho, duas centrais fotovoltaicas em Inglaterra foram utilizadas como objeto de estudo. Por motivos de confidencialidade com a empresa o nome, a localização específica e alguns parâmetros técnicos das centrais (tais como os coeficientes de perdas utilizados) não podem ser partilhados. Desta forma, nesta dissertação, as centrais estudadas serão identificadas como central A e central B.

A central A está operacional desde Junho de 2012 e está diretamente ligada à rede elétrica nacional. Esta central é do tipo *on-grid connected*.

A central B é um sistema do tipo flutuante, instalado num reservatório de água potável. Foi inaugurada em Março de 2016 e, desde então, produz eletricidade que é injetada num sistema de distribuição de eletricidade de pequena escala diretamente conectado com uma empresa que se dedica ao tratamento e fornecimento de água potável. Existe também a possibilidade de, no caso de excesso de produção, o remanescente da eletricidade gerada ser injetado na rede elétrica nacional. Desta forma, esta central pode ser considerada do tipo *on-grid connected*.

Na Figura 40 e na Figura 39 são apresentadas as fotografias aéreas da central A e da central B, respetivamente.



Figura 40 - Fotografia aérea da central A



Figura 39 - Fotografia aérea da central B

## 3.2 Caracterização da central

### 3.2.1 Caracterização geral e localização

Na Tabela 1 são apresentadas algumas das características gerais de cada uma das centrais estudadas bem como a localização de cada uma delas.

Tabela 1 - Localização e características gerais das centrais A e B

	Central A	Central B
<b>Localização</b>	Sudoeste de Inglaterra	Sul de Inglaterra
<b>Potência instalada</b>	3577 kWp	6338 kWp
<b>Data Instalação</b>	Junho 2012	Março 2016
<b>Tipogia de Ligação</b>	Inversor central	Inversor central
<b>Tipo de Sistema</b>	<i>On-grid connected</i>	<i>On-Grid connected</i>

### 3.2.2 Módulos Instalados

Tal como é apresentado na Tabela 1, a central A tem uma capacidade instalada de aproximadamente 3,6 MWp, distribuída por 735 *strings*, cada uma delas com 20 módulos conectados em série, representando um total de 14700 módulos. Das 735 *strings*, 490 estão equipadas com o módulo JAM6-60-245 e as restantes 245 com o módulo JAM6-60-240 do fabricante JASOLAR. Ambos os modelos têm 60 células de silício monocristalino conectadas em série e 3 díodos de *bypass*, cada um dedicado a 20 células. Os módulos estão orientados para sul (azimute=00) com uma inclinação de 25° relativamente à horizontal.

A central B tem uma potência instalada de aproximadamente 6,4 MWp, distribuída por 1002 *strings* cada uma delas com 23 módulos conectados em série, representando um total de 23046 módulo. São utilizados módulos do fabricante Suntech, modelo STP275S-20/Wew. Este modelo é constituído por 60 células em silício monocristalino conectadas em série e, tal como os modelos da central A, têm 3 díodos de *bypass* incorporados, cada um deles dedicado a 20 células. Tal como no caso da central A, os módulos estão orientados para sul (azimute=0°), mas com uma inclinação de 12° em relação à horizontal.

Na Tabela 2 são apresentadas as principais características elétricas de cada um dos módulos referidos às condições STC (*Standard Test Conditions*). No Anexo A são apresentadas as fichas técnicas dos 3 modelos de módulos mencionados, onde são apresentadas as dimensões, as curvas I-V, as condições de funcionamento e os parâmetros mecânicos e elétricos de cada um deles.

Tabela 2 - Características elétricas dos módulos instalados

		Central A		Central B
		JAM6-60-240	JAM6-60-245	STP275S-20/Wew
<b>Potência Nominal (<math>P_n</math>)</b>	[Wp]	240	245	275
<b>Potência Máxima (<math>P_{max}</math>)</b>	[W]	240	245	275
<b>Toleranciamento da Potência (<math>\gamma</math>)</b>	-	± 3%		0/+5 W
<b>Eficiência (<math>\eta_m</math>)</b>	[%]	14,68	14,98	16,9
<b>Tensão máxima do Sistema</b>	[Vdc]	1000	1000	1000
<b>Tensão do circuito aberto (<math>V_{oc}</math>)</b>	[V]	37,31	37,48	38,5
<b>Tensão na potência máxima (<math>V_{mpp}</math>)</b>	[V]	29,48	29,68	31,1
<b>Corrente de curto circuito (<math>I_{sc}</math>)</b>	[A]	8,51	8,60	9,34
<b>Corrente na Potência máxima (<math>I_{mpp}</math>)</b>	[A]	8,14	8,25	8,85

\*Valores às condições STC ( $G_{STC}=1000 \text{ W/m}^2$ ; AM 1,5;  $T_{STC}=25^\circ\text{C}$ )

Os módulos, tal como foi mencionado, estão conectados entre si em série. Cada *string* é composta por 20 módulos no caso da central A, e por 23 módulos no caso da central B. Na central A, os módulos estão montados numa estrutura fixa <sup>3</sup> na posição horizontal e orientados para sul sendo que, dos 20 módulos que compõem uma *string*, 10 deles estão montados na parte superior da estrutura e os outros 10 na parte inferior da estrutura tal como apresentado na Figura 42. A linha contínua vermelha representa a ligação dos diferentes módulos.

<sup>3</sup> Existem 2 tipos de estruturas para montagem de módulos fotovoltaicos: estruturas fixas e *trackers*. No caso das estruturas fixas, tal como o nome sugere, a posição dos módulos é sempre a mesma. Os *trackers* são uma tecnologia relativamente recente. Estas estruturas movimentam-se segundo um ou mais eixos com o objetivo de acompanhar o movimento aparente da posição solar e com isso captar uma maior quantidade de energia. Ao mesmo tempo podem diminuir o efeito do sombreamento entre fileiras de módulos.

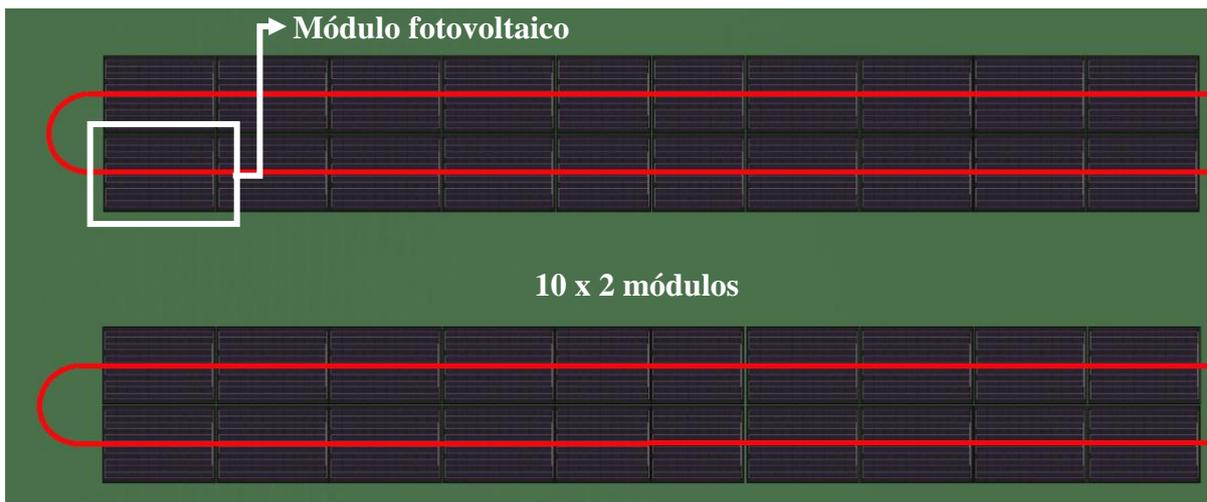


Figura 42 - Disposição e ligação dos módulos instalados na central A

Na central B, todos os 23 módulos de uma mesma *string* são montados em linha e na horizontal, sobre uma estrutura flutuante tal como a apresentada na Figura 41.



Figura 41 - Estrutura de suporte dos módulos instalados na central B

### 3.2.3 Sombreamento

O sombreamento, tal como foi explicado na secção 2.5.1, é um dos fatores que leva à perda de performance de uma instalação fotovoltaica. Um dos tipos de sombreamento mais comuns, acontece quando uma determinada fileira de módulos, a uma determinada altura solar, sombreia os módulos da fileira subsequente. Para evitar que tal aconteça durante todo o ano, deve-se aumentar a distância entre fileiras. Contudo, aumentar a distância entre fileiras também significa que haverá menos espaço para instalar mais módulos. Desta forma, um projetista (mais concretamente o *software de design*) deve ser capaz de estabelecer um balanço entre o efeito do sombreamento e o número de módulos que deve instalar, e desta forma perceber qual a geometria e *layout* que lhe é mais conveniente, ou seja, aquela que garante uma maior geração de energia.

Para o propósito desta dissertação, a análise do sombreamento só será feita para a central A.

Dada a complexidade e não uniformidade do *layout* da central A, definir os ângulos solares a partir dos quais existe sombreamento entre as diferentes fileiras de módulos, é um processo igualmente complexo. Por esta razão, foi utilizado o *software* PVsyst onde foi desenhado e definido o *layout* da central, tal como se apresenta na Figura 43.

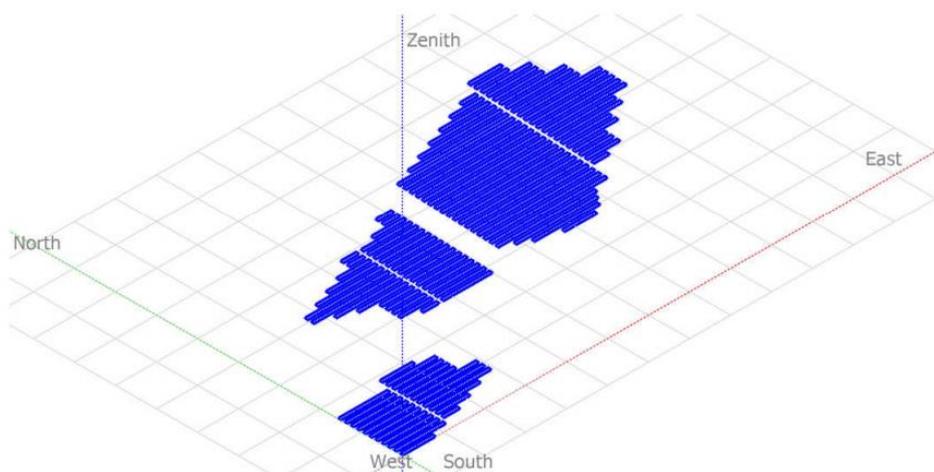


Figura 43 - *Layout* da central A representado no *software* PVsyst

O resultado dado pelo *software* é a carta solar apresentada na Figura 44, onde são representados os limites angulares para diferentes níveis de sombreamento.

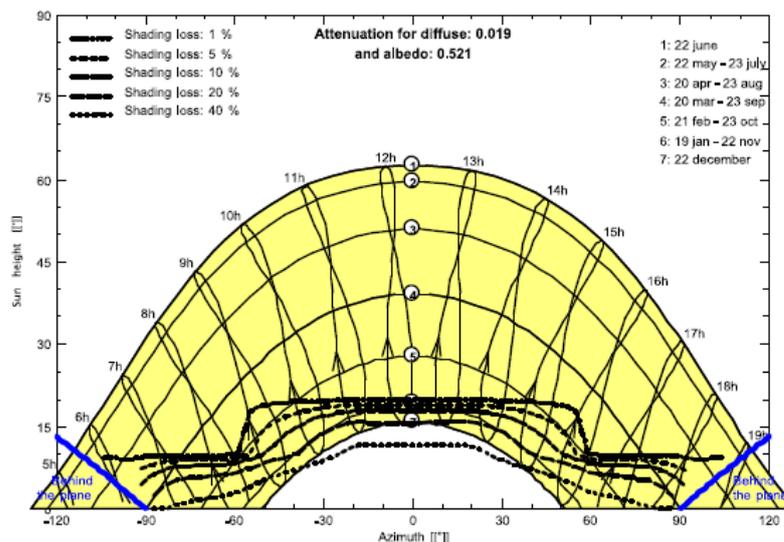


Figura 44 - Carta solar da localização da central A (PVsyst)

A área abaixo das linhas escuras representadas na carta solar, representa o conjunto de coordenadas solares (altura solar e azimute solar) para as quais existe sombreamento dos módulos fotovoltaicos. Pela sua análise percebe-se que, por exemplo, no dia 22 de Dezembro, durante todo o dia, a matriz fotovoltaica é parcialmente sombreada. O mesmo não acontece no dia 22 de junho por exemplo.

Abaixo das linhas azuis, é representado o conjunto de pontos para os quais o azimute solar é maior do que 90° e, por isso, a radiação atinge a parte de trás dos módulos, que estão montados a um azimute de 0°.

### 3.2.4 Tipologia e inversores instalados

Tanto a central A como a central B são do tipo inversores centrais o que significa que várias *strings* estão conectadas ao mesmo inversor.

A central A tem instalados 9 inversores com output trifásico divididos por 3 subestações do fabricante Solarmax. Cada subestação é constituída por 3 inversores do modelo 330TS-SV, uma unidade com fusíveis DC de proteção, um transformador de média voltagem e uma unidade de operação e controlo. Cada inversor conta com 2 MPPT que controlam, individualmente, os valores de corrente e tensão das diferentes *strings* que lhe estão conectadas.

Na central B, 824 *strings* estão conectadas a um inversor central da série Sunny Central 2200 enquanto que as restantes 174 *strings* estão conectadas a um inversor central da série Sunny Central 850CP XT. Cada inversor é responsável pelo MPPT de todas as *strings* que lhe estão conectadas.

Na Tabela 3 apresenta-se algumas das principais características dos inversores referidos anteriormente.

Tabela 3 - Características elétricas dos inversores instalados

		Central A	Central B	
		330TS-SV	Sunny Central 2200	Sunny Central 850CP XT
<b>Input (CC)</b>				
Potência máxima CC	[W]	400000	-	954
Tensão máxima CC	[V]	900	1000	1000
Intervalo de tensão MPP	[V]	450 a 800	570 a 1000	681 a 850
Tensão nominal CC	[V]	-	-	681
Tensão mínima CC	[V]	-	-	530
Corrente Máxima	[A]	720	4110	1400
Número de MPPT	-	2	1	1
<b>Output (CA)</b>				
Potência nominal CA	[kVA]	330	2200	850
Potência Máx Aparente CA	[kVA]	340	-	935
Tensão nominal CA	[V]	3 x 280	385	386
Corrente Máxima	[A]	700	3300	1411
Frequência nominal CA	[Hz]	50	50 ou 60	50 ou 60
<b>Eficiência Máxima</b>	<b>[%]</b>	98,0	98,6	98,6

### 3.2.5 Condições atmosféricas

Para quantificar a temperatura ambiente e a radiação solar incidente foi utilizado o *software* Meteonorm 7.1. Este *software* estima diferentes parâmetros climatológicos, para diferentes localizações, com base em dados recolhidos desde 1991 por estações meteorológicas próximas e por satélites geoestacionários (Meteonorm 2018). Para as localizações das duas centrais estudadas foram estimados os valores de radiação solar global e a temperatura ambiente, apresentados na Tabela 4 e na Tabela 5, respetivamente. A radiação global incidente (GlobInc) diz respeito à radiação direta e difusa que atinge o plano dos módulos. Já a radiação global efetiva (GlobEff) contabiliza as perdas por reflexão dos módulos e por sombreamento e, por isso, tem um valor menor do que a GlobInc.

Tabela 4 - Valores da radiação global incidente (GlobInc) e da radiação global efetiva (GlobEff) nas localizações das centrais estudadas (Meteonorm)

	Central A		Central B	
	GlobInc	GlobEff	GlobInc	GlobEff
	[kWh/m <sup>2</sup> ]	[kWh/m <sup>2</sup> ]	[kWh/m <sup>2</sup> ]	[kWh/m <sup>2</sup> ]
Janeiro	39,3	36,1	28,3	26,1
Fevereiro	58,4	54,8	41,1	38,5
Março	101,8	96,2	80,4	75,8
Abril	132,7	125,3	117,6	111,4
Maio	151,5	142,8	147,3	139,8
Junho	154,6	145,7	148,5	140,8
Julho	148,2	139,6	151,8	144,2
Agosto	131,2	123,5	132,8	125,6
Setembro	108,0	101,8	95,1	89,8
Outubro	73,5	69,1	67,5	61,6
Novembro	45,1	41,5	33,8	31,3
Dezembro	35,5	31,7	20,4	18,8
<b>TOTAL</b>	<b>1179,7</b>	<b>1108,1</b>	<b>1062,7</b>	<b>1003,7</b>

Tabela 5 Valores da temperatura ambiente nas localizações das centrais estudadas (Meteonorm)

	<b>Central A</b>	<b>Central B</b>
	T <sub>a</sub> [°C]	T <sub>a</sub> [°C]
<b>Janeiro</b>	6,10	5,00
<b>Fevereiro</b>	5,90	5,10
<b>Março</b>	7,00	6,60
<b>Abril</b>	8,20	9,30
<b>Mai</b>	11,40	12,50
<b>Junho</b>	13,60	15,80
<b>Julho</b>	15,50	17,10
<b>Agosto</b>	15,70	17,20
<b>Setembro</b>	13,90	14,80
<b>Outubro</b>	11,30	11,30
<b>Novembro</b>	8,50	7,70
<b>Dezembro</b>	6,30	4,89
<b>MÉDIA ANUAL</b>	<b>10,31</b>	<b>10,64</b>

## 4 Central A: Sombreamento entre fileiras

### 4.1 Descrição do Problema

Tal como é discutido na secção 3.2.3 um dos problemas que afeta a performance da central A é o efeito do sombreamento entre fileiras. Estando a central já construída, as soluções de alteração da disposição dos módulos e da sua inclinação são inexequíveis já que, tais alterações acarretariam elevados custos pelo que, a possível vantagem que trariam poderia não compensar o investimento necessário. Foi então proposta uma solução economicamente mais viável e que, diminuiria o efeito do sombreamento na performance do sistema.

Primeiramente, importa descrever o problema. Uma vez que, tal como mostra a Figura 42, os módulos de uma mesma *strings* estão montados a alturas diferentes, o efeito do sombreamento provocado por uma determinada fileira de módulos não será uniforme para os 20 módulos que compõem a *string*. Durante o nascer do Sol, os módulos do nível superior irão receber radiação antes dos módulos do nível inferior. Por outro lado, durante o pôr do sol, os módulos do nível inferior serão sombreados primeiro do que os módulos do nível superior. Da Figura 45 à Figura 49 é apresentada uma sequência temporal do sombreamento nos módulos inferiores de uma parte da central, no dia 4 de Janeiro durante o pôr do sol, provocado pelas diferentes fileiras de módulos, a partir das 14h30 (hora em que o ângulo solar é aproximadamente igual a 17°) com intervalos de 15 minutos. Estas figuras foram retiradas de um vídeo gerado através de uma simulação realizada no *software* PVsyst. As áreas cinzentas representam a sombra e as áreas amarelas representam o conjunto de módulos afetados pelo sombreamento.

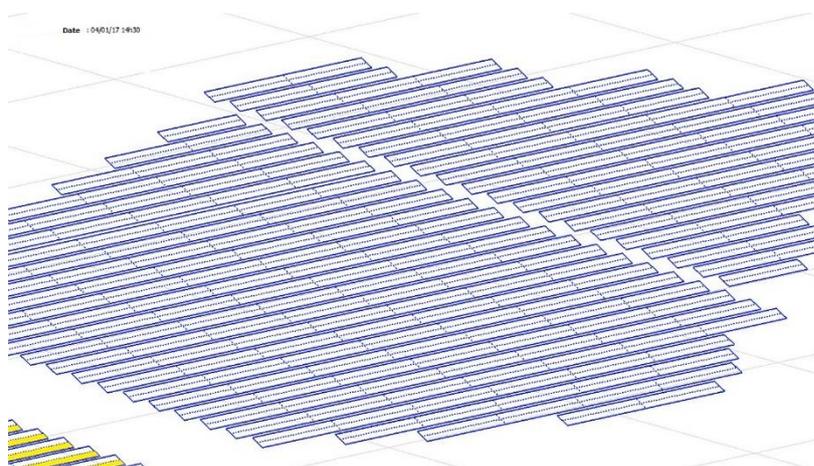


Figura 45 - Sombreamento entre fileiras no dia 4 de Janeiro pelas 14h30 (PVsyst)

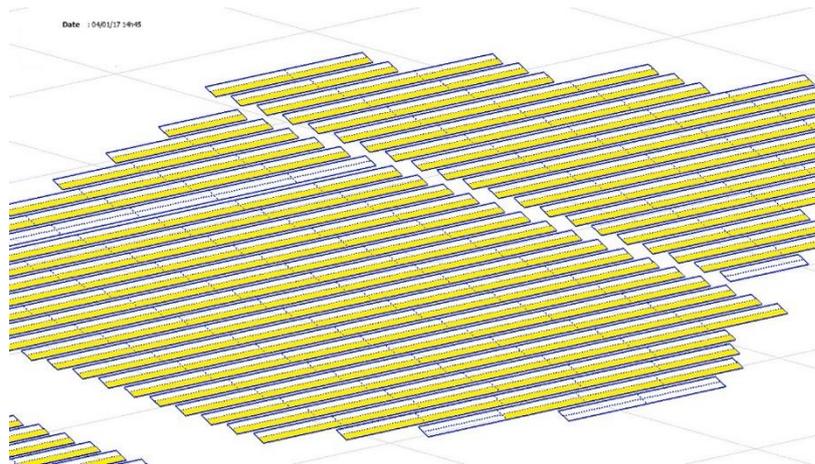


Figura 46 - Sombreamento entre fileiras no dia 4 de Janeiro pelas 14h45 (PVsyst)

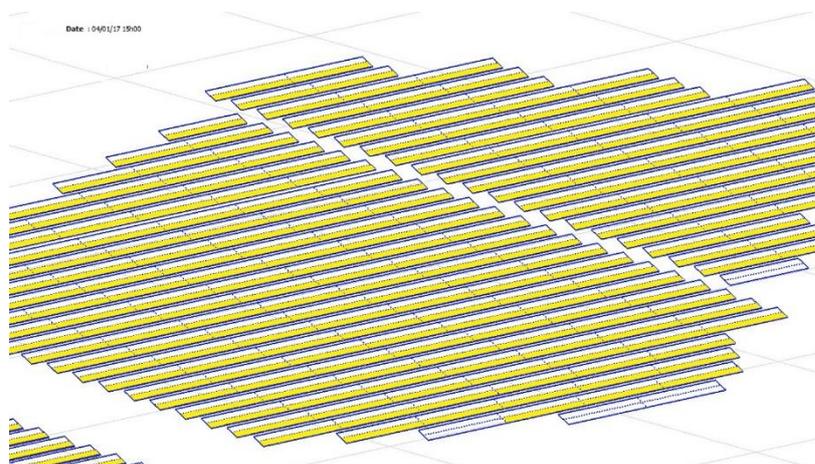


Figura 47 - Sombreamento entre fileiras no dia 4 de Janeiro pelas 15h00 (PVsyst)

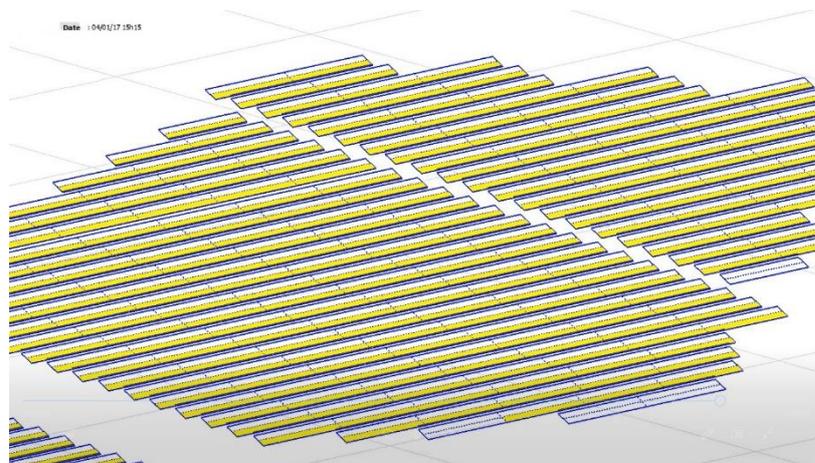


Figura 48 - Sombreamento entre fileiras no dia 4 de Janeiro pelas 15h15 (PVsyst)

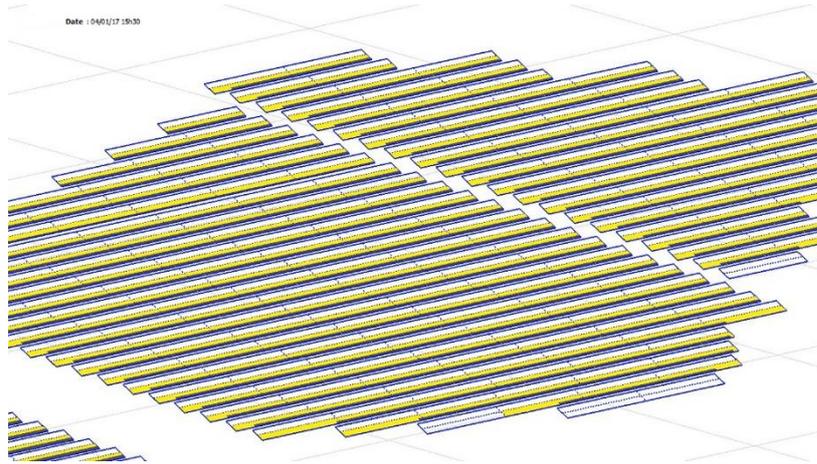


Figura 49 - Sombreamento entre fileiras no dia 4 de Janeiro pelas 15h30 (PVsyst)

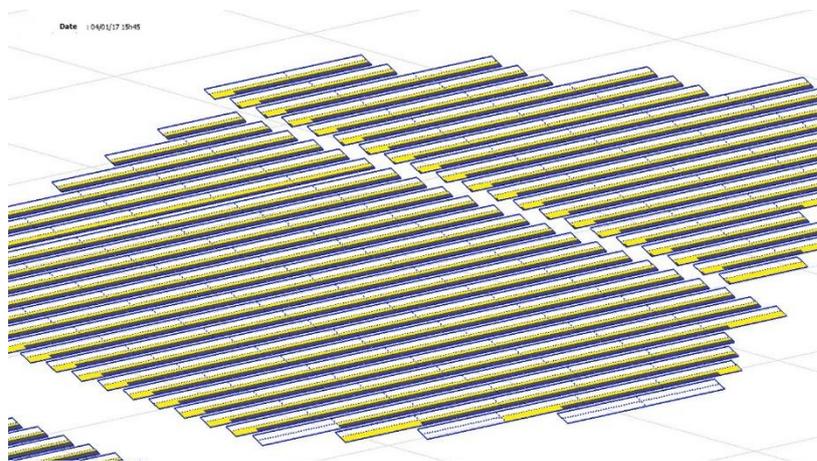


Figura 50 - Sombreamento entre fileiras no dia 4 de Janeiro pelas 15h45 (PVsyst)

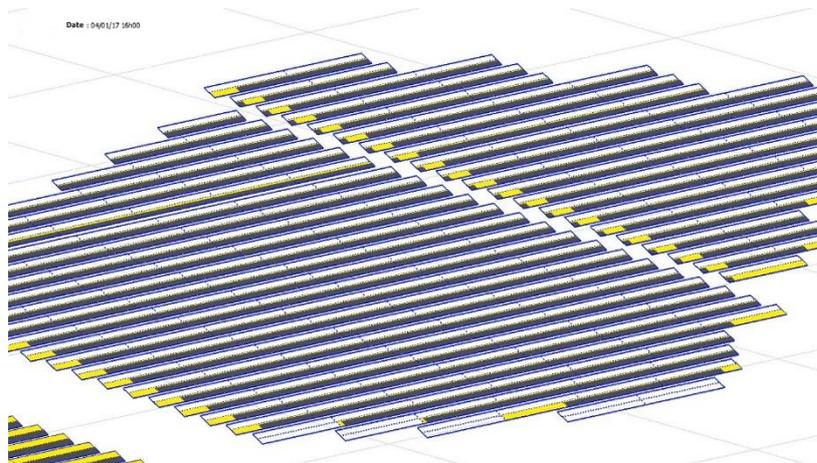


Figura 51 - Sombreamento entre fileiras no dia 4 de Janeiro pelas 16h00 (PVsyst)

Tal como foi dito anteriormente e tal como se pode verificar pelas figuras, em determinados períodos do dia, enquanto os módulos no nível inferior são sombreados, os módulos do nível superior são iluminados. Por exemplo, no dia 4 de Janeiro, pelas 14h45 as primeiras células dos módulos no nível inferior são sombreadas enquanto que todas as outras estão totalmente iluminadas. Como os módulos estão orientados na horizontal, o sombreamento das células inferiores desses módulos fará com que os díodos de *bypass* “desviem” a corrente e a diferença de potencial nos terminais do módulo seja menor, já que parte das células não produzem potência. Neste caso, a corrente que sai do módulo não é afetada e por isso o valor da corrente continua inalterado. Contudo, quando o sombreamento das células é parcial, ou seja, apenas uma parte das células é sombreada, o díodo *bypass* não é ativo. A quantidade de radiação recebida pela parte não sombreada das células, é inferior aquela experimentada pelas restantes células totalmente iluminadas, fazendo com que a corrente produzida pelas células sombreadas seja inferior. Assim sendo, e visto que os módulos que compõem a *string* estão conectados em série, todos os módulos operam ao mesmo valor de corrente das células sombreadas e por isso, o MPP total da *string* é alterado para valores inferiores aos verificados para a situação da não existência de sombreamento. Para além das perdas de potência por sombreamento, manifestadas pela menor quantidade de energia incidente na superfície dos módulos, acontecem também perdas por *mismatch* uma vez que o MPPT irá forçar o conjunto de módulos sombreados e não sombreados a operar ao MPP de todo o conjunto. Desta forma as células no nível superior (que durante um determinado período de tempo não são afetadas pelo sombreamento) irão operar a um valor inferior ao seu MPP. O valor da corrente nesses módulos será o mesmo dos módulos parcialmente sombreados, valor este que é inferior ao seu  $I_{mpp}$ .

Ainda que, nos períodos em que a altura solar é reduzida, os níveis de radiação sejam baixo uma quantidade significativa de energia é perdida. A solução proposta por mim à empresa passou pela reorganização das ligações dos diferentes módulos que compõem a central. Nesta reorganização, os módulos do nível superior não ficariam conectados com os módulos no nível inferior, ou seja, uma *string* seria composta por 20 módulos do nível superior ou por 20 módulos do nível inferior. Num dos dois *inputs* do inversor com MPPT seriam conectadas as *strings* com os módulos do nível superior e ao outro *input* com um MPPT diferente, seriam conectadas as *strings* com os módulos do nível inferior. Desta forma, os módulos do nível superior poderão operar no seu MPP sem que este seja afetado pelo sombreamento prematuro dos módulos do nível inferior. Na Figura 52 apresenta-se o esquema das ligações entre os diferentes módulos, segundo a solução proposta.



Figura 52 - Disposição e ligação dos módulos do tipo linear

## 4.2 Metodologia

Para avaliar o efeito da reorganização das ligações dos módulos na performance da central, foi utilizado o *software* PVsyst. Este *software* foi selecionado para realizar as simulações uma vez que, é uma ferramenta poderosa no estudo, no dimensionamento e na análise de dados de um sistema solar FV. Para esta dissertação foi utilizada a versão 6.75 do PVsyst.

Para facilitar a identificação de cada uma das configurações de ligação, ao sistema com os módulos do nível superior conectados com os módulos do nível inferior denomina-se de ligação em “U” enquanto ao sistema com a configuração proposta dá-se o nome de ligação linear.

Foram criados dois projetos no PVsyst para cada uma das configurações estudadas. As duas simulações foram realizadas tendo em conta os parâmetros, dimensões e componentes da central tal como ela foi construída.

Tal como foi dito anteriormente, foi considerado a base de dados do Meteonorm 7.1 que, por sua vez, importa os dados de estações climatéricas e satélites meteorológicos. O Meteonorm considera a média mensal dos valores medidos ao longo dos últimos anos. Uma vez que as simulações no PVsyst consideram os valores meteorológicos em intervalos de uma hora, o Meteonorm, estima os valores para períodos de uma hora através de um algoritmo. No caso da irradiação, os valores estimados baseiam-se no modelo estocástico proposto por Collares-Pereira e no modelo proposto por Perez (Collares-Pereira e Rabl 1979) (Perez, et al. 1986).

Quanto ao sombreamento, o PVsyst faz a distinção entre *near shading* e *far shading*. *Near shading* diz respeito ao sombreamento produzido por “objetos” próximos dos módulos tais como edifícios, árvores e as próprias fileiras de módulos. Neste estudo, não foram consideradas árvores e edifícios em locais próximos do sistema. Já o *far shading* está relacionado com o sombreamento provocado por “objetos” suficientemente longe do sistema tais como montanhas. Na presente dissertação, não foi considerado qualquer tipo de sombreamento *far shading*.

As perdas por sombreamento entre fileiras, que é o parâmetro que se quer comparar, são definidas no PVsyst por dois tipos de perdas:

- *Near shadings: irradiance loss* : têm em conta o défice de radiação nos módulos devido a objetos próximos, neste caso as fileiras de módulos.
- *Shadings: Electrical according to the strings* : têm em conta as perdas elétricas resultantes das diferentes características elétricas operativas dos módulos em série e das *strings* em paralelo (perdas de *mismatch*), provocadas pelo sombreamento dos módulos.

As primeiras serão iguais para as duas simulações, já que, delas não depende a configuração da ligação das *strings* mas sim a inclinação e o número de módulos em cada fileira, por exemplo. A diferença de resultados das duas simulações resultará, essencialmente, das segundas, *Shadings:Electrical according to the strings*.

### 4.3 Resultados

Das simulações em PVsyst resulta um relatório com 6 páginas contendo a configuração do sistema e os resultados da simulação. Os relatórios obtidos em cada uma das simulações são apresentados no Anexo B. Por motivos de confidencialidade com a empresa, os valores de alguns dos parâmetros utilizados nas simulações e a localização não podem ser partilhados e, por isso, não são apresentados nos relatórios presentes em anexo.

Na Tabela 6 apresentam-se os resultados do rácio de desempenho (*PR*) anual, da energia anual em CA produzida ( $E_{CA}$ ) e da produtividade (*Y*), obtidos em cada uma das simulações. Tal como seria de esperar, o valor do *PR* no caso da ligação linear é cerca de 1% maior do que o mesmo valor estimado para o sistema com ligações em “U”.

Tabela 6 – Valores estimados do *PR*, da energia anual em CA produzida e da produtividade (PVsyst)

	<i>PR</i> [%]	$E_{CA}$ [MWh/ano]	<i>Y</i> [kWh/kWp/ano]
<b>Ligação em “U”</b>	84,39	3561	996
<b>Ligação Linear</b>	85,51	3608	1009

Os valores apresentados na Tabela 6, são estimados para um ano inteiro. Contudo, esses valores variam mensalmente, devido às diferentes condições climáticas e à diferente posição solar (e consequentemente o nível de sombreamento entre fileiras) ao longo dos meses. Desta forma, importa conhecer os valores do *PR* para cada mês e perceber de que forma e por que razões esse parâmetro apresenta um valor diferente. Na Figura 53, apresenta-se um gráfico representativo da variação do *PR* para os diferentes meses do ano e na Tabela 7 os valores mensais do *PR* estimados. Tal como era de prever, a maior diferença do rácio de desempenho entre as duas simulações dá-se entre os meses de Janeiro e Março e entre Outubro e Dezembro. A maior diferença dá-se nos meses de Janeiro e Dezembro, meses em que o sombreamento entre fileiras está mais presente tal como é possível perceber pela carta solar apresentada na Figura 53. Nos restantes meses, os valores estimados pelas duas simulações são aproximadamente iguais.

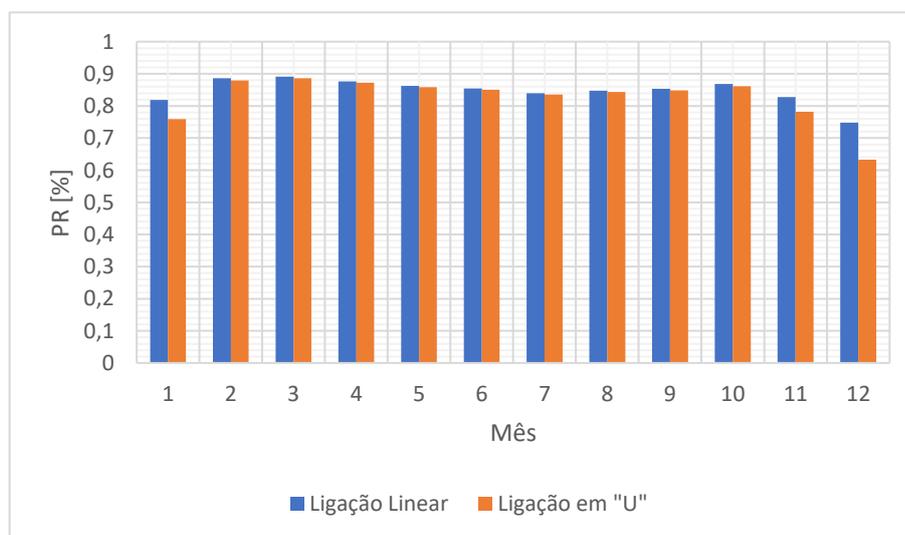


Figura 53 - *PR* mensal estimado para cada tipo de ligação (PVsyst)

Tabela 7 – Valores estimados do PR mensal para cada tipo de configuração (PVsyst)

Mês	PR [%]	
	Ligação em “U”	Ligação Linear
<b>Janeiro</b>	75,9	81,9
<b>Fevereiro</b>	87,9	88,6
<b>Março</b>	88,6	89,1
<b>Abril</b>	87,2	87,6
<b>Mai</b>	85,8	86,2
<b>Junho</b>	85,0	85,4
<b>Julho</b>	83,6	84,0
<b>Agosto</b>	84,3	84,7
<b>Setembro</b>	84,8	85,3
<b>Outubro</b>	86,1	86,8
<b>Novembro</b>	78,2	82,8
<b>Dezembro</b>	63,3	74,8

De igual forma, a energia mensal em CA produzida ( $E_{CA}^{mensal}$ ) irá variar ao longo do ano. Na Figura 54 apresenta-se um gráfico que apresenta o valor estimado da quantidade de energia injetada na rede para as duas configurações estudadas. Nesse gráfico estão também representados os valores estimados da radiação mensal incidente nos módulos.

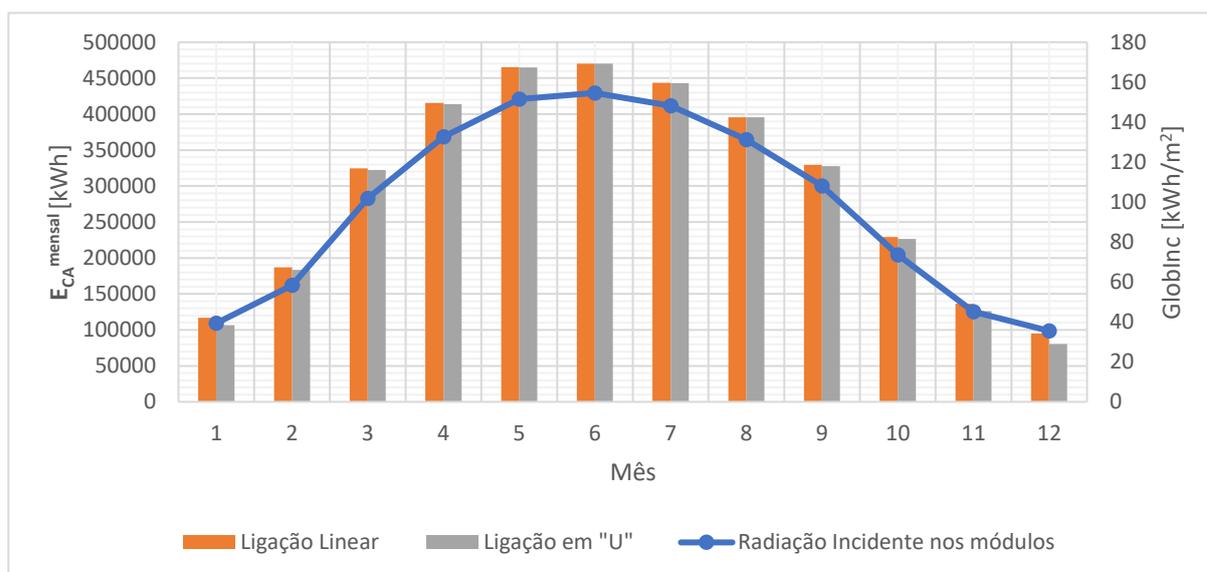


Figura 54 – Energia mensal em CA produzida e radiação incidente nos módulos (PVsyst)

Na Tabela 8 apresentam-se os valores mensais estimados da quantidade de energia em CA produzida estimados.

Tabela 8 - Valores mensais estimados da energia em CA produzida por cada configuração (PVsyst)

Mês	$E_{CA}^{mensal}$ [MWh]	
	Ligação em “U”	Ligação Linear
<b>Janeiro</b>	106,6	117,1
<b>Fevereiro</b>	183,6	187,1
<b>Março</b>	322,6	324,5
<b>Abril</b>	413,9	415,5
<b>Mai</b>	464,9	465,1
<b>Junho</b>	470,2	470,4
<b>Julho</b>	443,3	443,5
<b>Agosto</b>	395,4	395,4
<b>Setembro</b>	327,7	329,4
<b>Outubro</b>	226,4	229,1
<b>Novembro</b>	126,2	136,5
<b>Dezembro</b>	80,3	94,9
<b>TOTAL</b>	3561,1	3608,5

Tal como foi discutido anteriormente, para o efeito do presente estudo, importa quantificar as perdas estimadas em cada uma das simulações, em especial as *Shadings: electrical according to the strings*, parâmetro onde estão incluídas as perdas por *mismatch* provocadas pelo sombreamento entre fileiras. Na Figura 55 (A) e na Figura 55 (B) são apresentados os diagramas das perdas estimadas no caso da ligação em “U” e da ligação linear, respetivamente. Estes diagramas foram retirados dos relatórios produzidos pelo PVsyst, relatórios estes apresentados em anexo B. Neste diagrama, cada perda é definida como uma percentagem da última quantidade de energia. Por exemplo, as perdas denominadas por *PV loss due to temperature* representam 0,6% de 3984 MWh. Desta forma os valores percentuais representados não são aditivos. Quando se agrupam as perdas, a percentagem total de perdas não é a soma de cada uma das percentagens. As *Near Shadings: irradiance loss* e as *Shadings: Electrical Loss acc. to strings*, estão relacionadas com o sombreamento entre fileiras e, por isso, encontram-se evidenciadas nas figuras seguintes.

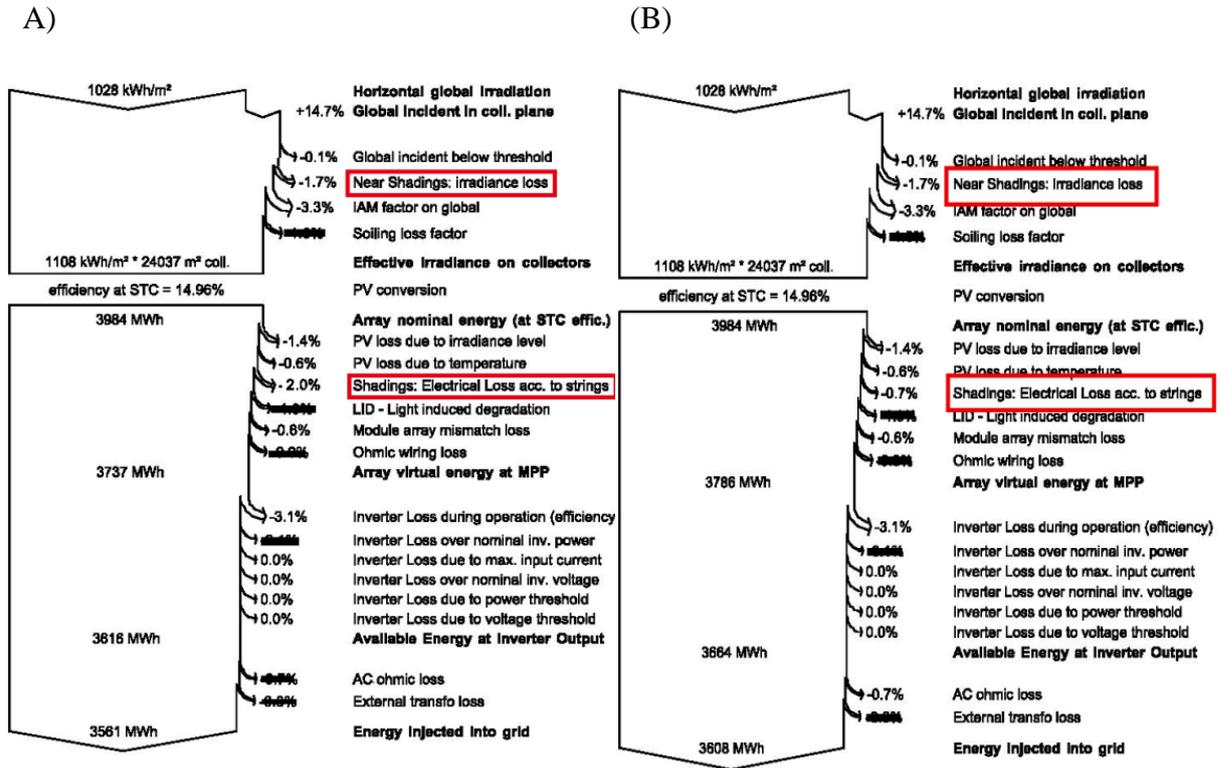


Figura 55 - Diagrama de perdas anuais estimadas (PVsyst)

Os valores mensais estimados da quantidade de energia perdida devido às perdas por *mismatch* provocadas pelo sombreamento ( $E_{perdida,somb}$ ) são apresentados na Tabela 9 e na Figura 56 para cada uma das simulações. Como se percebe, estas perdas têm maior relevância nos meses de Janeiro e Dezembro. Nesses meses, também a diferença de valores estimados para as duas configurações é mais evidente.

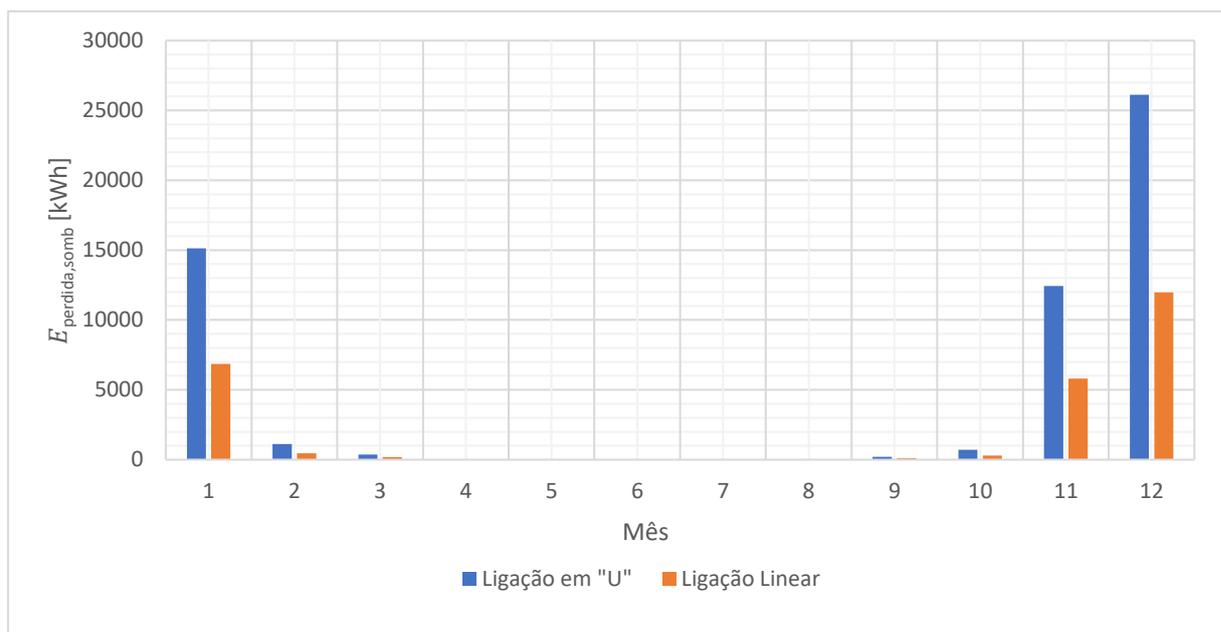


Figura 56 - Estimativa mensal da  $E_{perdida,somb}$  em cada configuração (PVsyst)

Tabela 9 - Valores mensais estimados da  $E_{perdida,somb}$  (PVsyst)

Mês	$E_{perdida,somb}$ [kWh]	
	Ligação em “U”	Ligação Linear
<b>Janeiro</b>	15133	6851
<b>Fevereiro</b>	1112	457
<b>Março</b>	375	172
<b>Abril</b>	25	13
<b>Mai</b>	0	0
<b>Junho</b>	0	0
<b>Julho</b>	0	0
<b>Agosto</b>	0	0
<b>Setembro</b>	216	106
<b>Outubro</b>	713	299
<b>Novembro</b>	12423	5810
<b>Dezembro</b>	26133	11979
<b>TOTAL</b>	56131	25687

#### 4.4 Discussão dos resultados

A reorganização da ligação dos módulos da central A, tal como é comprovado através das simulações realizadas em PVsyst, significaria um melhoramento no desempenho do sistema. Foi estimado que a solução proposta, representaria um aumento de 1,12% do valor do PR, o que significaria cerca de 47 MWh de energia produzida,  $E_{CA}$ .

Às estimativas da energia produzida em cada uma das configurações, estão associadas incertezas de +/- 5%. Este valor considera as incertezas relacionadas com os dados meteorológicos considerados e com as incertezas dos valores da eficiência de cada um dos componentes que compõem o sistema (PVsyst Software s.d.). A diferença dos valores estimados para cada uma das configurações apresentados na Tabela 8 pode ser aproximada a uma distribuição normal com valor médio de 3,95 e desvio padrão igual a 14,29.

De facto, com os módulos conectados linearmente, as perdas por *mismatch* provocadas pelo sombreamento entre fileiras são menores quando comparados com o sistema em que os módulos estão ligados em “U”. Já as perdas de radiação são iguais para os dois casos. Tal como mostra a Figura 55, foi estimado que 1,7% da radiação incidente nos módulos, em ambas as simulações, é perdido devido ao sombreamento de “objetos” nas proximidades, onde se inclui o sombreamento entre fileiras. Este valor é independente do tipo de configuração das ligações, linear ou em “U”. Este valor depende apenas das características construtivas e dimensionais da matriz fotovoltaica (número de módulos em cada estrutura, orientação, espaçamento entre fileiras de módulos). As perdas elétricas provocadas pelo sombreamento, ou perdas por *mismatch*, foram estimadas tendo o valor de 0,7% no caso da ligação linear e 2,0% no caso da ligação em “U”. Esta diferença justifica, em grande parte, a melhoria conseguida com a reconfiguração proposta.

Pela carta solar apresentada na Figura 44 percebe-se que este sistema, é afetado pelo sombreamento entre fileiras, principalmente, nos meses de Janeiro, Fevereiro, Março, Abril, Setembro, Outubro, Novembro e Dezembro. O gráfico apresentado na Figura 56 e os valores mostrados na Tabela 9 provam que nestes meses, as perdas de energia por sombreamento são significativas, principalmente nos meses de Janeiro e Fevereiro. Nestes meses a altura solar é menor originando sombreamento durante praticamente todas as horas solares. No mês de Janeiro, as perdas de energia por sombreamento representam cerca de 14% do total de energia em CA produzida nesse mês. Ainda assim, esse efeito é maior no sistema com ligações em “U”. De notar que, a reconfiguração estudada, diminui os efeitos do sombreamento contudo não os elimina completamente tal como se pode confirmar pelos valores da Tabela 9. Os módulos do nível superior, em certos períodos em que a altura solar é extremamente reduzida, também são sombreados. A esses reduzidos valores da altura solar, correspondem ângulos azimutais elevados, o que significa que os raios solares incidem nos módulos de forma quase paralela. Desta forma, existem módulos do nível superior no centro das fileiras que estão a ser sombreados enquanto que alguns módulos do nível superior nos extremos das fileiras continuam a ser iluminados, provocando perdas por *mismatch*.

A diferença entre o desempenho das duas configurações, principalmente nos meses afetados pelo sombreamento e conseqüentemente na quantidade de energia injetado na rede por cada uma delas, fica evidente pelo gráfico da Figura 54 e pelos valores apresentados na Tabela 8. Essas diferenças, mais uma vez, são grandes nos meses de Janeiro e Dezembro.

Dos valores apresentados na Tabela 7 é possível verificar que, mesmo nos meses em que o sistema não é afetado pelo sombreamento, existe uma diferença de 0,4% no valor do PR. Uma das razões que pode justificar essa diferença está relacionada, novamente com as perdas por *mismatch*. Dos diagramas apresentados nas figuras percebe-se que o valor da perda denominada por *Module array mismatch losses*, e tem o valor de 0,6% no caso do sistema com ligações lineares e 0,8% no caso do sistema com ligações em U. Uma das razões para essa diferença está relacionada com o facto de os níveis de radiação refletida, seja ela refletida pelo chão ou até pelos módulos e estruturas envolventes, que os módulos do nível superior e os módulos do nível inferior experimentam é diferente, provocando diferenças na corrente operativa de cada um deles, e desta forma perdas de *mismatch*.



## 5 Central B: Sujidade dos módulos

### 5.1 Descrição do Problema

Tal como é descrito na secção 3.1, a central B trata-se de um sistema solar FV flutuante. Quando foi planeada e projetada, a empresa estimou que a central B operasse com um PR de aproximadamente 83,0% e que produzisse 4592 MWh/ano.

Desde a sua instalação, a empresa constatou que o sistema estava a operar com um desempenho bastante inferior aquele que foi planeado e contratualizado com o cliente. A empresa foi alertada de que um substancial número de pássaros era observado a repousar e a defecar sobre a superfície dos módulos, dando origem hotspots e sombreamentos que provocaram uma redução do desempenho da central. Na Figura 58 e na Figura 57 são apresentadas fotografias dos módulos instalados na central B com excrementos na sua superfície. De facto, a baixa inclinação dos módulos de cerca de 12° e a sua localização no meio de um reservatório de água de grandes dimensões, figura um lugar confortável e seguro para os pássaros. A primeira medida corretiva passou pela instalação sistemas, como por exemplo aparelhos emissores de ultra-sons e espantalhos, capazes de produzir sons que, numa primeira fase afastaram os animais da área ocupada pela matriz FV. Veio-se a verificar que tais sistemas eram eficazes durante apenas duas/três semanas uma vez que os animais percebiam ser sistemas inofensivos e acabavam por se habituar aos sons gerados.



Figura 58 - Módulo instalado na central B com excrementos na sua superfície



Figura 57 - Conjunto de módulos instalados na central B com excrementos na sua superfície

A segunda medida envolveu a limpeza dos módulos com recurso a vassouras de pêlo duro, nos meses de Junho e Julho de 2018. Uma pequena embarcação levava os trabalhadores até um determinado local da matriz FV e depois, estes movimentavam-se de módulo em módulo sobre a estrutura flutuante que suporta os diferentes módulos. Na Figura 59 mostra-se uma dessas operações de limpeza.



Figura 59 - Operação de limpeza dos módulos da central B

Para o propósito deste estudo, a matriz de módulos da central B pode ser dividida em doze diferentes secções cada uma com, aproximadamente, 2000 módulos. Na Figura 60 é apresentado um esquema das secções que compõem a central B. Cada secção foi limpa, em média, em três dias tendo a operação de limpeza começado na secção 1 e terminado na secção 12. Só quando terminada a limpeza da secção 1 é que se iniciava a limpeza da secção 2, e assim sucessivamente. O esquema apresentado na figura seguinte identifica também o inversor a que cada secção está conectada.

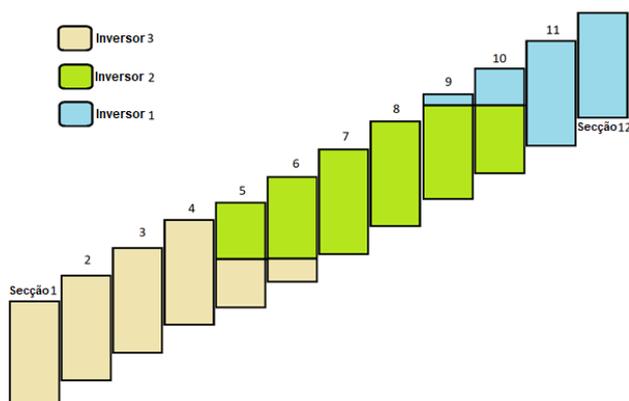


Figura 60 - Esquema representativo das secções da matriz FV da central B

Finalizada a limpeza foi proposto que se avaliassem as melhorias conseguidas com esta operação, para assim puder ser feito um planeamento anual deste tipo de ações de limpeza. Para além disso deveria ser definido um plano de limpeza anual a ser feito na central B, com base na taxa de decréscimo da performance por efeito da sujidade dos módulos.

A limpeza de um sistema flutuante, como é o caso da central B, quando comparado com a limpeza dos habituais sistemas instalados no chão, é um processo bem mais caro e demorado. Desta forma, estabelecer um correto balanço custo/benefício deste tipo de operações é bastante importante nestes sistemas para uma manutenção economicamente equilibrada.

## 5.2 Metodologia

Com o objetivo de avaliar os efeitos da operação de limpeza dos módulos no desempenho da central B, foi calculado o valor do PR de um conjunto de *strings* antes e depois de serem limpos os módulos que as constituem.

O cálculo do PR tem em conta o valor da energia em CA produzida. Para os efeitos do estudo do impacto da limpeza dos módulos no desempenho da central B foi considerada a energia produzida pelos conjuntos de *strings* já que, o processo de limpeza dos módulos terá efeito, essencialmente, no desempenho da matriz fotovoltaica. Assim, os valores do PR apresentados nos resultados, não vêm afetados pelas perdas ocorridas à posteriori do inversor. Para além disso, o valor do PR que se obteria se fosse considerada a energia total produzida pelo sistema, não daria qualquer informação acerca do real impacto da limpeza na performance da matriz FV já que, a limpeza total da planta teve uma duração de cerca de 1 mês e meio. Estimar um valor médio do aumento de desempenho conseguido após a limpeza e a longevidade dessa melhoria seria por isso difícil de conseguir já que, os módulos limpos numa primeira fase, possivelmente, já se encontrariam sujos no período em que os últimos módulos que compõem a matriz foram limpos.

Desta forma, foram considerados 7 conjuntos de *strings*, sendo que 6 desses conjuntos são constituídos por 24 *strings*, cada uma delas com 23 módulos conectados em série. Um desses conjuntos é constituído por 16 *strings*, cada uma delas com 23 módulos igualmente conectados em série.

A escolha dos conjuntos a analisar teve por base a data da sua limpeza e os dias a serem considerados no presente estudo. O critério utilizado foi o de escolher os conjuntos de *strings* que foram limpas entre o dia 24/06/2018 e o dia 02/07/2018, já que, tal como mostra a Tabela 11, durante este período, foram considerados 6 dias para efeitos do cálculo do PR. Assim, é possível avaliar as melhorias de performance conseguidas, no máximo, com o intervalo de 1 dia e não com grandes variações temporais como aconteceria se tivessem sido escolhidos outros conjuntos. Estas variações, dependendo da sua dimensão, introduziriam um determinado grau de erro aos resultados obtidos. Na Tabela 10 é apresentada a denominação de cada um dos conjuntos de *strings* consideradas, bem como algumas informações gerais e a data em que cada um deles foi limpo. Na coluna “Secção”, são apresentadas as localizações dos conjuntos considerados com base na Figura 60. Na coluna “Data da Limpeza”, o valor entre parênteses, representa a percentagem de módulos do conjunto limpos nesse dia.

Tabela 10 - Caracterização dos conjuntos considerados e datas das respetivas operações de limpeza

Conjunto	Secção	Número de <i>strings</i>	Número de módulos	Data da limpeza
2.2	5 e 6	24	552	21/06/2018 (50%)
				27/06/2018 (50%)
2.3	5 e 6	24	552	25/06/2018 (50%)
				26/06/2018 (50%)
2.4	5 e 6	24	552	21/06/2018 (50%)
				26/06/2018 (50%)
2.5	5 e 6	24	552	22/06/2018 (50%)
				25/06/2018 (50%)
2.6	7 e 8	16	368	26/06/2018 (50%)
				28/06/2018 (50%)
2.7	7 e 8	24	552	27/06/2018 (100%)
2.8	7 e 8	24	552	27/06/2018 (50%)
				28/06/2018 (50%)

Para cada um desses conjuntos, foram calculados os valores do PR para diferentes dias compreendidos entre o dia 1 de Junho e 31 de Outubro de 2018 (período onde está incluído o processo de limpeza). Primeiramente procurou-se filtrar os dados produtivos da central B, de modo a que os valores do PR calculados fossem o mais representativos possível das suas condições efetivas de funcionamento. Procurou-se também eliminar do cálculo do PR períodos/dias aos quais estão associadas perdas que poderão variar de dia para dia. Desta forma, garantiu-se que qualquer variação no valor do PR estivesse associada à limpeza dos módulos, e não a perdas por temperatura ou pela qualidade da irradiação incidente, por exemplo. Em seguida, são explicadas as considerações e os filtros imposto sobre os dados provenientes dos conjuntos de *strings* considerados:

- Dias de céu limpo:** Durante o período de tempo analisado, foram considerados apenas dias de céu limpo, isto porque, em dias de céu nublado a quantidade de radiação que é refletida e difundida pelas nuvens, e portanto a geometria da radiação incidente nos módulos, varia. Dada a complexidade e imprecisão da previsão das perdas associadas à geometria da radiação, os dias nublados não foram considerados neste estudo. Um dia foi classificado como “dia de céu limpo” a partir da curva da irradiação, desenhada com base em valores de irradiação registados por 3 piranómetros<sup>4</sup> instalados em diferentes localizações da central com uma inclinação igual à inclinação dos módulos. Cada piranómetro fornece um valor de irradiação a cada 15 minutos resultante da média dos valores registados a cada 60 segundos. O valor da irradiação considerado foi a média dos valores medidos por cada um dos aparelhos. Num “dia de céu limpo” a forma da curva deverá ser semelhante à de uma parábola. Na Figura 61 e na Figura 62 apresenta-se o gráfico onde estão representadas as curvas de irradiação do dia 4 de Junho de 2018 e do dia 24 de Junho de 2018, um dia de céu nublado e um dia de céu limpo, respetivamente.

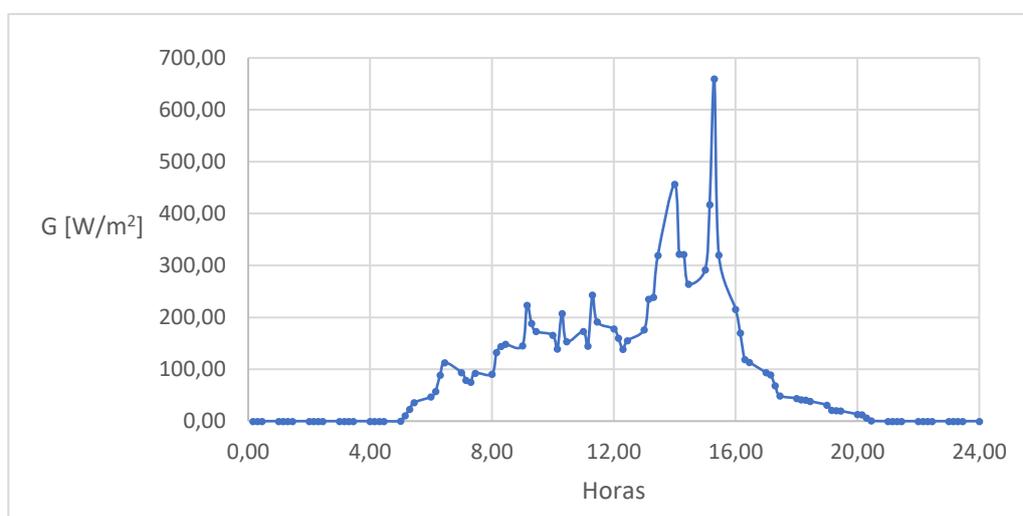


Figura 61 - Curva de irradiação do dia 04/06/2018

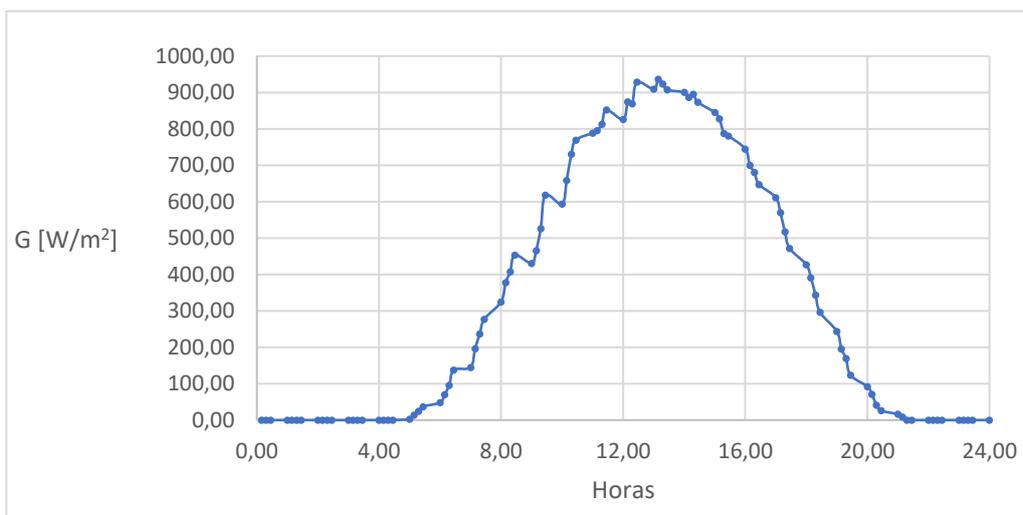


Figura 62 - Curva de irradiação do dia 24/06/2018

<sup>4</sup> Os piranómetros são aparelhos responsáveis por medir a irradiação solar.

Na Tabela 11 são apresentados os dias classificados como “dia de céu limpo” para o período de tempo compreendido entre do dia 01/06/2018 e o dia 31/10/2018. Nas figuras do Anexo C apresentam-se os gráficos das curvas de irradiação dos dias classificados como “dia de céu limpo”.

Tabela 11 - Dias de céu limpo entre Junho e Outubro 2018

Dias de céu limpo
03/06/2018
06/06/2018
24/06/2018
25/06/2018
27/06/2018
29/06/2018
30/06/2018
02/07/2018
09/10/2018
10/10/2018
21/10/2018
22/10/2018

De notar que durante o período considerado, a central B foi sujeita a operações corretivas e de manutenção. entre o dia 1 de Agosto e 15 de Setembro de 2018. Foram revistas as conexões dos módulos e foi alterado o sistema de monitorização da planta. Como se percebe pela Figura 60, a matriz FV da central B, para além de dividida em secções, pode ser dividida mediante o inversor ao qual um conjunto de *strings* estão conectadas, podendo-se portanto considerar 3 secções diferentes. As operações de manutenção foram, por isso, feitas em 3 fases diferentes, ou seja, inicialmente foram revistas as ligações dos módulos associados ao inversor 1, depois dos módulos associados ao inversor 2 e, por fim, dos módulos associados ao inversor 3. Cada secção foi então desconectada, em cada uma dessas fases.

O sistema de monitorização, devido às constantes falhas que ia apresentando durante a operação da planta, foi alterado e por isso, não existem dados que permitam calcular o valor do PR durante o período em que essas operações foram levadas a cabo.

Desta forma os dias, 5 e 6 de Agosto e 1 e 2 de Setembro de 2018, classificados como “dias de céu limpo”, não foram considerados neste estudo.

- **Irradiação:** Os módulos FV operam com uma eficiência menor quando é baixa a radiação neles incidente. Por este motivo, no cálculo do PR de cada um dos dias apresentados na Tabela 11, não foram considerados os períodos do dia em que o valor da irradiação medida foi menor do que 200 W/m<sup>2</sup>.

- **Horas:** Os módulos instalados na central B estão montados numa estrutura fixa, o que significa que a sua inclinação não varia com as diferentes posições em relação à superfície que o sol vai experimentando ao longo do dia. Durante as primeiras e últimas horas solares o azimute solar e o ângulo de incidência (ângulo entre a normal à superfície dos módulos e a direção solar) são elevados. Por este motivo, durante esses períodos a potência gerada pelos módulos é menor e a quantidade de radiação refletida pela própria superfície do módulo é maior. Para além disso, os riscos de sombreamento provocados por objetos ou pelos próprios módulos, poderão significar perdas de irradiação. Assim sendo, no cálculo do PR de cada dia foram considerados apenas os períodos entre as 10h00 e as 16h00.
- **Temperatura:** Tal como foi abordado na secção 2.3.3, o valor da temperatura operativa da célula tem influência sobre o desempenho dos módulos. O valor desta temperatura depende não só da temperatura ambiente como também da irradiação incidente na superfície do módulo e da velocidade do vento no local da instalação. O cálculo do PR pela fórmula apresentada na equação (2.9) considera as condições STC, ou seja, considera que as células que compõem o módulo operam à temperatura de 25 °C e com uma eficiência associada a esta temperatura. A temperatura das células, contudo, apresenta alta variabilidade tanto durante as diferentes horas do dia como também para diferentes dias, na maioria dos casos diferente dos 25 °C considerados. Assim, os valores obtidos a partir dessa fórmula não são exatos e estão em discordância com a realidade. A nível contratual importa então corrigir o valor do PR para diminuir a variabilidade deste valor ao longo do ano. Para o propósito deste estudo foram também corrigidos os valores do PR, conseguindo-se assim conclusões mais exatas sobre o verdadeiro impacto da limpeza na performance da central. Essa correção considera o módulo a operar segundo as condições de temperatura reais do sistema. A equação (5.3) representa uma das fórmulas de cálculo do PR com correção meteorológica proposta pela NREL (National Renewable Energy Laboratory) (Dierauf, et al. 2013). O denominador representa a energia teórica às condições operativas reais do sistema.

$$PR_{corr}[\%] = \frac{\sum_i E_{CC,i}}{\sum_i \left[ P_{CC} \cdot \left( \frac{G_i}{G_{STC}} \right) \cdot \left( 1 - \frac{\gamma}{100} \cdot (T_{STC} - T_{cel,i}) \right) \cdot IT \right]} \quad (5.1)$$

Onde

$E_{CC}$  é a geração de energia CC medida [kWh]

$P_{CC}$  é a potência nominal total dos conjuntos considerados [kWp]

$G$  é a irradiação medida [ $W/m^2$ ]

$G_{STC}$  é a irradiação às condições STC ( $1000W/m^2$ ) [ $W/m^2$ ]

$\alpha$  é o coeficiente de temperatura para potência [%/°C]

$T_{STC}$  é a temperatura das células às condições STC [°C]

$T_{cel}$  é a temperatura das células às condições operativas reais [°C]

$i$  é um determinado ponto no tempo

$IT$  é o intervalo de tempo entre cada medição  $i$  [hr]

O sistema de monitorização da central B fornece os valores da  $E_{CC}$  e da  $G$  em intervalos de tempo de 15 minutos, ou seja  $IT = 0,25$  hr. A irradiação em cada período de tempo, tal como foi mencionado anteriormente, resulta da média aritmética dos valores medidos por 3 piranómetros do mesmo modelo instalados na planta. A energia CC gerada ( $E_{CC}$ ) resulta do somatório da energia CC total gerada por cada *string* que compõe o conjunto considerado a cada 15 minutos.

Os valores de  $P_{CC}$  utilizados no cálculo do PR de cada conjunto estudado são apresentados na Tabela 12.

Tabela 12 – Capacidade instalada de cada conjunto

Conjunto	$P_{CC}$ [kWp]
2.2	151,8
2.3	151,8
2.4	151,8
2.5	151,8
2.6	101,2
2.7	151,8
2.8	151,8

O valor de  $\alpha$  é fornecido pelo fabricante de módulos e pode ser consultado na ficha técnica apresentada no Anexo A e é igual a  $-0.42\%/^{\circ}\text{C}$ .

Nos módulos não estão instalados quaisquer aparelhos capazes de medir a temperatura operativa das células ( $T_{cel}$ ), por isso, esse valor foi estimado a partir de um modelo de TC proposto por King e Boyson do Sandia National Laboratories (Dierauf, et al. 2013). A  $T_{cel}$  é então dada pela equação (5.2):

$$T_{cel,i} = T_{m,i} + \frac{G_i}{G_{STC}} * \Delta T_{cnd} \quad (5.2)$$

Onde

$T_m$  é a temperatura da superfície do módulo [ $^{\circ}\text{C}$ ]

$G$  é irradiação medida [ $\text{W}/\text{m}^2$ ]

$G_{STC}$  é a irradiação às condições STC [ $\text{W}/\text{m}^2$ ]

$\Delta T_{cnd}$  é a diminuição da temperatura por condução [ $^{\circ}\text{C}$ ]

A  $T_m$  foi estimada a partir da equação (5.3) seguinte:

$$T_{m,i} = G_i * \{e^{(a+b*U)}\} + T_{a,i} \quad (5.3)$$

Onde

a é a constante empírica associada ao efeito da radiação na temperatura do módulo

b é a constante empírica relacionada com o efeito da velocidade do vento na temperatura do módulo [s/m]

U é a velocidade do vento corrigida para uma altura de medida de 10 metros [m/s]

$T_a$  é a temperatura ambiente [°C]

G é a irradiação medida [ $W/m^2$ ]

Os valores da  $T_a$  são medidos por um sensor de temperatura instalado na própria central. Este sensor fornece um valor de temperatura a cada 15 minutos que resulta da média das temperaturas registadas durante esse período. A velocidade do vento (U) foi assumida como sendo 2,3 m/s que representa um valor médio dos valores registados ao longo do período considerado neste estudo.

Os valores dos coeficientes a e b e o valor da  $\Delta T_{cnd}$  foram seleccionados segundo um conjunto de valores propostos por King e Boyson. Estes valores são apresentados na Tabela 13.

Tabela 13 - Coeficientes empíricos da transferência de calor por convecção (Dierauf, et al. 2013)

<b>Tipo de módulo</b>	<b>a</b>	<b>b</b> [s/m]	<b><math>\Delta T_{cnd}</math></b> [°C]
Vidro/célula/vidro	3,47	0,0594	3
Vidro/célula/película polimérica	3,56	0,0750	3
Polímero/ <i>thin-film</i> /aço	3,58	0,1130	3

Sendo os módulos instalados do tipo Vidro/célula/película polimérica:

$$a = -3,56$$

$$b = -0.0750 \text{ s/m}$$

$$\Delta T_{cnd} = 3 \text{ °C}$$

Foram então calculados os valores do  $PR_{corr}$  para os dias apresentados na Tabela 11 considerando os períodos válidos para o cálculo. Para cada conjunto de *strings* estudado esses valores foram desenhados em gráficos para avaliar a evolução sofrida pela curva entre os meses de Junho e Outubro de 2018 e também foi estimado o valor médio do aumento de performance conseguido com as ações de limpeza realizadas.

### 5.3 Resultados

Foram calculados os valores do  $PR_{corr}$  de cada conjunto para os diferentes dias considerados e foram obtidos os resultados apresentados na Tabela 14. Para uma efetiva análise dos resultados deve ser consultada a Tabela 10 e considerar as datas de limpeza de cada um dos conjuntos. Verifica-se que, nos dias imediatamente a seguir às operações de limpeza, o valor do  $PR_{corr}$  aumenta significativamente e que, aproximadamente 4 meses depois dessas operações, o valor do  $PR_{corr}$  toma valores semelhantes àqueles registados antes da limpeza dos módulos.

Tabela 14 - Resultados do  $PR_{corr}$  para os dias analisados

		$PR_{corr}$ [%]						
		2.2	2.3	2.4	2.5	2.6	2.7	2.8
Conjunto	Dia							
	<b>03/06/2018</b>	83,01	85,73	83,15	84,32	84,27	83,71	84,74
	<b>06/06/2018</b>	82,18	86,52	83,71	84,82	84,74	84,13	85,64
	<b>24/06/2018</b>	86,46	85,94	86,84	87,70	84,86	82,91	84,84
	<b>25/06/2018</b>	86,21	86,89	86,56	90,57	83,67	83,87	85,82
	<b>26/06/2018</b>	86,93	89,98	87,70	92,62	87,13	84,43	86,26
	<b>27/06/2018</b>	88,18	92,25	90,76	92,85	87,10	88,56	87,76
	<b>29/06/2018</b>	91,59	92,99	88,10	91,98	89,61	91,07	92,21
	<b>30/06/2018</b>	90,96	92,27	86,48	91,56	89,75	89,42	92,70
	<b>02/07/2018</b>	91,74	93,05	83,50	91,23	87,88	90,55	90,65
	<b>09/10/2018</b>	86,65	86,77	78,61	87,09	-	-	-
	<b>10/10/2018</b>	86,30	86,55	78,23	86,96	-	-	-
	<b>21/10/2018</b>	83,63	84,53	76,86	84,93	-	-	-
	<b>22/10/2018</b>	83,60	84,35	76,50	84,53	-	-	-

Da Figura 63 à Figura 69 procede-se à expansão gráfica dos valores do  $PR_{corr}$  de cada conjunto ao longo do período estudado. Em todos os gráficos é evidente o aumento do valor do  $PR_{corr}$  até aos dias que sucedem as operações de limpeza, valor este que tende a diminuir a partir desse momento.

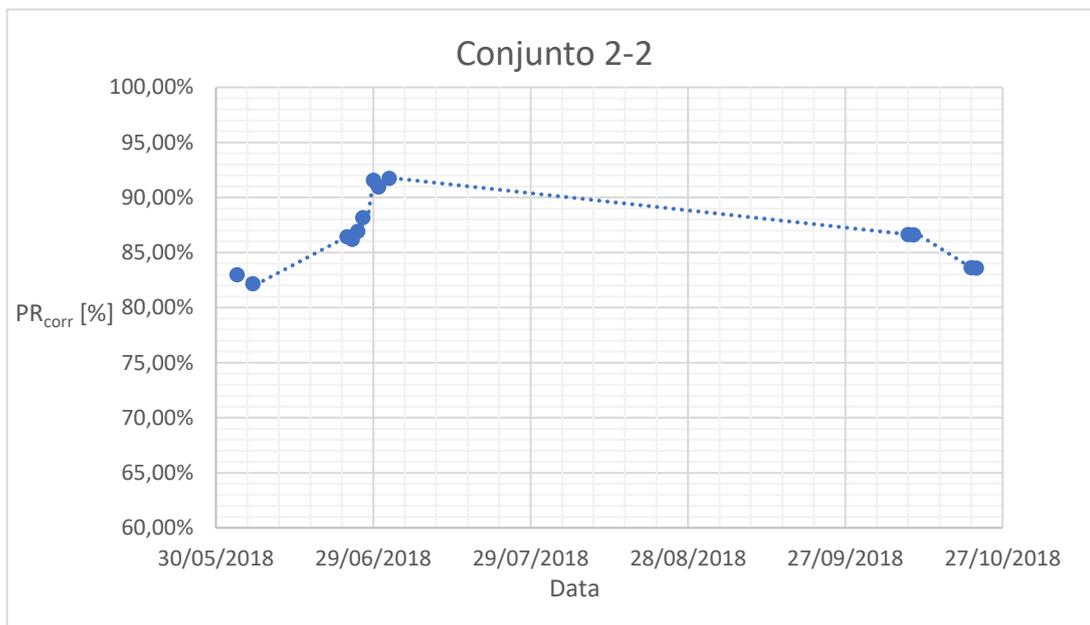


Figura 63 -  $PR_{corr}$  do conjunto 2.2 nos dias considerados

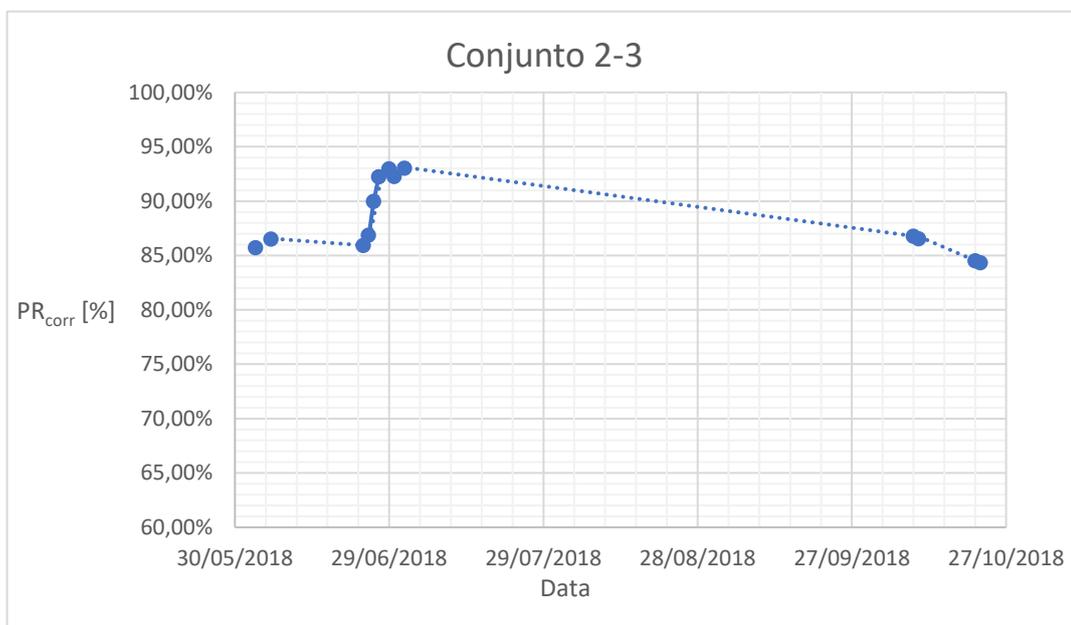


Figura 64 -  $PR_{corr}$  do conjunto 2.3 nos dias considerados

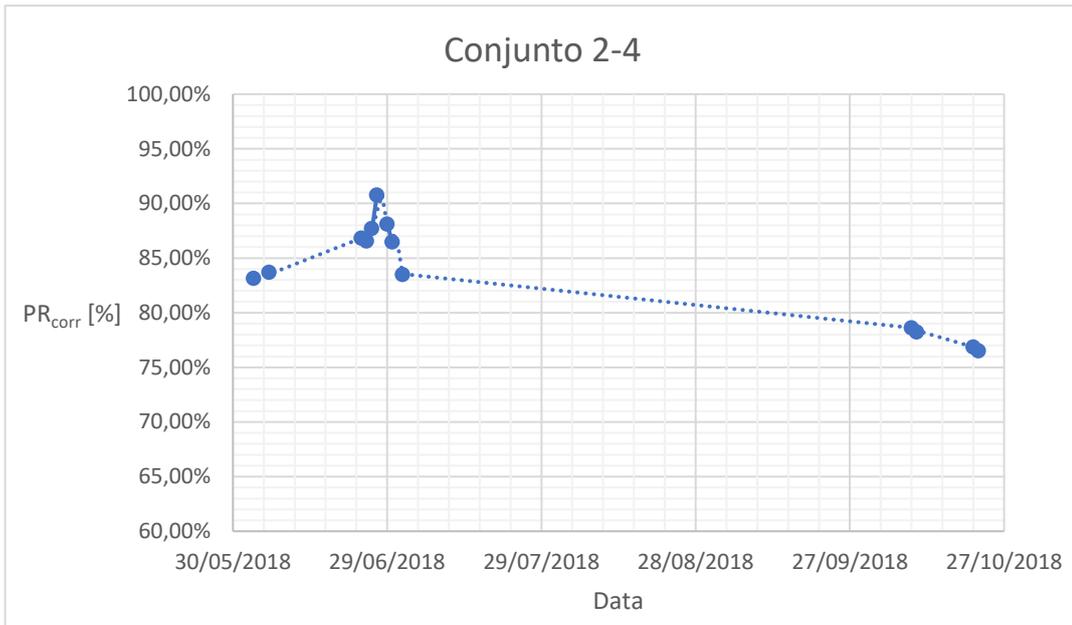


Figura 65 - PR<sub>corr</sub> do conjunto 2.4 nos dias considerados

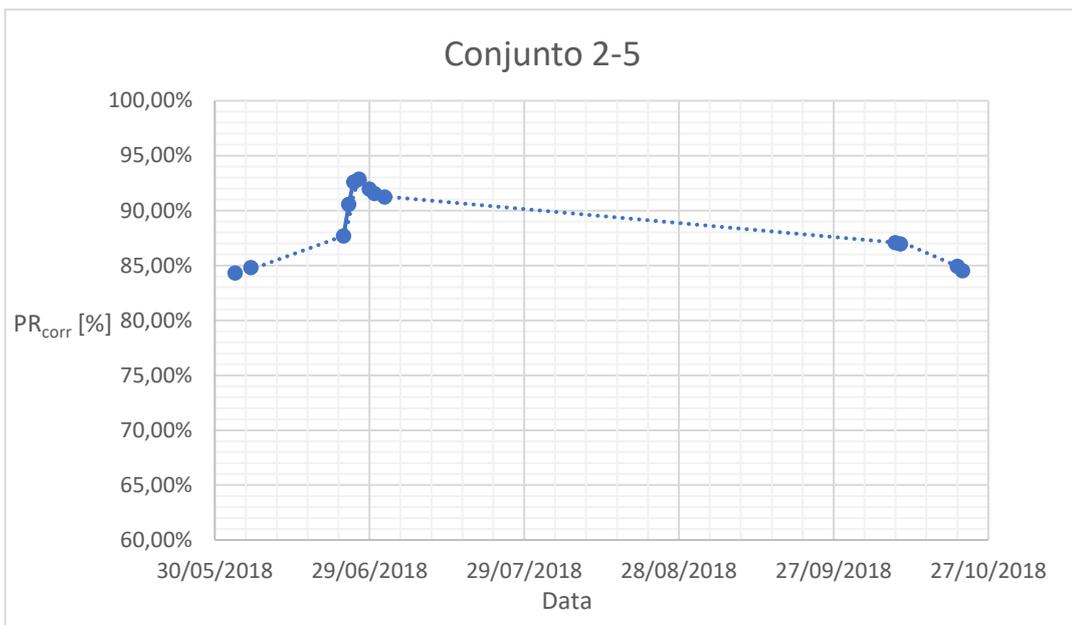


Figura 66 - PR<sub>corr</sub> do conjunto 2.5 nos dias considerados

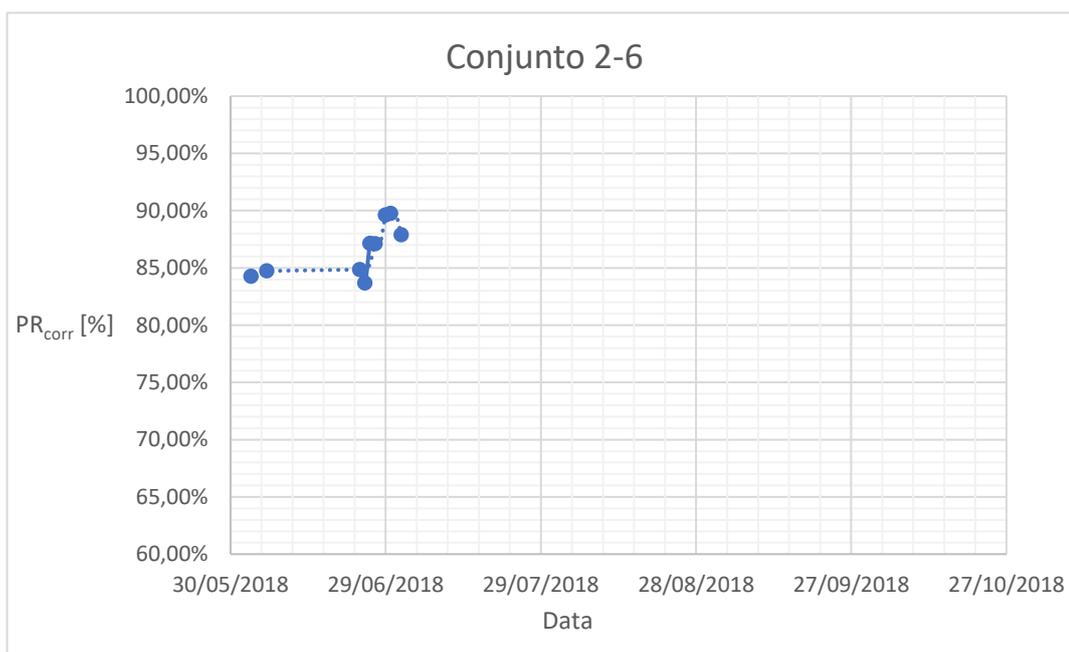


Figura 67 - PR<sub>corr</sub> do conjunto 2.6 nos dias considerados

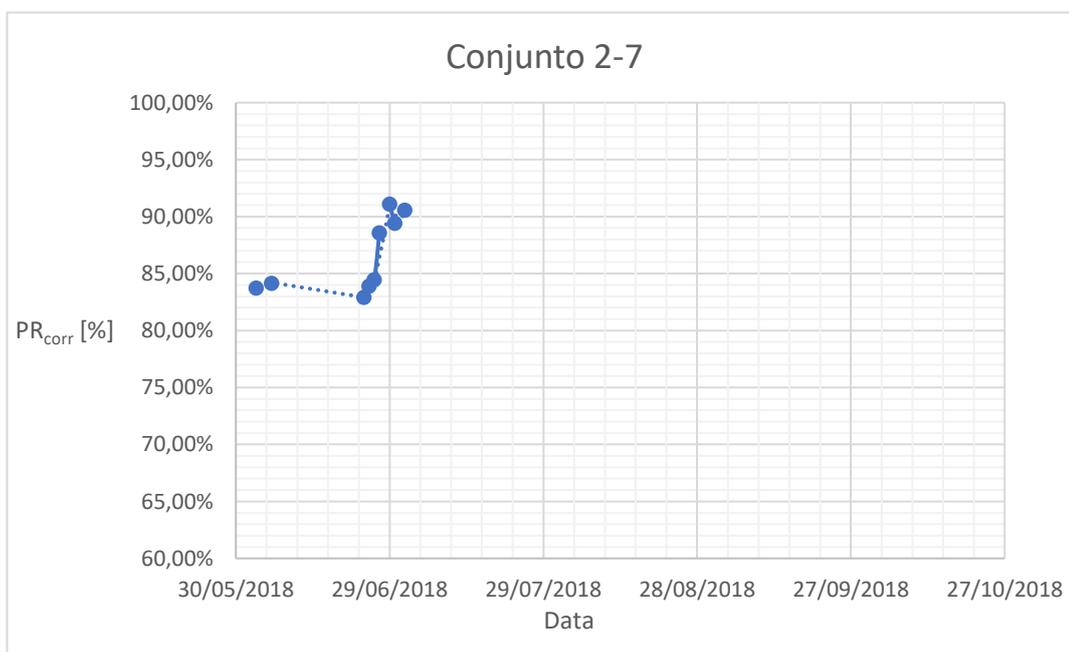


Figura 68 - PR<sub>corr</sub> do conjunto 2.7 nos dias considerados

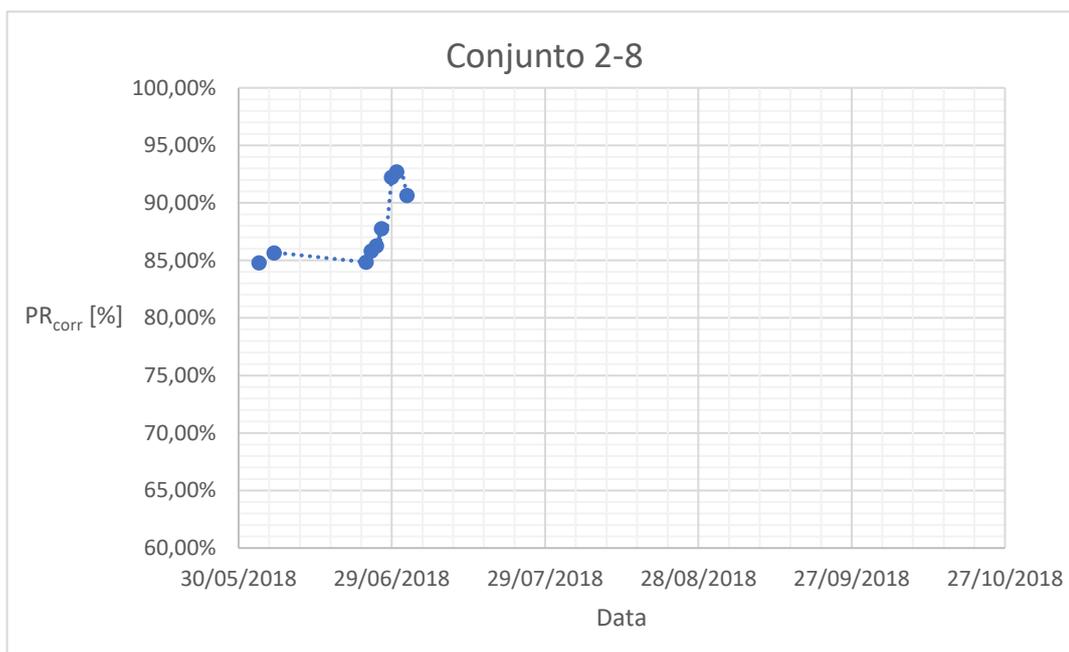


Figura 69 - PR<sub>corr</sub> do conjunto 2.8 nos dias considerados

A partir dos valores calculados é possível determinar a variação percentual relativa do PR<sub>corr</sub> ( $\Delta_r$ ) de cada conjunto, antes e depois da limpeza dos respetivos módulos. Na Tabela 15 são apresentados os resultados do PR no dia imediatamente antes e depois da limpeza bem como a  $\Delta_r$  de cada conjunto.

Tabela 15 - Variação percentual relativa do valor do PR<sub>corr</sub> de cada conjunto após a limpeza

Conjunto	PR <sub>corr</sub> [%]		$\Delta_r$ [%]
	Antes	Depois	
<b>2.2</b>	82,18	91,59	+ 11,45
<b>2.3</b>	85,94	92,25	+ 7,34
<b>2.4</b>	83,71	90,76	+ 8,43
<b>2.5</b>	84,82	92,62	+ 9,19
<b>2.6</b>	83,67	89,61	+ 7,10
<b>2.7</b>	84,43	91,07	+ 7,86
<b>2.8</b>	86,26	92,21	+ 6,90
<b>MÉDIA</b>	84,43	91,44	+ 8,32

## 5.4 Discussão dos resultados

A limpeza dos módulos FV da central B, tal como se mostra a Tabela 15 e tal como era de prever, garante uma melhor performance da matriz fotovoltaica da central B, altamente afetada pela sujidade na superfície dos módulos. Em média, estima-se um aumento relativo do  $PR_{corr}$  igual a 8,32% após a limpeza dos módulos. Antes da limpeza, os conjuntos de *strings* considerados neste estudo operavam com um  $PR_{corr}$ , em média, igual 84,43% passando a operar com um PR, em média, igual a 91,44% após a sua limpeza.

Pela Tabela 14 percebe-se que nos dias 03/06/2018 e 06/06/2018 os valores do PR calculados variam, aproximadamente entre os 82% e os 86%. Sabendo que, até essas datas, os conjuntos estavam sujeitos às mesmas condições e que não se registou qualquer evento que pudesse afetar a performance de um conjunto em particular, pode-se concluir que a sujidade no módulos na central B não é uniforme, ou seja, alguns conjuntos são mais afetados pela sujidade do que outros, daí que, importe considerar os valores médios dos resultados obtidos.

O verdadeiro valor do  $PR_{corr}$  conseguido após a operação de limpeza verifica-se no dia considerado imediatamente a seguir ao dia em que essa mesma operação foi realizada (considerando apenas os dias de céu limpo). Da Tabela 14, considere-se, por exemplo o conjunto 2.7, limpo no dia 27/06/2018. Nesse dia, foi obtido um valor do  $PR_{corr}$  igual a 88,56% e no dia 29/06/2018 um valor igual a 91,07%, valor este que corresponde ao verdadeiro PR conseguido pela limpeza dos módulos. Tal deve-se ao facto de que durante a limpeza, os módulos a serem limpos são sombreados pelos operadores e pela vassoura, o que significa perdas de potência e, eventualmente, perdas por mismatch em toda a série de módulos.

O escasso número de dias considerados e as medidas corretivas e de manutenção levadas a cabo na central B fizeram com que fosse impossível estimar-se um valor credível e preciso da taxa de decréscimo da performance da matriz fotovoltaica analisada provocada pelos excrementos de pássaro na superfície dos módulos. De igual forma, estabelecer um plano de limpeza anual preciso e confiável tornou-se impossível.

Da análise da curva de tendência dos gráficos representados nos gráficos das figuras, é possível constatar que o valor do PR, a partir do dia 02/07/2018 apresenta uma tendência decrescente e que, aproximadamente 4 meses depois das operações de limpeza dos módulos, este valor é em média igual a 84,16%. Este valor é semelhante aos valores do  $PR_{corr}$  obtidos para o período anterior à limpeza. Este decréscimo, está em grande parte, relacionado com o novo aparecimento de sujidade na superfície dos módulos.

Para além disso, foram consideradas duas hipóteses que poderão ajudar a justificar esse decréscimo. Tanto uma como outra, estão relacionadas com a qualidade do serviço de limpeza. A primeira está relacionada com a possível danificação do vidro que constitui a superfície do módulo. A não utilização de detergentes que pudessem contaminar a água do reservatório, tornou a tarefa de remoção dos excrementos de pássaro difícil (informação partilhada pela empresa responsável pela operação). Foi colocada então a hipótese de que, a elevada pressão na vassoura que foi necessário fazer por parte dos operários, em muitos casos com a ajuda da estrutura rígida da vassoura, possa ter provocado micro fissuras no vidro dos módulos e consequente perda de eficiência.

A segunda hipótese coloca a possibilidade de durante a movimentação dos operários pela estrutura flutuante de suporte dos painéis (onde em muitos casos estão suspensos os cabos tal como é mostra a Figura 58), a conexão entre os módulos possa ter sido danificada. Perceba-se que, mesmo que a ligação entre os diferentes conectores não seja desfeita, a tração violenta de um dos cabos pode dar origem a uma pequena abertura dessa junção. Essa pequena abertura poderá permitir a entrada de água para o interior dos conectores e assim criar uma resistência à passagem de corrente, o que figura perdas elétricas sobre toda a *string*.

A análise dos gráficos da Figura 64, da Figura 66 e da Figura 67 sustenta as hipóteses mencionadas nos parágrafos anteriores. Nesses gráficos é possível notar um decréscimo significativo do valor do  $PR_{corr}$  dos respetivos conjuntos poucos dias depois da sua limpeza. O facto desse decréscimo acontecer, no máximo, 5 dias depois da limpeza exclui a hipótese de os módulos estarem de novo completamente sujos e de possíveis sujidades terem um peso tão significativo nesse decréscimo. O conjunto 2.4, por exemplo, foi totalmente limpo no dia 26/06/2018. No dia 27/06/2018 apresentou um valor do  $PR_{corr}$  igual a 90,76%, valor este cerca de 8,6% maior do que o valor calculado para o dia 02/07/2018.

Por fim foram propostas à empresa duas correções a serem feitas o mais rapidamente possível: a primeira será avaliar possíveis danos nos módulos e nas conexões e, se necessário proceder à sua correção ou substituição. A segunda, envolve o estudo e a instalação de uma tecnologia eficiente capaz de afastar os animais da matriz fotovoltaica.

Quanto a uma futura operação de limpeza e correspondente análise foram propostas as seguintes correções:

- Garantir que durante as operações de limpeza e, no mínimo 4 meses depois destas terminarem, não sejam realizadas quaisquer medidas que impliquem a desconexão das *strings*;
- Garantir que o sistema de monitorização exporta dados sem qualquer problema nem interrupção;
- Dar formação aos operários responsáveis pela limpeza dos módulos com o objetivo de prevenir possíveis danos do equipamento durante essas operações;
- Garantir que cada conjunto de *strings* é totalmente limpo num só dia.

## 6 Conclusão

O trabalho desenvolvido no 1º semestre do ano lectivo 2018/2019 teve como objetivos a análise e otimização da performance de 2 centrais fotovoltaicas conectadas à rede elétrica. Os objetivos apresentados inicialmente neste trabalho foram conseguidos.

Resumidamente, após o estudo realizado é possível concluir, que no caso da central A, a reconfiguração da ligação entre os módulos leva à otimização do seu desempenho e à redução das perdas associadas ao sombreamento entre fileiras. No caso da central B, foi possível concluir que as operações de limpeza realizadas têm um efeito positivo significativo no desempenho da mesma.

A avaliação da otimização conseguida a partir da reorganização da ligação dos módulos na central A, envolveu a comparação de estimativas teóricas realizadas através do *software* PVsyst. Na configuração real, denominada neste trabalho como ligação em “U”, módulos instalados a alturas em relação ao solo diferentes, estão conectados entre eles formando as diversas *strings* que compõem a matriz da central FV. Existem diversos períodos ao longo do ano em que, para determinadas coordenadas solares (altura e azimute solar), os módulos do nível inferior são totalmente ou parcialmente sombreados, ao contrário dos módulos do nível superior que permanecem totalmente iluminados. O facto de os módulos sombreados e não sombreados estarem conectados entre si, conduz a incompatibilidades e perdas por *mismatch*.

Foi então proposto que os módulos do nível inferior e do nível superior fossem conectados de forma independente, configuração denominada por “ligação linear”. A partir das simulações realizadas estimou-se uma diferença de 1,12% no valor do PR (PR=84,39% para o caso da ligação em “U” e PR=85,51% para o caso da ligação linear). A reconfiguração das ligações representaria, por isso, mais 47 MWh/ano.

Em relação ao estudo do impacto das operações de limpeza no desempenho da central B, numa fase inicial foram filtrados os dados a considerar no cálculo do PR. Foram escolhidos os dias de céu limpo compreendidos entre Junho e Outubro de 2018. Pelos resultados obtidos, a limpeza dos módulos representou um aumento de, em média, 8,32% no valor do PR de cada conjunto. A definição de um plano de limpeza em função da taxa de decréscimo da performance devida à sujidade dos módulos não foi realizada por falta de dados. Estas falhas foram provocadas por operações de manutenção e correção aplicadas à central durante o período considerado.

O aumento do PR verificado no dia a seguir à limpeza não se manteve nos meses seguintes. Depois deste período, o valor do PR calculado era semelhante aos valores calculados para os dias que antecederam a limpeza. Provavelmente, o decréscimo do PR verificado, deve-se ao novo aparecimento de sujidade na superfície dos módulos, como também com possíveis danos provocados nos componentes, nomeadamente, os módulos e conectores, provocados pelos operários responsáveis pela limpeza dos módulos.

Para um futuro estudo e definição de um plano de limpeza para a matriz fotovoltaica da central A, foi proposto à empresa que fosse garantido que durante o período considerado nesse estudo não ocorressem falhas nos conjuntos e no sistema de monitorização e que fosse dada formação aos trabalhadores responsáveis pela limpeza dos módulos. Para além disso, deverá garantir-se que um conjunto é totalmente limpo num só dia.

## 6.1 Trabalhos Futuros

Num trabalho futuro deverá ser feita uma análise económica e financeira da solução proposta para a centra A.

Em relação à central B, num trabalho futuro, deverá ser analisada a taxa de decréscimo da performance de um sistema, após as operações de limpeza. Esta análise deverá ser complementada com a definição de um plano de limpeza anual dos módulos da central B, com base nos resultados obtidos.

Poderá também ser feito um estudo comparativo entre a produção de um módulo monofacial e de um módulo bifacial, fazendo variar a composição da superfície onde estes estão instalados e, assim, alterar o albedo. No seguimento desse estudo deverão ser realizadas análises financeiras e económicas à utilização dos módulos bifaciais, de modo a verificar a sua viabilidade económica e o seu retorno no longo prazo.

## Referências

- Aish, Qais Mohammed. "Temperature effect on photovoltaic modules power drop." *Al-Khwarizmi Engineering Journal* 11, 2015: 62-73.
- Baharudin, Nor Hanisah, Tunku Muhammad Nizar Tunku Mansur, Fairuz Abdul Hamid, Rosnazri Ali, and Muhammad Irwanto Misrun. "Topologies of DC-DC converter in solar PV applications." *Journal of Electrical Engineering and Computer Science*, 2017: 368-374.
- Benda, Vitezbal. "Crystalline silicon cells and modules in present photovoltaics." *Engineering Science and Technology Review*, 2014: 7 - 15 .
- Betts, Thomas R. "Investigation of Photovoltaic Device." Tese de Doutoramento, Loughborough, 2004.
- Cabrera-Tobar, Ana, Eduard Bullich-Massagué, Mònica Aragués-Penalba, and Oriol Gomis-Bellmunt. "Topologies for Large Scale Photovoltaic Power Plants." *Renewable and Sustainable Energy* Volume 59 (Novembro 2015): 309-319.
- Chumpolrat, Kamonpan, Vichit Sangsuwan, Nuttakarn Udomdachanut, Sasiwimon Songtraï, and Perawut Chinnavornrungrsee. "Effect of Ambient Temperature on Performance of Grid-Connected Inverter Installed in Thailand." *International Journal of Photoenergy*, 2014.
- Collares-Pereira, Manuel, and Ari Rabl. "The average distribution of solar radiation-correlations between diffuse and hemispherical and between daily and hourly insolation values." *Solar Energy* Volume 22, 1979: 155-164.
- Das, Mrutyunjay, C. K. Panigrahi, and M. K. Moharana. "Design aspects of DC-DC boost converter in solar PV system by maximum power point tracking (MPPT) algorithm." *International Journal of applied science engineering and management* , 2015.
- Department of energy and mineral engineering. *Penn State College of Earth and Mineral Sciences*. n.d. <https://www.emc.psu.edu/> (accessed Janeiro 10, 2018).
- Dierauf, Timothy, Aaron Growitz, Sarah Kurtz, Jose Cruz, and Clifford Hansen. *Weather-Corrected Performance Ratio*. Relatório Técnico, Denver: NREL, 2013.
- Ekici, Sami, and Mehmet Ali Kopru. "Investigation of PV System Cable Losses." *INTERNATIONAL JOURNAL of RENEWABLE ENERGY RESEARCH* , 2016.
- Energy and environment partnership. "TECHNICAL BRIEF - Solar PV & Energy Efficiency." 2016.
- Fraunhofer ISE. "Photovoltaics Report ." Freiburg, 2018.
- Gangopadhyay, Utpal, and Sayan Das. "State of art of solar photovoltaic technology." *Journal of Energy*, 2013.
- Government of India- Ministry of new and Renewable energy. "RE Feature." *Managing solar cables and connectors for safety and longevity of PV Systems*, Fevereiro 2017 2017: 18-22.
- Honsberg, Christiana, and Stuart Bowden. *PVEducation*. 2010. <https://www.pveducation.org/> (accessed Janeiro 2, 2019).
- IRENA. *Renewable energy technologies: cost analysis series*. Boon, 2012.
- Irwin, J. David. *Power electronics handbook*. Florida: ACADEMIC PRESS, 2001.
- Islam, Monirul, Saad Mekhilef, and Mahamudul Hasan. "Single phase transformerless inverter topologies for grid-tied photovoltaic system: a review." *Elsiever*, 2015: 69-86.

- Jäger, Klaus, Olindo Isabella, Arno H.M. Smets, René A.C.M.M. van Swaaij, and Miro Zeman. *Solar Energy: Fundamentals, Technology and Systems*. Delft: Delft University of Technology, 2014.
- Kherani, N P, R B Gangadhar, and S Zukotynski. "Photovoltaics: The next generation." 2005.
- Kjaer, Soeren Baekhoej, John K. Pedersen, and Frede Blaabjerg. "A Review of Single-Phase Grid-Connected Inverters." *IEEE TRANSACTIONS ON INDUSTRY APPLICATIONS*, 2005.
- Kondrashov, Alexey, and Tobin Booth. "Distribution and Substation Transformers." *Solar Pro Issue 8.2*, 2015.
- Kymakis, Emmanuel, Sofoklis Kalykakis, Papazoglou, and Thales. "Performance analysis of a grid connected photovoltaic park on the island of Crete." *Energy Conversion and Management*, 2009: 433-438.
- Messersi. *Messersi Webpage*. 2018. <http://www.messersi.it> (accessed Janeiro 20, 2019).
- Meteonorm. 2018. <https://meteonorm.com/en/meteonorm-features> (accessed Janeiro 15, 2019).
- Nofuentes, G., J. de la Casa, M. Torres Ramírez, and M Alonso Abella. "Solar Spectral and Module Temperature Influence on the." *International Journal of Photoenergy*, 2013.
- Palmero-Marrero, Ana, José C. Matos, and Armando C. Oliveira. "Comparison of software prediction and measured performance of a grid-connected." *Journal of Renewable and Sustainable Energy 7* (2015).
- Perez, R., R. Stewart, C. Arbogast, R. Seals, and J. Scott. "An anisotropic hourly diffuse radiation model for sloping surfaces: Description, performance validation, site dependency evaluation." *Solar energy, Volume 36*, 1986: 481-497.
- Pinho, João T., and Marco António Galdino. *Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos*. Rio de Janeiro, 2014.
- Podder, Shuvankar, and Md. Ziaur Rahman Khan. "Comparison of lead acid and Li-ion battery in solar home system of Bangladesh." *International Conference on Informatics, Electronics and Vision (ICIEV)*. Bangladesh, 2016. 434-438.
- PVsyst Software. *PVsyst Help*. n.d. (accessed Janeiro 15, 2019).
- REN 21. "Renewables 2018 Global Status Report." Paris, 2018.
- Saikiran. *Solar components*. Março 9, 2016. <http://b2ssolarproducts.blogspot.com/2016/03/junction-box.html> (accessed Janeiro 12, 2019).
- Sampaio, Priscilia, and Mario González. "Photovoltaic solar energy: Conceptual framework." *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2017: 590-601.
- Sathyanarayana, Rajkiran Ballal, Lakshmi Sagar P. S., and Girish Kumar. "Effect of Shading on the Performance of Solar PV Panel." *Energy and Power*, 2015: 1-4.
- Schmidt, J., et al. "Advances in the Surface Passivation of Silicon Solar Cells." *Energy Procedia 15*, 2012: 30-39.
- Sheldrake, Alan L. *Handbook of electrical engineering : for practitioners in the oil, gas, and petrochemical industry*. London: John Wiley & Sons Inc, 2003.
- Solar Power Europe. "Global Market Outlook for Solar Power 2018-2022." Brussels, 2018.
- Solar Review. *Solar Review*. Outubro 9, 2018. <https://review.solar/solar-panel-hot-spot/> (accessed Janeiro 12, 2019).

SolarEdge. "Technical Note Bypass Diode Effects." Relatório Técnico, 2010.

Sundog Energy, Halcrow Group, Energy Saving Trust. *Photovoltaics in Buildings Guide to the installation of PV systems 2nd Edition*. Londres: UK Government, 2006.

Wendlandt, Stefan, Lasse Süthoff, and Sarah Berendes. "Advanced PV Module Hot Spot Characterisation." *EU PVSEC 2017*. Amsterdão, 2017.

Wiesmeier, Cornelia, Ingrid Haedrich, Karl-Anders Weiss, and Ines. Duerr. "Overview of PV module encapsulation materials." *Photovoltaics International*. 19, 2013: 85-92.



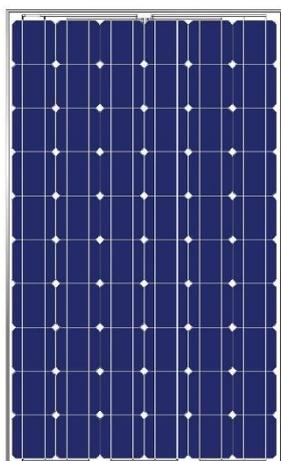
## ANEXO A: Fichas Técnicas

**JA SOLAR**

www.jasolar.com

# JAM6

60/200-250 SOLAR PHOTOVOLTAIC MODULE



### PRODUCT OVERVIEW

- JA Solar' s modules are optimally manufactured and adjusted to meet the needs of the current market; scientifically designed module dimension makes the installation simple and easy; each cell of the module is the acclaimed "Made by JA Solar".
- Our continuous efforts in quality assurance system and certifications the international authentication institutions of JA Solar' s products demonstrate our commitment to product quality and customer requirements.

### MODULE CHARACTERISTICS

- High efficiency crystalline silicon solar cells.
- High transmission low iron tempered glass, strong mechanical resistance.
- Standard waterproof junction box, with bypass diode.
- High endurance to different atrocious weather.
- Custom designed modules according to clients' requirement.

### MECHANICAL PARAMETERS

Cell(mm)	Mono 156×156
Weight(kg)	19.5
Dimensions(L×W×H)(mm)	1650×991×40 (or×46)
Cable Length(mm)	≥1000
Cable cross section size(mm <sup>2</sup> )	4
No. of cells and connections	60 (10×6)
No. of diodes	3
Packing configuration	25/21pcs/carton

### WORKING CONDITIONS

Maximum System Voltage	DC 1000V(TÜV) / 600V(UL)
Operating Temp.	-40°C~+85°C
Maximum Series Fuse (A)	13
Static loading	≤5400Pa
Grounding conductivity	<0.1Ω
NOCT	47±2°C
Application Class	Class A
Insulation Resistance	≥100MΩ

### GUARANTEE

5-year limited product warranty

Limited performance warranty: 10 years at 90% of the minimal rated power output, 25 years at 80% of the minimal rated power output

### JA SOLAR HOLDINGS CO., LTD.

No. 36, Jiang Chang San Road, Zhabei, Shanghai, China, 200436

Tel: +86 (21) 6095 5999 /6095 5888 Fax: +86 (21) 6095 5959 /6095 5858

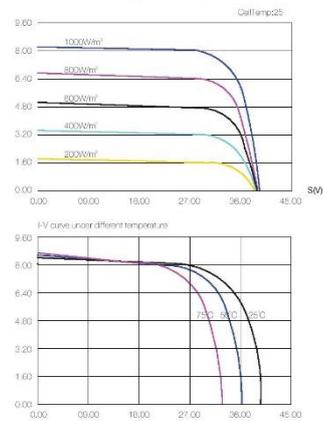


Specifications subject to technical changes 12.2010 JA Solar Recycle

# JAM6

SOLAR PHOTOVOLTAIC MODULE

Output under different irradiation and the correlation between Isc/Voc/ Pmax and Temperature map



**JA SOLAR HOLDINGS CO., LTD.**

No. 36, Jiang Chang San Road, Zhabei, Shanghai, China, 200436

**Tel:** +86 (21) 6095 5999 /6095 5888 **Fax:** +86 (21) 6095 5959 /6095 5858

**STP275S - 20/Wew**  
**STP270S - 20/Wew**  
**STP265S - 20/Wew**



## 275 Watt MONOCRYSTALLINE SOLAR MODULE



### Features



#### High module conversion efficiency

16.9%

Module efficiency up to 16.9% achieved through advanced cell technology and manufacturing capabilities



#### High PID resistant

Advanced cell technology and qualified materials lead to high resistance to PID



#### Positive tolerance

0/+5W

Positive tolerance of up to 5W delivers higher output reliability



#### Suntech current sorting process

2%

System output maximized by reducing mismatch losses up to 2% with modules sorted & packaged by amperage



#### Extended wind and snow load tests

3800Pa  
5400Pa

Module certified to withstand extreme wind (3800 Pascal) and snow loads (5400 Pascal) \*



#### Withstanding harsh environment

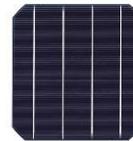
Reliable quality leads to a better sustainability even in harsh environment like desert, farm and coastline

Certifications and standards:  
IEC 61215, IEC 61730, conformity to CE



### Trust Suntech to Deliver Reliable Performance Over Time

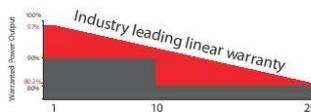
- World-class manufacturer of crystalline silicon photovoltaic modules
- Unrivaled manufacturing capacity and world-class technology
- Rigorous quality control meeting the highest international standards: ISO 9001: 2008, ISO 14001: 2004 and ISO 17025: 2005
- Regular independently checked production process from international accredited institute/company
- Tested for harsh environments (salt mist, ammonia corrosion and sand blowing testing: IEC 61701, IEC 62716, DIN EN 60068-2-68)\*\*\*
- Long-term reliability tests
- 2 x 100% EL inspection ensuring defect-free modules



### Special 4 busbar design

The unique cell design leads tremendous reduction in electrodes resistance and raise in conversion efficiency. Less residual stress, less cell micro-cracks and hotspot risks.

### Industry-leading Warranty based on nominal power



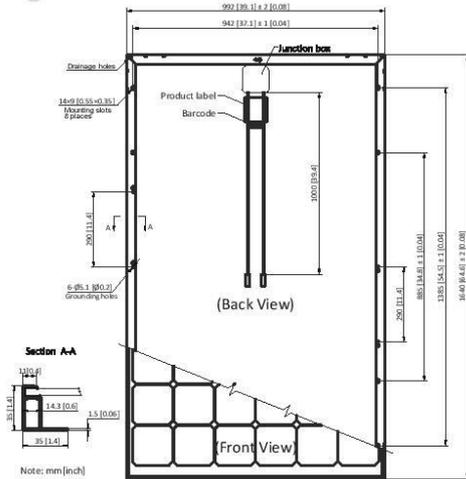
- 97% in the first year, thereafter, for years two (2) through twenty-five (25), 0.7% maximum decrease from MODULE's nominal power output per year, ending with the 80.2% in the 25th year after the defined WARRANTY STARTING DATE.\*\*\*\*
- 10-year product warranty
- 25-year linear performance warranty

IP68

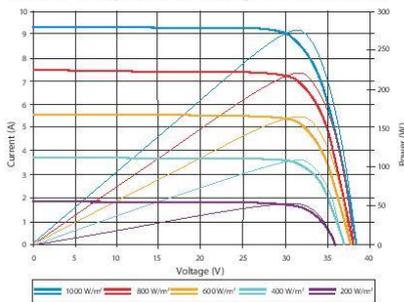
### IP68 Rated Junction Box

The Suntech IP68 rated junction box ensures an outstanding waterproof level, supports installations in all orientations and reduces stress on the cables. High reliable performance, low resistance connectors ensure maximum output for the highest energy production.

\* Please refer to Suntech Standard Module Installation Manual for details. \*\*PV Cycle only for EU market.  
 \*\*\* Please refer to Suntech Product Near-coast Installation Manual for details. \*\*\*\* Please refer to Suntech Product Warranty for details.



Current-Voltage & Power-Voltage Curve (275S-20)



Excellent performance under weak light conditions: at an irradiation intensity of 200 W/m<sup>2</sup> (AM 1.5, 25 °C), 96.5% or higher of the STC efficiency (1000 W/m<sup>2</sup>) is achieved

Dealer information



Information on how to install and operate this product is available in the installation instruction. All values indicated in this data sheet are subject to change without prior announcement. The specifications may vary slightly. All specifications are in accordance with standard EN 50380. Color differences of the modules relative to the figures as well as discolorations of/in the modules which do not impair their proper functioning are possible and do not constitute a deviation from the specification.

Electrical Characteristics

STC	STP275S-20/Wew	STP270S-20/Wew	STP265S-20/Wew
Maximum Power at STC (Pmax)	275 W	270 W	265 W
Optimum Operating Voltage (Vmp)	31.1 V	30.8 V	30.5 V
Optimum Operating Current (Imp)	8.85 A	8.77 A	8.69 A
Open Circuit Voltage (Voc)	38.5 V	38.3 V	38.1 V
Short Circuit Current (Isc)	9.34 A	9.28 A	9.22 A
Module Efficiency	16.9%	16.6%	16.3%
Operating Module Temperature	-40 °C to +85 °C		
Maximum System Voltage	1000 V DC (IEC)		
Maximum Series Fuse Rating	20 A		
Power Tolerance	0/+5 W		

STC: Irradiance 1000 W/m<sup>2</sup>, module temperature 25 °C, AM=1.5; Best in Class AAA solar simulator (IEC 60904-9) used, power measurement uncertainty is within +/- 3%

NOCT	STP275S-20/Wew	STP270S-20/Wew	STP265S-20/Wew
Maximum Power at NOCT (Pmax)	202 W	198 W	194 W
Optimum Operating Voltage (Vmp)	28.3 V	28.1 V	27.8 V
Optimum Operating Current (Imp)	7.14 A	7.05 A	6.98 A
Open Circuit Voltage (Voc)	35.4 V	35.2 V	35.0 V
Short Circuit Current (Isc)	7.55 A	7.49 A	7.44 A

NOCT: Irradiance 800 W/m<sup>2</sup>, ambient temperature 20 °C, AM=1.5, wind speed 1 m/s; Best in Class AAA solar simulator (IEC 60904-9) used, power measurement uncertainty is within +/- 3%

Temperature Characteristics

Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)	45±2°C
Temperature Coefficient of Pmax	-0.42 %/°C
Temperature Coefficient of Voc	-0.34 %/°C
Temperature Coefficient of Isc	0.060 %/°C

Mechanical Characteristics

Solar Cell	Monocrystalline silicon 156.75 × 156.75 mm (6 inches)
No. of Cells	60 (6 × 10)
Dimensions	1640 × 992 × 35mm (64.6 × 39.1 × 1.4 inches)
Weight	18.2 kgs (40.1 lbs.)
Front Glass	3.2 mm (0.13 inches) tempered glass
Frame	Anodized aluminium alloy
Junction Box	IP68 rated (3 bypass diodes)
Output Cables	TUV (2Pfg1169:2007) 4.0 mm <sup>2</sup> (0.006 inches <sup>2</sup> ), symmetrical lengths (-) 1000mm (39.4 inches) and (+) 1000 mm (39.4 inches)
Connectors	Original MC4 connectors

Packing Configuration

Container	20' GP	40' HC
Pieces per pallet	30	30
Pallets per container	6	28
Pieces per container	180	840

E-mail: sales@suntech-power.com

www.suntech-power.com

IEC-STP-Wew-NO1.03-Rev 2015

## ANEXO B: Relatórios PVsyst

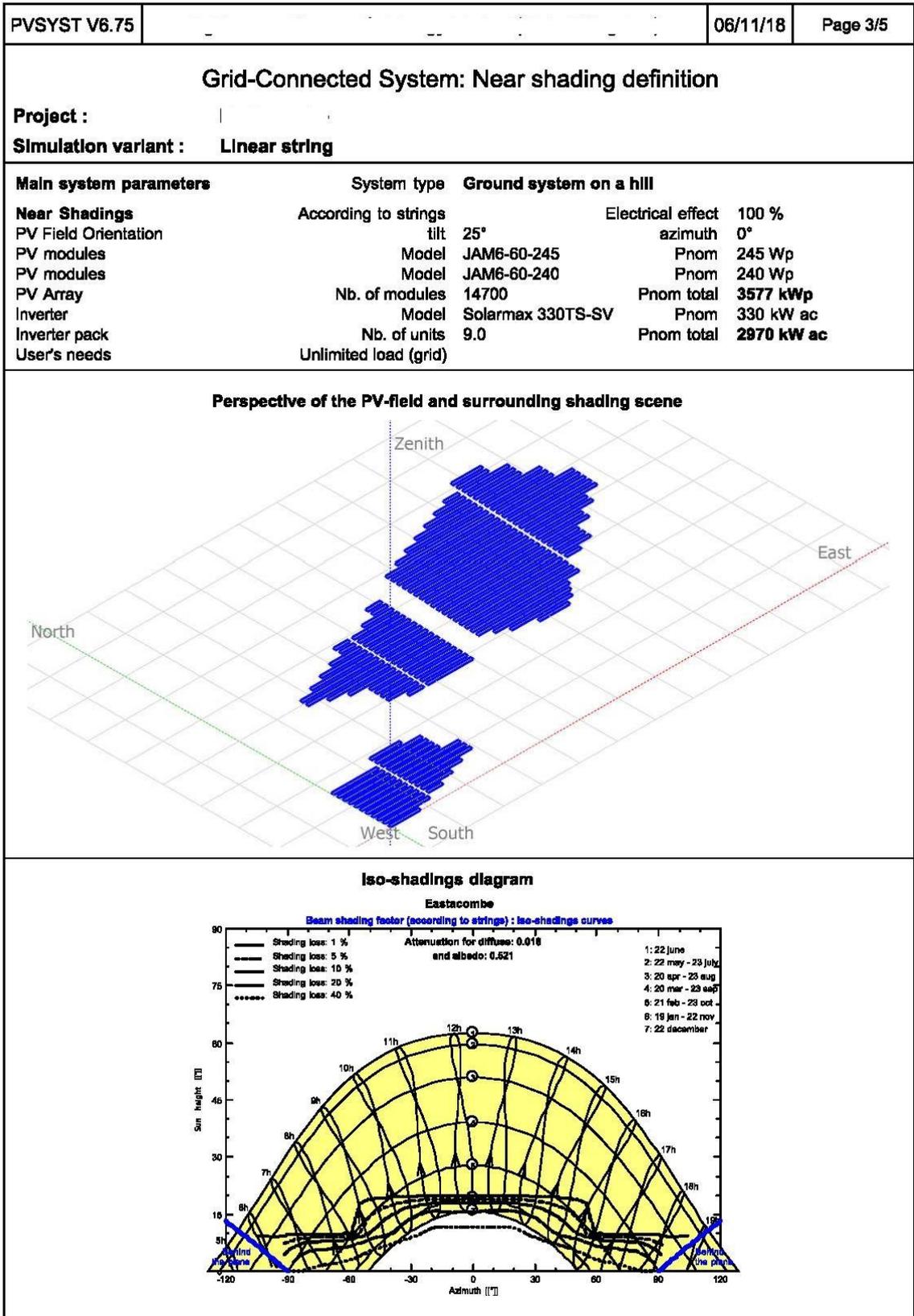
- Ligação Linear

PVSYST V6.75		06/11/18		Page 1/5	
<b>Grid-Connected System: Simulation parameters</b>					
<b>Project :</b>					
<b>Geographical Site</b>			<b>Country</b>	<b>United Kingdom</b>	
<b>Situation</b>		<b>Latitude</b>	<b>Longitude</b>		
Time defined as		<b>Legal Time</b>	<b>Time zone UT</b>	<b>Altitude</b>	103 m
<b>Meteo data:</b>		<b>Albedo</b>	SolarGIS PVplanner - Synthetic		
<b>Simulation variant : Linear string</b>					
		<b>Simulation date</b>	06/11/18 17h10		
<b>Simulation parameters</b>		<b>System type</b>	<b>Ground system on a hill</b>		
<b>Collector Plane Orientation</b>		<b>Tilt</b>	25°	<b>Azimuth</b>	0°
<b>Models used</b>		<b>Transposition</b>	Perez	<b>Diffuse</b>	Perez, Meteonorm
<b>Horizon</b>		Free Horizon			
<b>Near Shadings</b>		According to strings		<b>Electrical effect</b>	100 %
<b>PV Arrays Characteristics (2 kinds of array defined)</b>					
<b>Sub-array "Sub-array #1"</b>		<b>Si-mono</b>	<b>Model</b>	<b>JAM6-60-245</b>	
Original PVsyst database		<b>Manufacturer</b>	JA Solar		
Number of PV modules		<b>In series</b>	20 modules	<b>In parallel</b>	490 strings
Total number of PV modules		<b>Nb. modules</b>	9800	<b>Unit Nom. Power</b>	245 Wp
Array global power		<b>Nominal (STC)</b>	<b>2401 kWp</b>	<b>At operating cond.</b>	<b>2149 kWp (50°C)</b>
Array operating characteristics (50°C)		<b>U mpp</b>	543 V	<b>I mpp</b>	3956 A
<b>Sub-array "Sub-array #2"</b>		<b>Si-mono</b>	<b>Model</b>	<b>JAM6-60-240</b>	
Original PVsyst database		<b>Manufacturer</b>	JA Solar		
Number of PV modules		<b>In series</b>	20 modules	<b>In parallel</b>	245 strings
Total number of PV modules		<b>Nb. modules</b>	4900	<b>Unit Nom. Power</b>	240 Wp
Array global power		<b>Nominal (STC)</b>	<b>1176 kWp</b>	<b>At operating cond.</b>	<b>1052 kWp (50°C)</b>
Array operating characteristics (50°C)		<b>U mpp</b>	539 V	<b>I mpp</b>	1952 A
<b>Total Arrays global power</b>		<b>Nominal (STC)</b>	<b>3577 kWp</b>	<b>Total</b>	<b>14700 modules</b>
		<b>Module area</b>	<b>24037 m²</b>	<b>Cell area</b>	<b>21075 m²</b>
<b>Inverter</b>		<b>Model</b>	<b>Solarmax 330TS-SV</b>		
Original PVsyst database		<b>Manufacturer</b>	SolarMax		
<b>Characteristics</b>		<b>Operating Voltage</b>	450-800 V	<b>Unit Nom. Power</b>	330 kWac
<b>Sub-array "Sub-array #1"</b>		<b>Nb. of Inverters</b>	6 units	<b>Total Power</b>	1980 kWac
				<b>Pnom ratio</b>	1.21
<b>Sub-array "Sub-array #2"</b>		<b>Nb. of Inverters</b>	3 units	<b>Total Power</b>	990 kWac
				<b>Pnom ratio</b>	1.19
<b>Total</b>		<b>Nb. of inverters</b>	9	<b>Total Power</b>	2970 kWac
<b>PV Array loss factors</b>					
<b>Array Soiling Losses</b>			<b>Loss Fraction</b>	%	
<b>Thermal Loss factor</b>		<b>Uc (const)</b>	J W/m²K	<b>Uv (wind)</b>	W/m²K / m/s
<b>Wiring Ohmic Loss</b>		<b>Array#1</b>	mOhm	<b>Loss Fraction</b>	% at STC
		<b>Array#2</b>	mOhm	<b>Loss Fraction</b>	% at STC
		<b>Global</b>		<b>Loss Fraction</b>	% at STC
<b>Serie Diode Loss</b>		<b>Voltage Drop</b>	V	<b>Loss Fraction</b>	% at STC
<b>LID - Light Induced Degradation</b>				<b>Loss Fraction</b>	%
<b>Module Quality Loss</b>				<b>Loss Fraction</b>	%
<b>Module Mismatch Losses</b>				<b>Loss Fraction</b>	% at MPP

PVsyst Licensed to

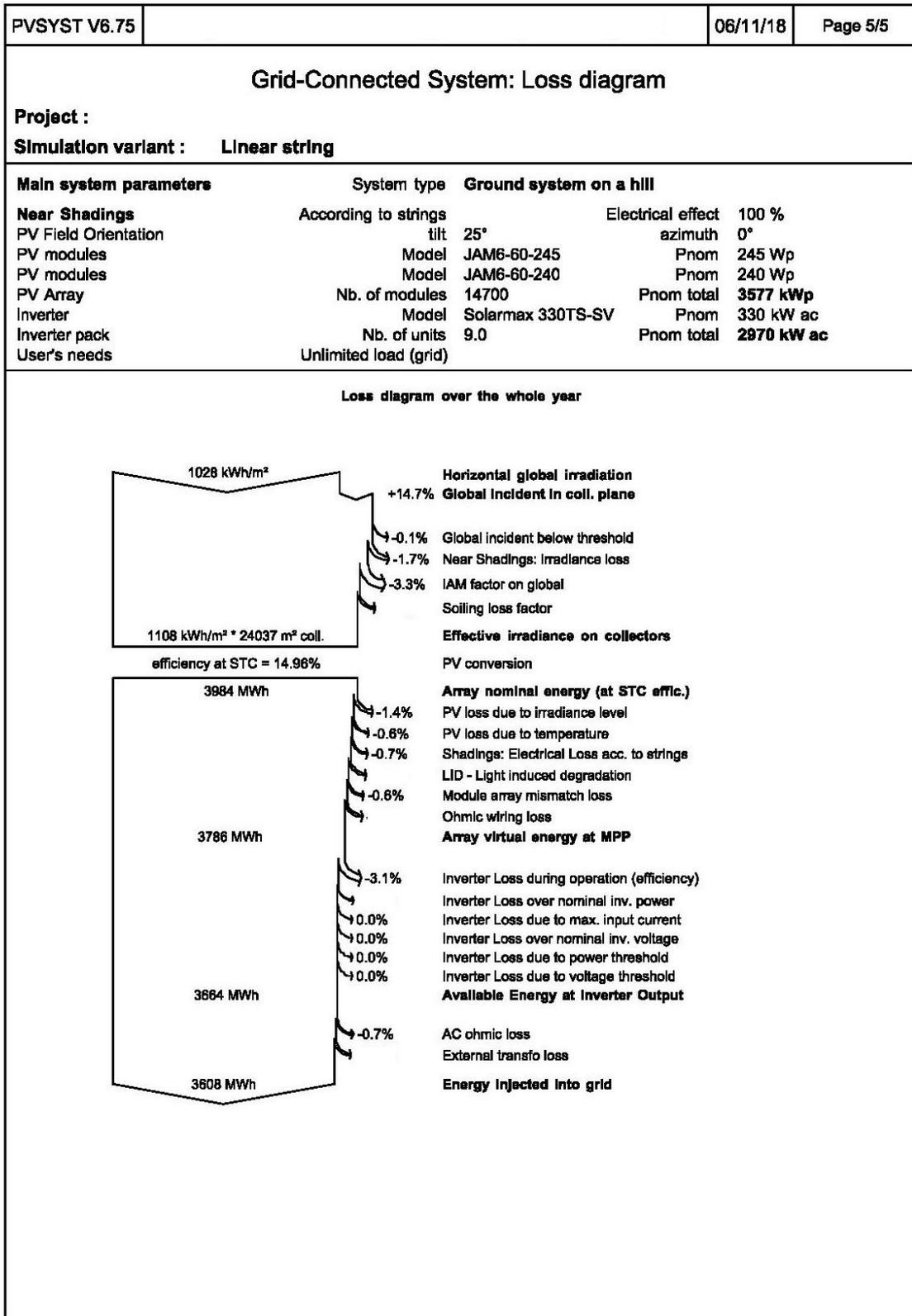
PVSYST V6.75				06/11/18	Page 2/5
<b>Grid-Connected System: Simulation parameters</b>					
Incidence effect, ASHRAE parametrization		IAM = $1 - b_o (1/\cos i - 1)$		b <sub>o</sub> Param. 0.05	
<b>System loss factors</b>					
AC wire loss inverter to transfo	Inverter voltage	280 Vac tri			
	Wires: 3x5000.0 mm <sup>2</sup>	90 m	Loss Fraction	% at STC	
External transformer	Iron loss (Night disconnect)	3493 W	Loss Fraction	% at STC	
	Resistive/Inductive losses	mOhm	Loss Fraction	% at STC	
<b>User's needs :</b>	Unlimited load (grid)				

PV Syst Licensed to



PV Syst Licensed to

PVSYST V6.75		06/11/18	Page 4/5					
<b>Grid-Connected System: Main results</b>								
<b>Project :</b>								
<b>Simulation variant : Linear string</b>								
<b>Main system parameters</b>		<b>System type</b>	<b>Ground system on a hill</b>					
<b>Near Shadings</b>	According to strings	Electrical effect	100 %					
PV Field Orientation	tilt 25°	azimuth	0°					
PV modules	Model JAM6-60-245	Pnom	245 Wp					
PV modules	Model JAM6-60-240	Pnom	240 Wp					
PV Array	Nb. of modules 14700	Pnom total	3577 kWp					
Inverter	Model Solarmax 330TS-SV	Pnom	330 kW ac					
Inverter pack	Nb. of units 9.0	Pnom total	2970 kW ac					
User's needs	Unlimited load (grid)							
<b>Main simulation results</b>		<b>Produced Energy</b>	<b>3608 MWh/year</b>					
<b>System Production</b>	<b>Performance Ratio PR</b>	<b>85.51 %</b>	<b>Specific prod. 1009 kWh/kWp/year</b>					
<p><b>Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 3577 kWp</b></p> <div style="display: flex; justify-content: space-around;"> <div style="width: 45%;"> </div> <div style="width: 45%;"> </div> </div>								
<b>Linear string Balances and main results</b>								
	<b>GlobHor</b>	<b>DiffHor</b>	<b>T Amb</b>	<b>GlobInc</b>	<b>GlobEff</b>	<b>EArray</b>	<b>E_Grid</b>	<b>PR</b>
	kWh/m²	kWh/m²	°C	kWh/m²	kWh/m²	MWh	MWh	
January	24.9	16.40	6.10	39.3	36.1	121.8	117.1	0.819
February	41.8	25.20	5.90	58.4	54.8	194.2	187.1	0.886
March	80.0	45.60	7.00	101.8	96.2	339.0	324.5	0.881
April	117.5	62.70	8.20	132.7	125.3	435.0	415.5	0.878
May	145.9	79.40	11.40	151.5	142.8	488.9	465.1	0.862
June	153.4	81.00	13.60	154.6	145.7	494.4	470.4	0.854
July	146.9	81.20	15.50	148.2	139.6	466.8	443.5	0.840
August	122.0	71.30	15.70	131.2	123.5	416.0	395.4	0.847
September	91.4	53.10	13.90	108.0	101.8	344.9	329.4	0.853
October	55.2	34.40	11.30	73.5	68.1	239.0	229.1	0.868
November	28.8	18.60	8.50	45.1	41.5	140.7	136.5	0.828
December	20.3	13.00	6.30	35.5	31.7	100.9	94.9	0.748
Year	1028.1	581.90	10.31	1179.7	1108.1	3781.7	3608.5	0.855
<p><b>Legends:</b> GlobHor Horizontal global irradiation      GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings                  DiffHor Horizontal diffuse irradiation      EArray Effective energy at the output of the array                  T Amb Ambient Temperature      E_Grid Energy injected into grid                  GlobInc Global Incident In coll. plane      PR Performance Ratio</p>								

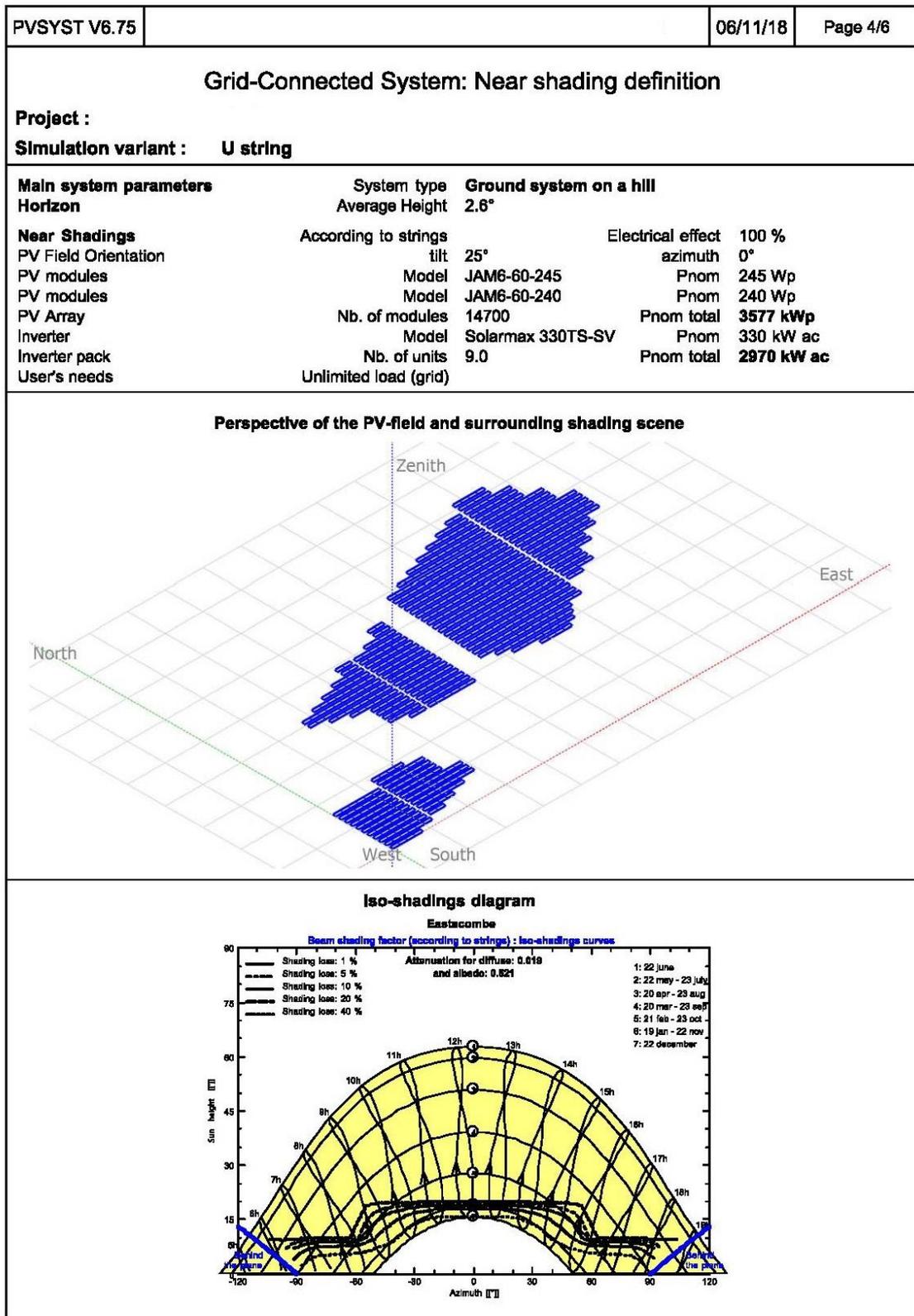


- Ligação em “U”

PVSYST V6.75		06/11/18		Page 1/6	
<b>Grid-Connected System: Simulation parameters</b>					
<b>Project :</b>					
<b>Geographical Site</b>			<b>Country</b>	<b>United Kingdom</b>	
<b>Situation</b>		<b>Latitude</b>	<b>Longitude</b>		
Time defined as		Legal Time	Time zone UT	<b>Altitude</b>	103 m
<b>Meteo data:</b>		<b>Albedo</b>	0.20	SolarGIS PVplanner - Synthetic	
<b>Simulation variant : U string</b>					
		<b>Simulation date</b>	06/11/18 17h12		
<b>Simulation parameters</b>		<b>System type</b>	<b>Ground system on a hill</b>		
<b>Collector Plane Orientation</b>		<b>Tilt</b>	25°	<b>Azimuth</b>	0°
<b>Models used</b>		<b>Transposition</b>		<b>Diffuse</b>	Meteonorm
<b>Horizon</b>		<b>Average Height</b>	2.6°		
<b>Near Shadings</b>		<b>According to strings</b>	<b>Electrical effect</b>	100 %	
<b>PV Arrays Characteristics (2 kinds of array defined)</b>					
<b>Sub-array "Sub-array #1"</b>		<b>Si-mono</b>	<b>Model</b>	<b>JAM6-60-245</b>	
Original PVsyst database		<b>Manufacturer</b>	JA Solar		
Number of PV modules		<b>In series</b>	20 modules	<b>In parallel</b>	490 strings
Total number of PV modules		<b>Nb. modules</b>	9800	<b>Unit Nom. Power</b>	245 Wp
Array global power		<b>Nominal (STC)</b>	<b>2401 kWp</b>	<b>At operating cond.</b>	2149 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)		<b>U mpp</b>	543 V	<b>I mpp</b>	3956 A
<b>Sub-array "Sub-array #2"</b>		<b>Si-mono</b>	<b>Model</b>	<b>JAM6-60-240</b>	
Original PVsyst database		<b>Manufacturer</b>	JA Solar		
Number of PV modules		<b>In series</b>	20 modules	<b>In parallel</b>	245 strings
Total number of PV modules		<b>Nb. modules</b>	4900	<b>Unit Nom. Power</b>	240 Wp
Array global power		<b>Nominal (STC)</b>	<b>1176 kWp</b>	<b>At operating cond.</b>	1052 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)		<b>U mpp</b>	539 V	<b>I mpp</b>	1952 A
<b>Total Arrays global power</b>		<b>Nominal (STC)</b>	<b>3577 kWp</b>	<b>Total</b>	14700 modules
		<b>Module area</b>	<b>24037 m²</b>	<b>Cell area</b>	21075 m²
<b>Inverter</b>		<b>Model</b>	<b>Solarmax 330TS-SV</b>		
Original PVsyst database		<b>Manufacturer</b>	SolarMax		
<b>Characteristics</b>		<b>Operating Voltage</b>	450-800 V	<b>Unit Nom. Power</b>	330 kWac
<b>Sub-array "Sub-array #1"</b>		<b>Nb. of Inverters</b>	6 unIts	<b>Total Power</b>	1980 kWac
				<b>Pnom ratio</b>	1.21
<b>Sub-array "Sub-array #2"</b>		<b>Nb. of Inverters</b>	3 unIts	<b>Total Power</b>	990 kWac
				<b>Pnom ratio</b>	1.19
<b>Total</b>		<b>Nb. of inverters</b>	9	<b>Total Power</b>	2970 kWac
<b>PV Array loss factors</b>					
Array Soiling Losses			<b>Loss Fraction</b>	%	
Thermal Loss factor		<b>Uc (const)</b>	0 W/m²K	<b>Uy (wind)</b>	W/m²K / m/s
Wiring Ohmic Loss		<b>Array#1</b>	mOhm	<b>Loss Fraction</b>	% at STC
		<b>Array#2</b>	mOhm	<b>Loss Fraction</b>	% at STC
		<b>Global</b>		<b>Loss Fraction</b>	% at STC
Serie Diode Loss		<b>Voltage Drop</b>	V	<b>Loss Fraction</b>	% at STC
LID - Light Induced Degradation				<b>Loss Fraction</b>	%
Module Quality Loss				<b>Loss Fraction</b>	%
Module Mismatch Losses				<b>Loss Fraction</b>	% at MPP

PVsyst Licensed to

PVSYST V6.75		06/11/18	Page 2/6
<b>Grid-Connected System: Simulation parameters</b>			
Incidence effect, ASHRAE parametrization	IAM = $1 - bo (1/\cos i - 1)$	bo Param.	0.05
<b>System loss factors</b>			
AC wire loss inverter to transfo	Inverter voltage	I Vac tri	
	Wires: 3x5000.0 mm <sup>2</sup>	n	Loss Fraction % at STC
External transformer	Iron loss (Night disconnect)	3 W	Loss Fraction % at STC
	Resistive/Inductive losses	mOhm	Loss Fraction % at STC
<b>User's needs :</b>	Unlimited load (grid)		



### Grid-Connected System: Main results

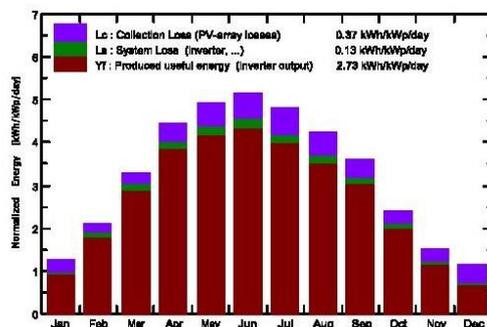
**Project :**

**Simulation variant :** U string

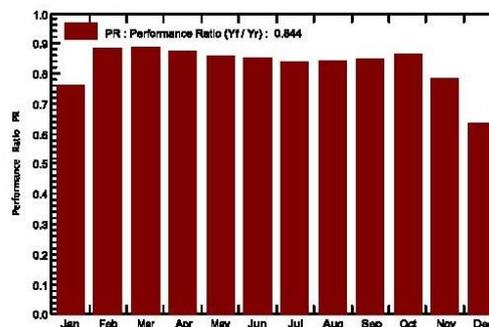
<b>Main system parameters</b>	System type	Ground system on a hill
Horizon	Average Height	2.6°
Near Shadings	According to strings	Electrical effect 100 %
PV Field Orientation	tilt	azimuth 0°
PV modules	Model	JAM6-60-245 Pnom 245 Wp
PV modules	Model	JAM6-60-240 Pnom 240 Wp
PV Array	Nb. of modules	14700 Pnom total <b>3577 kWp</b>
Inverter	Model	Solarmax 330TS-SV Pnom 330 kW ac
Inverter pack	Nb. of units	9.0 Pnom total <b>2970 kW ac</b>
User's needs	Unlimited load (grid)	

<b>Main simulation results</b>	<b>Produced Energy</b>	3561 MWh/year
System Production	<b>Performance Ratio PR</b>	84.39 %
	<b>Specific prod.</b>	996 kWh/kWp/year

Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 3577 kWp



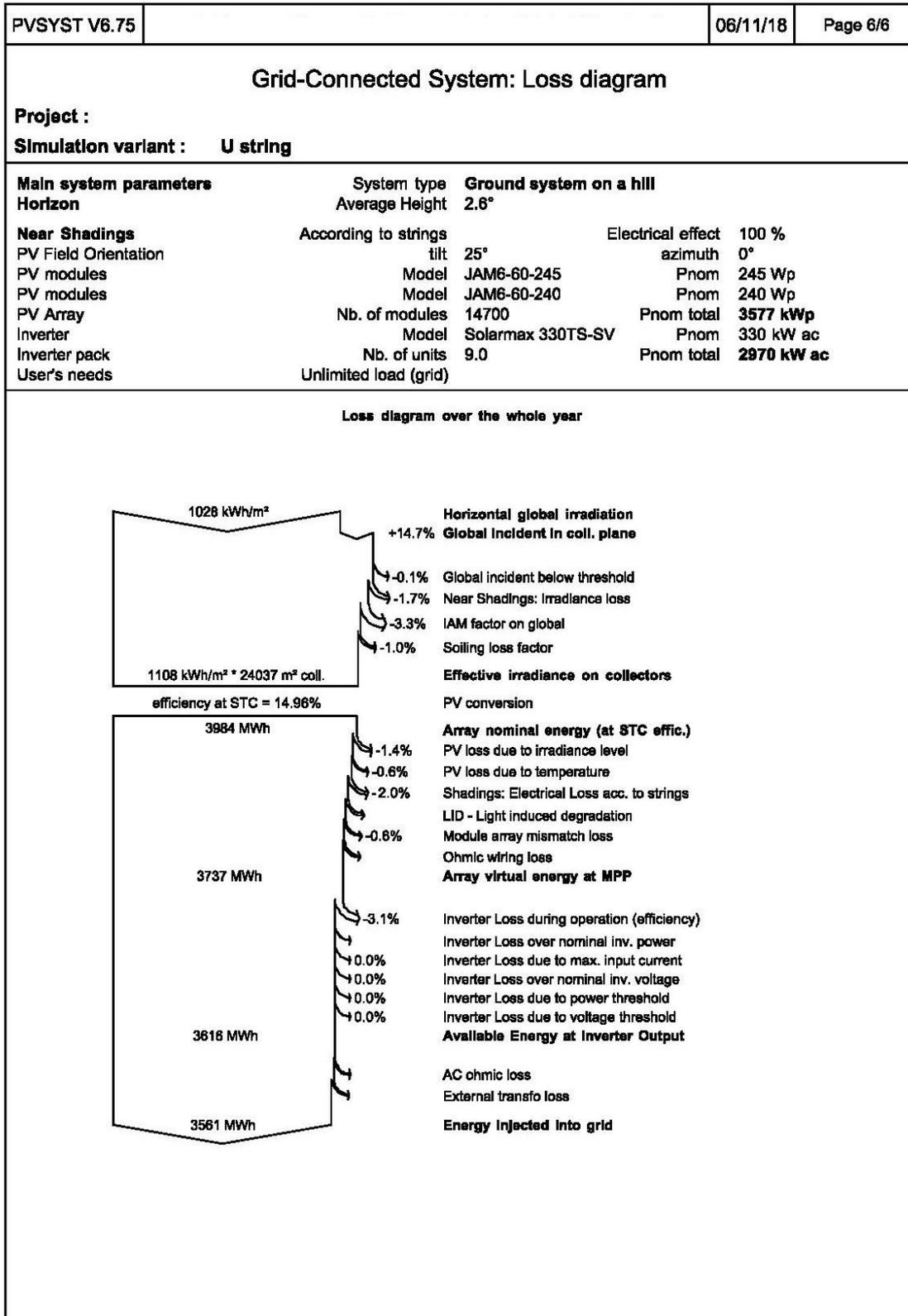
Performance Ratio PR



#### U string Balances and main results

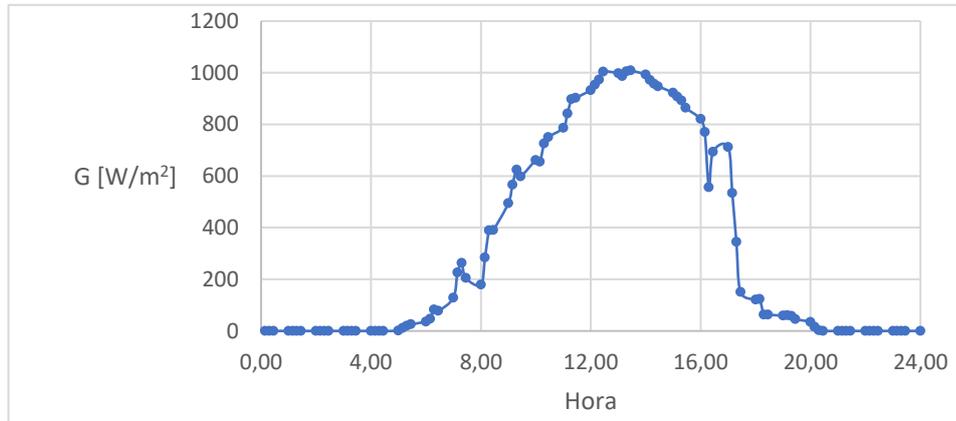
	GlobHor	DiffHor	T Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m²	kWh/m²	°C	kWh/m²	kWh/m²	MWh	MWh	
January	24.9	16.40	6.10	39.3	35.9	113.1	106.6	0.759
February	41.8	25.20	5.90	58.4	54.8	192.7	183.6	0.879
March	80.0	45.60	7.00	101.8	95.7	337.3	322.6	0.886
April	117.5	62.70	8.20	132.7	124.7	433.1	413.9	0.872
May	145.9	78.40	11.40	151.5	142.1	486.6	464.9	0.858
June	153.4	81.00	13.60	154.6	145.0	492.1	470.2	0.850
July	146.9	81.20	15.50	148.2	138.9	464.6	443.3	0.836
August	122.0	71.30	15.70	131.2	122.9	413.9	395.4	0.843
September	91.4	53.10	13.90	108.0	101.3	343.1	327.7	0.848
October	55.2	34.40	11.30	73.5	68.8	237.3	226.4	0.861
November	28.8	18.60	8.50	45.1	41.2	133.3	126.2	0.782
December	20.3	13.00	6.30	35.5	31.4	86.0	80.3	0.633
Year	1028.1	581.90	10.31	1179.7	1102.6	3733.2	3561.1	0.844

Legends: GlobHor Horizontal global irradiation      GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings  
 DiffHor Horizontal diffuse irradiation      EArray Effective energy at the output of the array  
 T Amb Ambient Temperature      E\_Grid Energy injected into grid  
 GlobInc Global incident in coll. plane      PR Performance Ratio

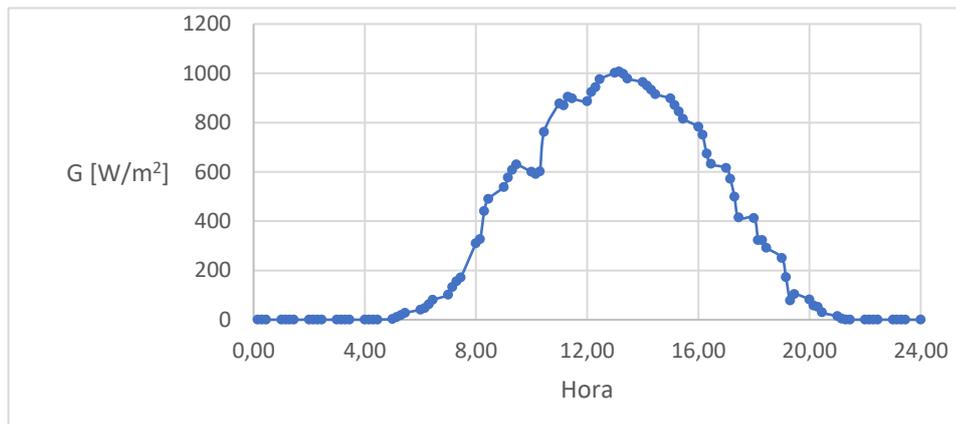


## ANEXO C: Curvas de Irradiação da Central B

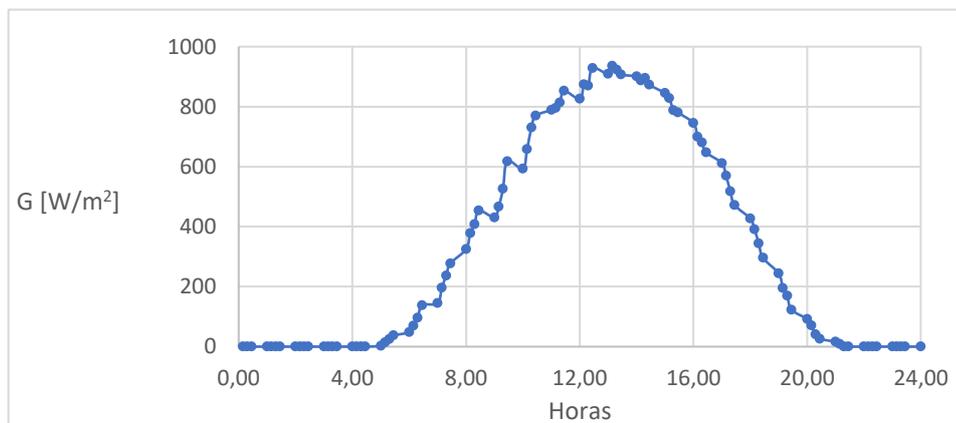
- Dia 3 de Junho de 2018



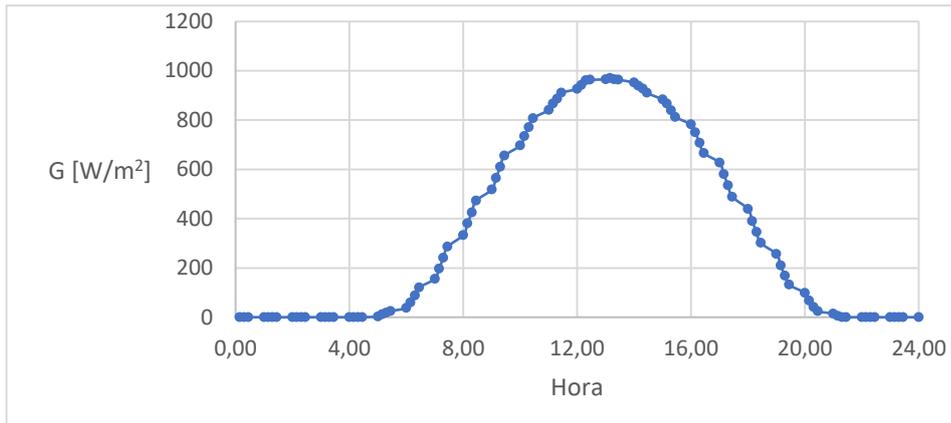
- Dia 6 de Junho de 2018



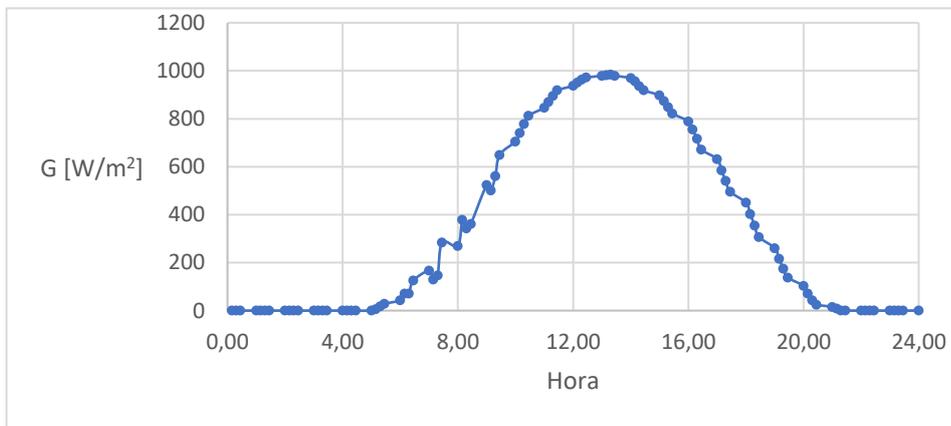
- Dia 24 de Junho de 2018



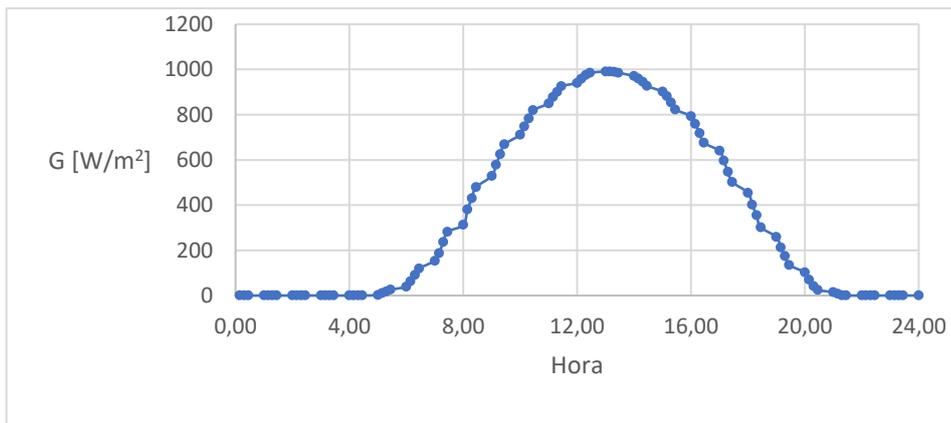
- Dia 25 de Junho de 2018



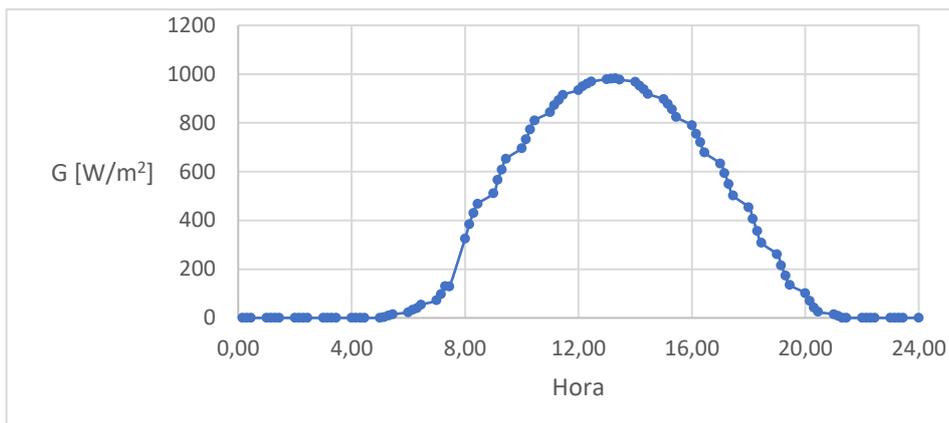
- Dia 27 de Junho de 2018



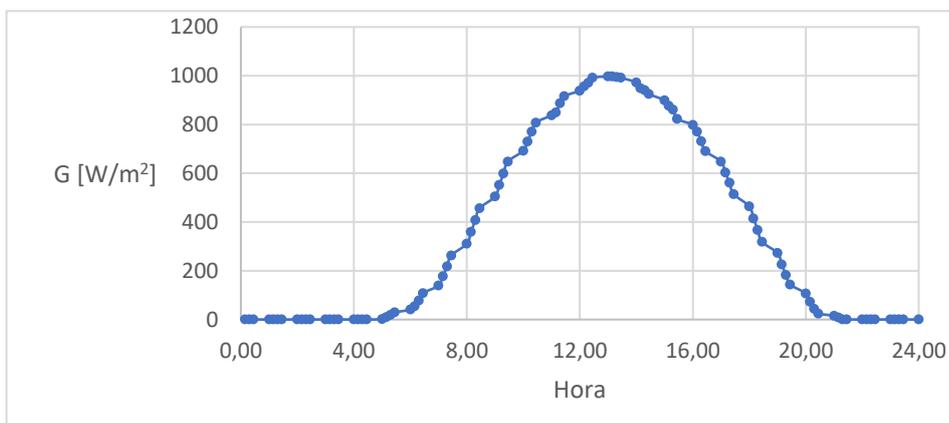
- Dia 29 de Junho de 2018



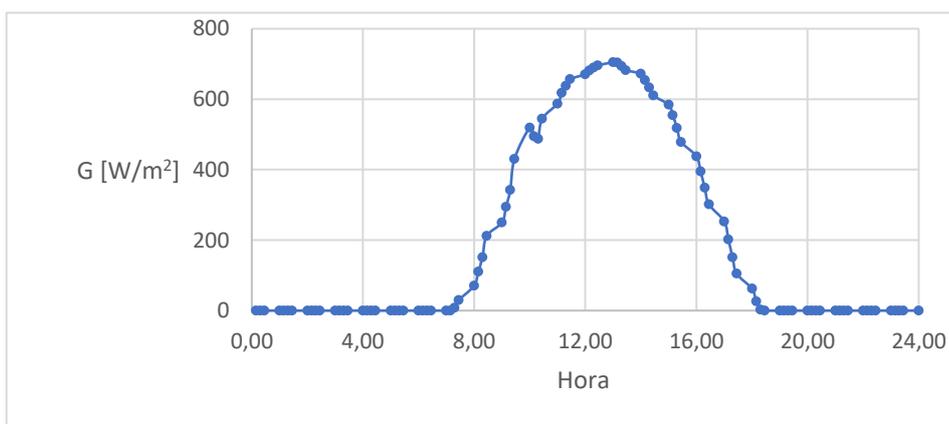
- Dia 30 de Junho de 2018



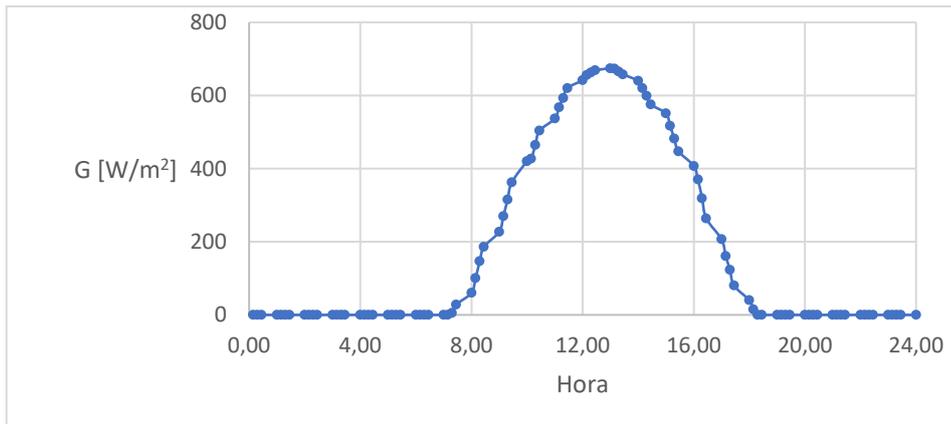
- Dia 2 de Julho de 2018



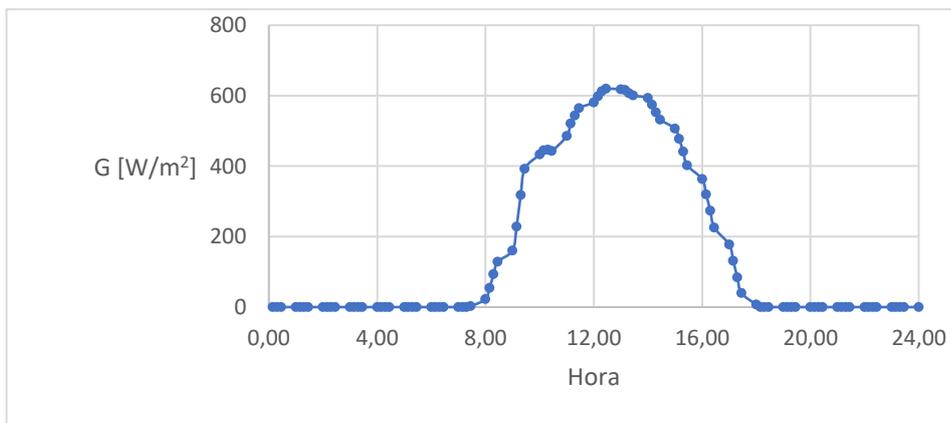
- Dia 9 de Outubro de 2018



- Dia 10 de Outubro de 2018



- Dia 21 de Outubro de 2018



- Dia 22 de Outubro de 2018

