



# **METODOLOGIA DE ANÁLISE E APOIO À MANUTENÇÃO DE UNIDADES DE PRODUÇÃO FOTOVOLTAICA PARA AUTOCONSUMO**

**MIGUEL ÂNGELO GUILHERME DE ALMEIDA**

Julho de 2017

# METODOLOGIA DE ANÁLISE E APOIO À MANUTENÇÃO DE UNIDADES DE PRODUÇÃO FOTOVOLTAICA PARA AUTOCONSUMO

Miguel Ângelo Guilherme de Almeida



Departamento de Engenharia Eletrotécnica

Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia

**2017**



Relatório elaborado para satisfação parcial dos requisitos da Unidade Curricular de DSEE -  
Dissertação do Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia

Candidato: Miguel Ângelo Guilherme de Almeida, Nº 1111313, 1111313@isep.ipp.pt

Orientação científica: Dr<sup>a</sup> Teresa Alexandra Nogueira, tan@isep.ipp.pt

Empresa: PROEF Renováveis

Supervisão: Fernando Ferreira, Fernando.ferreira@proef.com



Departamento de Engenharia Eletrotécnica

Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia

**2017**



*“De costas para a luz nunca terás alforria,  
a tua mente será sempre sombria.”*

*Keidje Torres Lima – ‘Valete’*



## *Agradecimentos*

Ao Eng.<sup>o</sup> João Fernandes, por toda a orientação e disponibilidade demonstrada durante o período de estágio, e principalmente pela paciência.

Ao Eng.<sup>o</sup> Fernando Fernandes, pela oportunidade de abordar o tema proposto, bem como pela confiança depositada nas minhas capacidades e pelo tempo dedicado ao meu processo.

À Dr.<sup>a</sup> Teresa Nogueira, por todo o tempo e disponibilidade demonstrada tanto no processo de estágio bem como pela ajuda na elaboração da dissertação.

Aos amigos, Ruben Brandão, Paulo Abel, Bruno Couto, Paulo Moreira, Ricardo Ribeiro, Miguel Pereira, Tiago Vieira.

À minha namorada Inês, pelo apoio, incentivo, paciência e toda a ajuda prestada durante o desenvolvimento da dissertação, sem ela a qualidade do presente documento seria bastante inferior, confirmando (mais uma vez) ser a melhor coisa que me aconteceu.

Ao Éderzito António Macedo Lopes (e aos restantes 22) por, no dia 10 de Julho de 2016, ao minuto 109 do prolongamento, no Stade de France em pleno coração de Saint-Denis, ter rematado à baliza francesa, tornando aquele dia na melhor história Portuguesa.

À família por todo o apoio e pelo incentivo em seguir a vida académica.



## *Resumo*

Uma correta monitorização de um sistema fotovoltaico é tão importante como o seu correto dimensionamento. A produção de um sistema é influenciada por diversos fatores, alguns possíveis de controlar, outros não. A capacidade de maximizar a produção de uma instalação, em todo e qualquer momento, é fundamental para a sua viabilidade económica. Sendo que quanto maior a produção, menor será o tempo de retorno do investimento.

A existência de quebras de produção traduz-se em encargos para o proprietário da instalação que vê as suas necessidades energéticas, que deviam ser garantidas pela instalação fotovoltaica, serem compensadas pela rede elétrica de serviço público com um determinado custo associado. A monitorização fotovoltaica, aliada a uma boa ferramenta de análise, ainda corresponde a um tema em bruto. Existem diversos métodos implementados de forma a controlar as instalações em questão, contudo, a imprevisibilidade do clima torna o assunto de difícil abordagem.

A ferramenta apresentada engloba o grupo das análises limiares aplicadas à monitorização fotovoltaica. O trabalho apresentado aborda o tema da análise de dados provenientes da monitorização fotovoltaica, e foi realizado tendo em mente a sua incorporação na cadeia de monitorização implementada nas instalações fotovoltaicas. Apesar de ser apresentado apenas um exemplo da sua implementação, a ferramenta pode ser aplicada a qualquer tipo de instalação de autoconsumo. Esta realiza uma análise aos valores de tensão e corrente das *strings* individuais de cada inversor do sistema, calcula os valores reais de produção da instalação, realiza uma previsão de produção esperada para a referida instalação, compara os valores reais de produção com os esperados, calcula a variação de produção existente diariamente e, em caso de uma perda de produção percentual acima do valor normal, deteta a avaria no sistema. Em caso de avaria são calculadas as perdas do sistema por período horário com o intuito de calcular o impacto, tanto em termos energéticos como monetários, o que permite informar o proprietário sobre o efeito produzido pela avaria no

sistema e também se é apropriado realizar uma manutenção corretiva ou esperar pelo instante da manutenção programada.

A ferramenta permite, em paralelo com as funcionalidades mencionadas anteriormente, auxiliar na descoberta do componente em avaria. Recorrendo ao valor de perdas percentuais instantâneas, é possível comparar este valor com o valor de perdas que uma avaria em determinado componente apresenta. Caso o valor de perdas detetado seja superior ao valor de perdas conhecido para determinado componente, significa que a avaria se encontra nesse componente. Apesar de existirem diversas variáveis que influenciam os valores de produção, a ferramenta consegue retomar valores bastante aproximados, mas não é à prova de falha. Recai sobre o utilizador a responsabilidade e espírito crítico de analisar os valores e validar os resultados da ferramenta.

Os resultados obtidos pela ferramenta foram comprovados através da comparação dos valores calculados, com os valores medidos na instalação e visualizados através do sistema de monitorização. Quanto ao desempenho da ferramenta, esta cumpriu os requisitos estabelecidos na etapa inicial, correspondeu a uma melhoria significativa no processo de análise das instalações e no tempo requerido para o efeito. Em termos técnicos, existem melhorias possíveis de implementar, tais como pequenas modificações que permitam melhorar o tempo de computação de resultados e novas funcionalidades que permitam integrar ainda mais informação referente à instalação.

### ***Palavras-Chave***

Produção Fotovoltaica, Monitorização, Autoconsumo, Análise Energética, Análise Económica, Detecção de Avarias, Previsão de Produção, Eficiência Energética.

## *Abstract*

Proper monitoring of a photovoltaic system is as important as its correct planning. The production of a system is influenced by several factors, some possible to control, others not. The ability to maximize the production of a facility, at any given time, is critical to its economic viability, the higher the production, the shorter the payback on the investment.

The existence of production failures translates into costs for the owner of the installation, who sees their energy needs, which should be guaranteed by the photovoltaic installation, to be compensated by the public energy grid, with a certain associated cost. Photovoltaic monitoring, combined with a good analysis tool, still corresponds to a raw topic. There are several methods implemented to control the facilities in question, however, due to the unpredictability of the climate, makes the subject difficult to approach.

The present work deals with the analysis of data, provided from the photovoltaic monitorization. It was carried out having in mind its implementation in the monitorization chain, applied out to the photovoltaic installations. Although only one example of its implementation is presented, the tool can be applied to any type of self-consumption facility. The tool presented includes the group of threshold analyses, where is performed an analysis of the voltage and current values of the strings of each inverter of the system, calculated the actual production values of the installation, calculated the expected production forecast, compared the actual production values with those expected, calculated the daily production variation and in case of a production loss, above the normal value, a system failure is detected. In case of a breakdown, the losses of the system are calculated, per hourly period, with the aim of calculating the losses in energy and monetary terms. This allows the owner to be informed about the impact of the system malfunction and it's a better option to perform a corrective maintenance or waiting for a scheduled maintenance.

The tool allows, in parallel with the functionalities already explained, to aid in the discovery of the failing component. Recalling the value of daily or instantaneous percentage losses,

it is possible to compare this value with the value of losses that a failure off a given component presents, if the detected loss value is higher than the known loss value for a given component, this means that the failure is present at that component. Although there are several variables that influence the production values, the tool is able to deliver approximated values, but it is not fail proof, it is the user's responsibility and critical spirit to analyse the values and validate the results of the tool.

The results deliver by the tool, were verified by comparing the calculated values with the values measured in the installation and visualized through the monitoring system implemented, in the installation. Regarding the performance of the tool, it fulfilled the requirements established in the initial stage, corresponding to a significant improvement in the process of analysis of the installations, and in the time required for this purpose. In technical terms, there are improvements possible to implement, small modifications that allow improvements in the computation time of results and new functionalities that allow to integrate even more information regarding the installation.

### ***Keywords***

Photovoltaic Production, Monitoring, Self-consumption, Energy Analysis, Economic Analysis, Fault Detection, Production Forecast, Energy Efficiency.





# Índice

<b>AGRADECIMENTOS</b> .....	<b>I</b>
<b>RESUMO</b> .....	<b>III</b>
<b>ABSTRACT</b> .....	<b>V</b>
<b>ÍNDICE</b> .....	<b>IX</b>
<b>1. INTRODUÇÃO</b> .....	<b>1</b>
1.1.CONTEXTUALIZAÇÃO .....	1
1.2.MOTIVAÇÃO .....	3
1.3.OBJETIVOS.....	3
1.4. ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO .....	4
1.5.APOIO NO DESENVOLVIMENTO DA FERRAMENTA.....	5
<b>2. PRODUÇÃO DISTRIBUÍDA</b> .....	<b>7</b>
2.1.PANORAMA PORTUGUÊS.....	7
2.2.ENQUADRAMENTO LEGAL .....	10
2.3.UNIDADES DE PRODUÇÃO DE AUTOCONSUMO .....	15
2.3.1. <i>Sistemas de Autoconsumo Isolados</i> .....	16
2.3.2. <i>Sistemas de Autoconsumo com ligação à resp</i> .....	16
2.3.3. <i>Remuneração do Autoconsumo</i> .....	17
2.4.UNIDADES DE PEQUENA PRODUÇÃO .....	21
2.5.ANÁLISE CONCLUSIVA.....	23
<b>3. SISTEMA FOTOVOLTAICO</b> .....	<b>25</b>
3.1.CÉLULAS FOTOVOLTAICAS.....	26
3.1.1. <i>Semicondutores</i> .....	26
3.1.2. <i>Junção P-N</i> .....	28
3.1.3. <i>Circuito Equivalente</i> .....	30
3.1.4. <i>Características Elétricas</i> .....	31
3.2.TECNOLOGIAS EXISTENTES.....	36
3.2.1. <i>1ª Geração Silício Cristalino</i> .....	37
3.2.2. <i>2ª Geração Thin Film</i> .....	38
3.2.3. <i>3ª Geração Outras Tecnologias</i> .....	40
3.3.ARQUITETURA DO SISTEMA .....	40
3.3.1. <i>Associação em Série</i> .....	41
3.3.2. <i>Associação em Paralelo</i> .....	43
3.3.3. <i>Associação mista</i> .....	44
3.4.RESTANTES COMPONENTES DO SISTEMA.....	45
3.4.1. <i>Díodo de By-pass e de Bloqueio</i> .....	47
3.4.2. <i>Inversor</i> .....	49
3.4.3. <i>Características Dos Inversores</i> .....	52
3.4.4. <i>Dispositivos de Proteção</i> .....	53

3.4.5. <i>Cablagem</i> .....	54
3.5. DESEMPENHO DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO .....	55
3.5.1. <i>Aspetos Construtivos</i> .....	55
3.5.2. <i>Aspetos Ambientais</i> .....	56
3.5.3. <i>Manutenção</i> .....	59
3.5.4. <i>Indicadores de Desempenho</i> .....	60
3.5.5. <i>Sistema de Monitorização</i> .....	63
3.6. ANÁLISE CONCLUSIVA.....	64
<b>4. FERRAMENTA DE ANÁLISE.....</b>	<b>67</b>
4.1. INTRODUÇÃO .....	67
4.2. MODELIZAÇÃO DA INSTALAÇÃO .....	70
4.3. ESTUDO DO COMPORTAMENTO REAL DA INSTALAÇÃO .....	74
4.4. PROCESSO DE DETEÇÃO DE AVARIA.....	77
4.5. PROCESSO DE CONTABILIZAÇÃO DE PERDAS .....	84
4.6. POUPANÇA NA FATURAÇÃO .....	88
4.6.1. <i>Energia Ativa</i> .....	88
4.6.2. <i>Potência Horas de Ponta</i> .....	90
4.7. CUSTO DA REPARAÇÃO .....	91
4.8. CONFIRMAÇÃO DE RESULTADOS .....	93
4.9. CONSIDERAÇÕES FINAIS .....	99
<b>5. CONCLUSÕES.....</b>	<b>101</b>
5.1. ANÁLISE GLOBAL .....	101
5.2. ANÁLISE CONCLUSIVA.....	102
5.3. LIMITAÇÕES E PROPOSTAS FUTURAS.....	103
<b>REFERÊNCIAS .....</b>	<b>105</b>

# Índice de Figuras

FIGURA 2.1: METAS EUROPEIAS, PORTUGUESAS E GOVERNAMENTAIS PARA 2020, REFERENTES AO SETOR ENERGÉTICO.....	13
FIGURA 2.2: RESUMO DA DIVISÃO LEGAL DA PEQUENA PRODUÇÃO.....	14
FIGURA 2.3: DIAGRAMA DE LIGAÇÃO À RESP, DE UMA UPAC.....	16
FIGURA 2.4: CRITÉRIOS DE REMUNERAÇÃO DO AUTOCONSUMO.....	20
FIGURA 2.5: DIAGRAMA DE LIGAÇÃO À RESP, DE UMA UPP.....	21
FIGURA 3.1: REPRESENTAÇÃO DO EFEITO FOTOVOLTAICO.....	27
FIGURA 3.2: REPRESENTAÇÃO DO HIATO ENERGÉTICO E BANDAS ENERGÉTICAS DE DIFERENTES MATERIAIS..	27
FIGURA 3.3: ILUSTRAÇÃO DE UMA JUNÇÃO P-N, ZONA DE DEPLEÇÃO E DIFERENÇA DE POTENCIAL CRIADA...	29
FIGURA 3.4: CIRCUITO EQUIVALENTE DE UMA CÉLULA FOTOVOLTAICA.....	30
FIGURA 3.5: CARACTERÍSTICA I-V DE APENAS UMA CÉLULA FOTOVOLTAICA.....	32
FIGURA 3.6: CARACTERÍSTICA I-V E P-V, DE APENAS UMA CÉLULA FOTOVOLTAICA.....	33
FIGURA 3.7: INFLUÊNCIA DA RADIAÇÃO NOS VALORES DE CORRENTE E TENSÃO.....	34
FIGURA 3.8: INFLUÊNCIA DA TEMPERATURA NOS VALORES DE CORRENTE E TENSÃO.....	35
FIGURA 3.9: FAMÍLIAS DE TECNOLOGIAS EXISTENTES À PRESENTE DATA.....	37
FIGURA 3.10: HIERARQUIA DE MONTAGEM DE UM PAINEL FOTOVOLTAICO.....	41
FIGURA 3.11: REPRESENTAÇÃO DE UMA ASSOCIAÇÃO EM SÉRIE.....	42
FIGURA 3.12: INFLUÊNCIA NA CARACTERÍSTICA I-V DE UMA ASSOCIAÇÃO EM SÉRIE.....	42
FIGURA 3.13: REPRESENTAÇÃO DE UMA ASSOCIAÇÃO EM PARALELO.....	43
FIGURA 3.14: INFLUÊNCIA NA CARACTERÍSTICA I-V DE UMA ASSOCIAÇÃO EM PARALELO.....	43
FIGURA 3.15: REPRESENTAÇÃO DE UMA ASSOCIAÇÃO MISTA.....	44
FIGURA 3.16: INFLUÊNCIA NA CARACTERÍSTICA I-V DE UMA ASSOCIAÇÃO MISTA.....	45
FIGURA 3.17: ESQUEMA DE LIGAÇÃO DE UMA INSTALAÇÃO, ASSOCIADA A UMA INSTALAÇÃO ELÉTRICA ALIMENTADA PELA RESP, EM BTN OU EM BTE.....	46
FIGURA 3.18: ESQUEMA DE MONTAGEM DOS DÍODOS DE BY-PASS E FLUXO DE CORRENTE ADOPTADO, EM CASO DE FALHA DE UM MÓDULO.....	47

FIGURA 3.19: FLUXO DE CORRENTE EM CASO DE DE FALHA NUMA STRING. ....	48
FIGURA 3.20: ESQUEMA DE MONTAGEM DOS DÍODOS DE BY-PASS E DE FILEIRA. ....	48
FIGURA 3.21: ESQUEMA DE LIGAÇÃO DE UM INVERSOR CENTRAL. ....	50
FIGURA 3.22: ESQUEMA DE LIGAÇÃO DE UM INVERSOR DE FILEIRA. ....	51
FIGURA 3.23: ESQUEMA DE LIGAÇÃO DE UM INVERSOR POR MÓDULO. ....	52
FIGURA 3.24: SOMBREAMENTO DE UMA STRING. ....	57
FIGURA 3.25: SOMBREAMENTO PARCIAL DE UMA STRING. ....	57
FIGURA 3.26: SOMBREAMENTO PARCIALDE MÚLTIPLAS STRING. ....	58
FIGURA 3.27: MÚLTIPAS SITUAÇÕES DE SOMBREAMENTO. ....	58
FIGURA 3.28: INTERFACE DO SISTEMA DE MONITORIZAÇÃO NETECO. ....	64
FIGURA 4.1: HIERARQUIA DE PROCESSOS CONSTITUINTES DA FERRAMENTA DESENVOLVIDA. ....	69
FIGURA 4.2: EXEMPLO DA INTERFACE DE INSERÇÃO DE DADOS, CARACTERÍSTICAS FÍSICAS. ....	71
FIGURA 4.3: ILUSTRAÇÃO DO PROCESSO DE CÁLCULO DE PERDAS, EM CASO DE AVARIA DO SISTEMA. ....	84
FIGURA 4.4: COMPARAÇÃO DA PREVISÃO REALIZADA COM OS VALORES REAIS DE HORAS DE SOL PICO.....	94
FIGURA 4.5: COMPARAÇÃO DA PREVISÃO REALIZADA COM OS VALORES REAIS DE PRODUÇÃO. ....	95
FIGURA 4.6: COMPARAÇÃO ENTRE OS VALORES DIÁRIOS, CALCULADOS ATRAVÉS DA ANÁLISE TENSÃO/CORRENTE (DC) COM OS VALORES REAIS OBTIDOS DO SERVIDOR (AC).....	96
FIGURA 4.7: CALENDÁRIO DO MÊS DE DEZEMBRO, DE 2017. ....	97

# Índice de Tabelas

TABELA 2.1: EVOLUÇÃO DA POTÊNCIA INSTALADA EM PORTUGAL, POR TECNOLOGIA RENOVÁVEL. ....	9
TABELA 2.2: EVOLUÇÃO DA ENERGIA PRODUZIDA EM PORTUGAL, POR TECNOLOGIA RENOVÁVEL. ....	10
TABELA 2.3: COMPONENTES TAXADAS NA FACTURA ENERGÉTICA. ....	20
TABELA 4.1: EXEMPLO DA INTERFACE DE INSERÇÃO DE DADOS, CICLO HORÁRIO.....	71
TABELA 4.2: RESULTADOS OBTIDOS PELO PROCESSO DE DIVISÃO HORÁRIA.....	72
TABELA 4.3: RESULTADOS OBTIDOS PELO PROCESSO PARA A CLASSIFICAÇÃO POR CICLO. ....	72
TABELA 4.4: DADOS OBTIDOS DO SERVIDOR, SEM MANIPULAÇÃO DO PROCESSO.....	75
TABELA 4.5: DADOS OBTIDOS PELO PROCESSO, APÓS MANIPULAÇÃO. ....	75
TABELA 4.6: VALORES PERCENTUAIS DE PRODUÇÃO DIÁRIOS, POR INVERSOR. ....	79
TABELA 4.7: PESO DE PRODUÇÃO DIÁRIA, POR INVERSOR.....	80
TABELA 4.8: PERDAS DE PRODUÇÃO DIÁRIAS, POR INVERSOR.....	81
TABELA 4.9: RESULTADO OBTIDO PELO PROCESSO DE DETEÇÃO DE AVARIA. ....	82
TABELA 4.10: VALORES DE PRODUÇÃO DIÁRIOS, CALCULADOS ATRAVÉS DA ANÁLISE TENSÃO/CORRENTE...	83
TABELA 4.11: DADOS OBTIDOS PELO PROCESSO DE CÁLCULO DE PERDAS, EM CASO DE AVARIA DO SISTEMA.	88
TABELA 4.12: DIVISÃO DO VALOR DE PERDAS CALCULADAS, PELOS DIFERENTES PERÍODOS HORÁRIOS.....	89
TABELA 4.13: RESULTADOS OBTIDOS DE POUPANÇA NA FATURAÇÃO, COM MANUTENÇÃO INSTANTÂNEA. ..	90
TABELA 4.14: RESULTADOS FINAIS OBTIDOS PELA FERRAMENTE E DECISÃO ATINGIDA. ....	92
TABELA 4.15: COMPARAÇÃO ENTRE OS VALORES, CALCULADOS E OS VALORES REAIS . ....	95
TABELA 4.16: RESULTADOS OBTIDOS PELO PROCESSO DE DIVISÃO HORÁRIA, EM CICLOS, PARA UM INSTANTE ESCOLHIDO ALEATORIAMENTE.....	97



## Abreviaturas (Por ordem alfabética)

$\eta$	- Rendimento
$\eta_{con}$	- Rendimento de Conversão
$\eta_{MPPT}$	- Eficiência de Rastreamento
$\theta^r$	- Temperatura <i>Standard Test Conditions</i>
$\mu c$ -Si	- Silício Microcristalino
$\mu m$	- Micrometros
A	- Área
a-Si	- Silício Amorfo
AC	- <i>Alternated Current / Corrente Alternada</i>
BTE	- Baixa Tensão Especial
BTN	- Baixa Tensão Nominal
CdTe	- Telureto de Cádmio
CF	- Fator de Capacidade
CIEG	- Custos de Interesse Económico Geral
CIGS	- Disseleneto de Cobre Índio e Gálio
CIS	- Disseleneto de Cobre e Índio
CMP11	- <i>Conference of the Parties serving as the meeting of the Parties to the Kyoto Protocol</i>
CO <sub>2</sub>	- Dióxido de Carbono
COP21	- <i>Conference of the Parties</i>
CPV	- Células Fotovoltaicas Multijunção
c-Si	- Silício Monocristalino
CSV	- Comma Separated Values (Valores Separados por Vírgula)
CTE	- Comissão Técnica Eletrotécnica
Cupac	- Compensação paga pela Unidade de Produção para Autoconsumo
CUR	- Comercializador de Último Recurso
DC/CC	- <i>Direct Current / Corrente Continua</i>
DGEG	- Direção Geral de Energia e Geologia
DIA_SEM	- Dia da Semana

DL	- Decreto-Lei
DSSC	- Células Sensibilizadas por Corante
DST	- Descarregador de SobreTensões
Eg	- Hiato Energético
ENAAC	- Estratégia Nacional de Adaptação às Alterações Climáticas
ERSE	- Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
FF	- Fator de Forma
FER	- Fonte de Energia Renováveis
G	- Radiação Incidente
GWh	- Gigawatt-hora
H <sup>r</sup>	- Radiação Incidente <i>Standard Test Conditions</i>
Hz	- Hertz (Frequência)
I <sub>0</sub>	- Corrente de Saturação
I-V	- Característica Corrente - Tensão
I <sub>D</sub>	- Corrente no Díodo
I <sub>L</sub>	- Corrente Gerada
I <sub>sc</sub> /I <sub>cc</sub>	- Corrente de Curto-Circuito
I <sub>SH</sub>	- Corrente na Resistência em Paralelo
I <sub>PP</sub>	- Corrente à Máxima Potência
k <sub>b</sub>	- Constante de Boltzmann
kt	- Coeficiente de Ponderação
KW	- Kilowatt
m	- Mês
m <sup>2</sup>	- Metros Quadrados
MIBEL	- Mercado Ibérico de Eletricidade
MPP	- <i>Maximum Power Point</i>
MPPT	- <i>Maximum Power Point Tracker</i>
Multi-Si	- Silício Multicristalino
MW	- Megawatt
nm	- Nanometros
OMIE	- Operador do Mercado Ibérico de Energia

OPV	- Células Orgânicas Poliméricas
P-V	- Característica Potência - Tensão
P-N	- Carregado Positivamente – Carregado Negativamente
PF	- Performance Ratio
PH_Sem	- Período Horário Semana
PH_Sab	- Período Horário Sábado
PH_Dom	- Período Horário Domingo
PH	- Período Horário
$P_{In}$	- Potência de Entrada
$P_{MÁX}$	- Potência Máxima
PNAC	- Programa Nacional para as Alterações Climáticas
$P_{Out}$	- Potência de Saida
PP	- Pequena Produção
$P_{Pv}$	- Potência Máxima do Inversor
Pupac	- Potência instalada na Unidade de Produção para Autoconsumo
PV	- Photovoltaic (Fotovoltaico)
q	- Carga Elétrica de um Eletrão
QGBT	- Quadro Geral de Baixa Tensão
RESP	- Rede Elétrica de Serviço Público
Rupac	- Remuneração de Unidade de Produção para Autoconsumo
$R_s$	- Resistência em Série
$R_{SH}$	- Resistência em Paralelo
RSU	- Resíduos Sólidos Urbanos
RTIEBT	- Regras Técnicas de Instalações Elétricas de Baixa Tensão
SERUP	- Sistema Eletrónico de Registo de Unidades de Produção
Si	- Silício
STC	- <i>Standard Test Conditions</i>
STR	- String
T	- Temperatura Absoluta da Célula Fotovoltaica
<i>Thin-Film</i>	- Película Fina
UE	- União Europeia

UPAC	- Unidade de Produção para Autoconsumo
UPP	- Unidades de Pequena Produção
V	- Volt
VMA	- Variação Máxima Admissível
$V_{OC}/V_{AC}$	- Tensão de Circuito Aberto
$V_{PP}$	- Tensão à Máxima Potência
$Wh/m^2$	- Watt-Hora por Metro Quadrado
Wp	- Wattpico

# 1. INTRODUÇÃO

## 1.1. CONTEXTUALIZAÇÃO

A necessidade de minimizar as perdas num sistema de produção fotovoltaica é indispensável ao seu eficaz funcionamento. O aparecimento de quebras de produção, resultantes de avarias presentes no sistema, traduz-se em custos sustentados pelo produtor em questão. A monitorização fotovoltaica surge como resposta no combate contra o incorreto funcionamento dos sistemas. Uma constante monitorização dos sistemas permite uma rápida análise e conseqüente deteção de comportamentos anormais ao normal funcionamento dos sistemas. Problemas como uma geração solar menor do que a esperada, um aquecimento excessivo ou mau contacto em algum ponto da instalação, uma proteção elétrica avariada ou desgastada, ou até mesmo uma falha num inversor elétrico podem ser detetados sem existir necessidade de tarefas de manutenção periódicas de deslocamento ao local da instalação, minimizando o tempo fora de serviço e maximizando a produção fotovoltaica (Rodrigues, 2017).

Ao realizar uma monitorização dos valores de tensão e corrente nas *strings* de forma constante, é possível detetar antecipadamente anomalias provocadas por sombras, sujidade nos painéis, fusíveis fundidos e proteções desgastadas ou em avaria, em qualquer ponto da instalação. A demora na deteção e correção dos problemas referidos traduz-se

em valores de produção inferiores aos esperados e pode, ultimamente, resultar num desgaste irreversível dos componentes da instalação, devido a pontos quentes (Martínez, 2017).

As estatísticas recolhidas pela Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG) apresentam, desde 2009, um aumento anual da potência instalada, referente ao panorama fotovoltaico em Portugal (Direção Geral de Energia e Geologia, 2017). As boas condições climatéricas, o clima mediterrâneo e o elevado número de horas de sol anuais, elevam Portugal a um patamar privilegiado para a produção fotovoltaica.

A publicação do Decreto-Lei n.º 153/2014 de 20 de outubro de 2015, responsável pela revisão dos regimes jurídicos a aplicar aquando da existência de produção de eletricidade através de unidades de pequena produção (UPP), com destino a consumo próprio ou venda da mesma à rede de energia elétrica de serviço público (RESP), recorrendo a energias renováveis, veio alterar o panorama nacional de produtores de energia em diversos pontos, entre os quais, o método de remuneração de energia injetada na rede elétrica nacional.

As novas regras de remuneração ditam que, no caso do autoconsumo, apenas o excedente produtivo pode ser injetado na rede, alterando o habitual cenário de uma produção para venda e passando a existir uma produção para consumo. Os efeitos das novas regras foram sentidos ao nível económico do autoconsumo, sendo o maior atrativo à presente data um sistema capaz de satisfazer as necessidades de consumo da instalação a que está agregado, reduzindo a fatura paga ao comercializador de energia.

Dado o prazo de amortização das centrais fotovoltaicas variar consoante o seu funcionamento, é fundamental garantir que o seu desempenho se encontra dentro dos limites calculados, durante a fase de dimensionamento, garantindo a sua rentabilidade. Surge assim a necessidade de detetar possíveis não conformidades no sistema produtor fotovoltaico, realizar uma análise económica e apresentar ao produtor um plano detalhado de custos e ganhos possíveis de obter através de uma adequada manutenção dos sistemas.

## 1.2. MOTIVAÇÃO

A utilização de uma ferramenta de análise, capaz de organizar os dados provenientes do sistema de monitorização, é a maior aliada no que diz respeito à compressão do funcionamento operacional das instalações.

A possibilidade de informar o proprietário da instalação sobre o momento mais oportuno para a realização de atividades de manutenção, não só se traduz em vantagens para a empresa instaladora, mas principalmente para o proprietário do sistema, que vê a rentabilidade da instalação maximizada e os custos de operação reduzidos. O proprietário usufrui ainda de uma ferramenta de análise, capaz de detetar os pontos mais sensíveis da sua instalação e possíveis comportamentos anormais.

Por fim, a ferramenta permite ainda ter acesso a uma análise gráfica dos parâmetros monitorizados e calculados, com base nas informações retiradas da instalação. Com isto, o proprietário consegue ter uma imagem ampliada de todo o funcionamento da instalação.

## 1.3. OBJETIVOS

O objetivo prioritário da presente dissertação corresponde ao desenvolvimento de uma ferramenta de análise do comportamento das instalações fotovoltaicas, através dos dados recolhidos pelo sistema de monitorização existente. Dentro deste objetivo, a ferramenta deve ser capaz de:

- Transferir, de forma autónoma, dados referentes ao comportamento da instalação presentes em servidor;
- Organizar os valores transferidos do servidor em ficheiros de dados, por inversor e por dia;
- Calcular a potência diária, gerada pela instalação, através da tensão e corrente medidas em cada *string* e obtidas através da transferência de dados do servidor;
- Detetar possíveis avarias através de variações de produção, tendo como base comparativa o comportamento habitual da instalação em questão;

- Em caso de possível avaria, calcular diariamente o impacto negativo na instalação em termos energéticos e monetários;
- Informar o proprietário da instalação da melhor altura para atuar, sobre a causa da avaria presente no sistema.

Em termos de calendarização, foi estipulado um plano como forma de manter os objetivos claros, contextualizados e manter o projeto dentro do prazo limite. O plano apresentado no Anexo A, corresponde à linha de base criada no início do estágio, incorpora todas as tarefas de maior importância realizadas.

#### **1.4. ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO**

A estrutura do presente documento, encontra-se dividida em cinco capítulos, onde são abordados os assuntos de maior relevância para um correto entendimento do trabalho desenvolvido.

No primeiro capítulo, é abordada a contextualização do tema onde se insere a presente dissertação, o campo de aplicação do trabalho desenvolvido, a sua importância e vantagens da sua implementação. É apresentado o problema a combater e a motivação que levou à criação do trabalho apresentado, bem como os principais objetivos e a sua calendarização.

No segundo capítulo, é apresentada uma rápida análise ao panorama da produção distribuída em Portugal, focando a vertente fotovoltaica. São analisadas algumas estatísticas rápidas, atualizadas à presente data, e apresentada uma extensa análise ao Decreto-Lei nº 153/2014, que levou a cabo modificações importantes no campo das aplicações fotovoltaicas.

No terceiro capítulo, é abordado o tema do efeito fotovoltaico e todas as componentes associadas à produção de energia através da radiação solar. É apresentada uma explicação do funcionamento de uma célula fotovoltaica, os seus constituintes e o seu circuito elétrico equivalente. São também apresentadas as diferentes famílias de tecnologias existentes, à presente data, as diferentes arquiteturas que um sistema fotovoltaico pode adotar, e todos os componentes incorporados numa instalação fotovoltaica. Por fim são abordados os aspetos construtivos e ambientais que influenciam uma instalação, os tipos de

manutenções existentes, os indicadores de desempenho mais comuns e o sistema de monitorização utilizado.

O quarto capítulo é dedicado ao trabalho desenvolvido. Nele são apresentados todos os passos realizados, decisões tomadas e linha de pensamento utilizada para o desenvolvimento dos processos implementados. Por fim, é apresentada uma análise comparativa de valores com o objetivo de demonstrar a veracidade dos resultados obtidos e manter a transparência e honestidade do trabalho desenvolvido, bem como os pensamentos finais.

O quinto capítulo é dedicado às conclusões finais referentes ao trabalho desenvolvido e possíveis melhorias a adotar, como forma de melhorar o processo.

## **1.5. APOIO NO DESENVOLVIMENTO DA FERRAMENTA**

A ferramenta foi desenvolvida em âmbito de estágio, realizado na empresa Proef Renováveis, pertencente ao grupo Proef. O desenvolvimento da ferramenta surgiu a pedido da empresa, com o intuito de agregar a ferramenta ao sistema de monitorização já implementado. Deste modo passa a ser possível analisar o desempenho das unidades de produção para autoconsumo a seu encargo, de maneira consistente e independentemente da sua localização, sendo ainda possível a deteção de perdas de produção, através de uma análise de tensão e corrente.

Todos os dados utilizados e apresentados neste documento foram facultados com o conhecimento da empresa. Foram utilizados dados referentes ao intervalo de tempo entre 1 de janeiro e 31 de maio de 2017. Após este intervalo de tempo, foi continuada a observação dos dados provenientes do servidor. No entanto, de forma a apresentar uma análise completa para efeitos de documento escrito, foi optado por apresentar apenas os primeiros cinco meses do ano.



## 2. PRODUÇÃO DISTRIBUÍDA

### 2.1. PANORAMA PORTUGUÊS

É fundamental praticar um uso racional e otimizado dos recursos energéticos renováveis existentes. O sistema usual de produção é caracterizado por centros produtores de grande capacidade, geralmente instalados em locais remotos, onde é produzida toda a energia necessária para responder as necessidades energéticas da carga. Toda a energia produzida é depois transportada para os grandes centros populacionais onde é consumida em tempo real.

As tecnologias de armazenamento atuais encontram-se pouco desenvolvidas e não conseguem, ainda, dar resposta à problemática do armazenamento energético em grandes quantidades. Esta falha tecnológica leva a desperdícios de produção, onde parte da energia produzida não é consumida. Os modelos atuais de previsão de cargas são bastante aproximados, mas nunca exatos (Barros, 2014).

A produção de energia descentralizada tenta responder ao problema do armazenamento e transporte, recorrendo a unidades de produção de baixa capacidade, aptas para dar resposta às necessidades de uma área reduzida e focalizada nos locais de consumo, em contraste com o sistema atualmente implementado.

A possibilidade de preencher uma parcela das necessidades de consumo energético é um fantástico passo na direção de um uso de energia racional e otimizado. A diminuição da dependência da RESP como principal forma de alimentação é diminuída, não sendo eliminada completamente apenas por motivos de desenvolvimento tecnológico. Contudo, a caminhada para sistemas mais eficientes e robustos é feita a passos largos. Aliado ao uso racional de energia surge a preocupação ambiental cada vez mais crescente no público consumidor.

Ao realizar uma análise histórica é possível extrapolar o passado para situações futuras, tendo em conta o comportamento ocorrido em países desenvolvidos, podemos afirmar que o aumento de nível de vida a acontecer nos países atualmente em desenvolvimento, conduz a um aumento de consumo energético. Este aumento não é possível de suportar com as atuais reservas de combustíveis fósseis existentes no Planeta. É apenas uma questão de tempo até o clima ceder aos drásticos níveis de poluentes presentes na atmosfera terrestre.

Em Portugal, a alimentação de cargas através de produção descentralizada ainda se encontra em nível de expansão. Este método é principalmente utilizado na alimentação de sistemas municipais de estacionamento automóvel, iluminação pública e sinalização. O apoio dado pelo governo aos produtores teve efeito causando uma grande expansão nos sistemas habitacionais, contudo ainda existe um extenso percurso de forma a alcançar as metas dos países do norte da Europa (Bordalo, 2015).

Para efeitos de síntese, neste documento o foco vai incidir sobre a produção descentralizada através de sistemas fotovoltaicos. Esta tecnologia caracteriza-se pelo uso da radiação solar como fonte de combustível primário.

A estabilidade sazonal, observada em Portugal, é vista como uma das maiores vantagens para a produção fotovoltaica. A presença de maior volume de “matéria-prima” garante uma maior produção em termos fotovoltaicos, sendo que a radiação solar (matéria-prima) atinge o seu pico nos meses de verão.

A introdução de incentivos por parte do estado português, para a produção descentralizada de energia, levou a um aumento da produção de energia recorrendo a sistemas

fotovoltaicos partir de 2009. Foram instalados 465 MW de potência até janeiro de 2017, obtendo uma produção anual de 833 GWh (Direção Geral de Energia e Geologia, 2017).

Todos os meses a DGEG apresenta no seu relatório mensal “Renováveis” (Direção Geral de Energia e Geologia, 2017), estatísticas sobre o comportamento e estado do panorama das renováveis no território nacional.

Na Tabela 2.1 é possível constatar os valores de potência instalada para cada tecnologia existente. Saliendo os valores de potência instalada referentes à tecnologia fotovoltaica que, desde a introdução dos incentivos no ano de 2009, sofreu um aumento de 423% (Direção Geral de Energia e Geologia, 2017).

Tabela 2.1: Evolução da potência instalada em Portugal, por tecnologia renovável.

	Potência Instalada (MW)									
	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017 (jan)
Total Renovável	8 460	9 106	9 687	10 626	11 055	11 311	11 678	12 292	13 334	13 338
Hídrica	4 857	4 884	4 898	5 332	5 539	5 535	5 571	6 054	6 835	6 839
Grande Hídrica (>30MW)	4 234	4 234	4 234	4 666	4 877	4 877	4 916	5 389	6 169	6 170
PCH (>10 e <=30 MW)	288	290	290	290	288	288	284	292	291	291
PCH (<=10 MW)	336	361	374	377	374	370	371	373	374	378
Eólica	3 058	3 564	3 914	4 378	4 531	4 731	4 953	5 034	5 270	5 270
Biomassa	350	408	592	575	564	564	539	552	558	558
c/ cogeração	323	323	476	459	441	441	416	428	428	428
s/ cogeração	27	85	116	116	123	123	123	123	130	130
Resíduos Sólidos Urbanos	86	86	86	86	86	86	86	89	89	89
Biogás	18	24	34	51	62	68	81	85	88	88
Geotérmica	29	29	29	29	29	29	29	29	29	29
Fotovoltaica	62	110	134	175	244	299	419	451	465	465
FV de concentração	0	0	0	0	0	0	6	9	9	9

Consequentemente na Tabela 2.2 são apresentados os valores de produção associados a cada tecnologia, analisando o panorama fotovoltaico, a produção anual desde 2009 sofreu um aumento de 521% (Direção Geral de Energia e Geologia, 2017).

Tabela 2.2<sup>123</sup>: Evolução da energia produzida em Portugal, por tecnologia renovável.

	Energia Produzida (GWh)									
	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017 <sup>1</sup>
Total Renovável <sup>2</sup>	15 140	19 016	28 754	24 692	20 411	30 610	32 453	25 514	33 347	31 930
Hídrica	7 298	9 009	16 547	12 114	6 660	14 868	16 412	9 800	16 867	15 631
Grande Hídrica (>30MW)	6 281	7 648	14 454	10 615	5 683	12 931	14 168	8 669	14 870	13 867
em bombagem	499	724	399	578	1 038	1 138	843	1 139	1 186	1 206
PCH (>10 e <=30 MW)	459	619	1 005	637	411	887	1 014	464	929	817
PCH (<=10 MW)	558	742	1 088	862	566	1 050	1 229	667	1 067	947
Eólica	5 757	7 577	9 182	9 162	10 260	12 015	12 111	11 608	12 480	12 219
Biomassa <sup>3</sup>	1 500	1 713	2 226	2 467	2 496	2 516	2 578	2 518	2 418	2 476
c/ cogeração	1 338	1 364	1 560	1 722	1 710	1 780	1 813	1 723	1 671	1 708
s/ cogeração	163	349	665	745	786	736	765	795	746	768
Resíduos Sólidos Urbanos	561	579	577	592	490	571	481	584	620	628
Fração renovável	281	290	289	296	245	286	240	292	310	314
Biogás	71	83	100	161	210	250	278	294	285	286
Geotérmica	192	184	197	210	146	197	205	204	171	171
Fotovoltaica	41	160	215	282	393	479	627	799	816	833

## 2.2. ENQUADRAMENTO LEGAL

Na presente data, o Decreto-Lei n.º 153/2014, representa o documento em vigor que estabelece o regime jurídico referente ao autoconsumo. O documento veio substituir e realizar as muito esperanças mudanças nos sectores da produção de energia descentralizada.

Ambas as componentes existentes anteriormente (Micro <= 11,04 KW e Miniprodução <= 250 KW) eram regidos pela seguinte legislação (Renováveis na Hora):

- Decreto-Lei n.º 34/2011, de 8 de março (Alterado pelo DL n.º 25/2013)
- Decreto-Lei n.º 363/2007, (Alterado pela lei nº67-A/2007, de 31 de dezembro, pelo DL n.º 118-A/2010, de 25 de outubro e pelo DL n.º 25/2013, de 19 de fevereiro)

<sup>1</sup> Ano-móvel: fevereiro de 2016 a janeiro de 2017

<sup>2</sup> Exclui a fração não renovável de RSU.

<sup>3</sup> Inclui resíduos vegetais, florestais e licores sulfíticos

Com o aumento exponencial da utilização de sistemas fotovoltaicos por parte do resto da Europa, Portugal viu-se numa situação de risco, no que diz respeito ao crescimento fotovoltaico, pondo em risco o cumprimento das metas propostas para 2020 (Sampaio, 2015). A pressão exercida tanto pelo COP21 (do inglês *Conference of the Parties*) e CMP11 (do inglês *Conference of the Parties serving as the meeting of the Parties to the Kyoto Protocol*) levou a uma intensificação do desenvolvimento do setor fotovoltaico, devido a todas as suas vantagens (Monteiro, 2015).

O governo português viu-se na necessidade de reformular a legislação, anteriormente em vigor, que regia o autoconsumo (Sampaio, 2015). O Decreto-Lei 153/2014 veio, não só mas também, regulamentar a produção distribuída, onde se englobava a produção fotovoltaica, permitir o aumento da produção renovável no país, não sacrificando os benefícios adjacentes à mesma e o desenvolvimento do setor de forma sustentada, criando oportunidades nacionais em termos de todas as vertentes aliadas à produção renovável, como as engenharias e desenvolvimento de produtos (Monteiro, 2015).

A reformulação da legislação era há muito esperada. Os erros presentes nos documentos iniciais referentes ao enquadramento legal, e num esforço de criar um paralelismo entre a produção de energia e o consumo local, fazem parte do grupo dos principais motivadores da análise exaustiva da até então legislação em vigor. O grupo é constituído também, mas não só, pela baixa aderência da população ao primeiro regime de autoconsumo, justificado pela imaturidade das tecnologias, traduzida em baixa eficiência e elevado custo. As mudanças elaboradas tinham em vista como foco principal a implementação de uma política energética mais equilibrada, considerando que a produção própria é um fator fundamental na eficiência energética de um país e uma fonte de vantagens para a rede elétrica de serviço público.

O foco na tarifa remunerada na legislação anterior premiava o investimento em parques eólicos de grande capacidade. Com a mudança de paradigmas, foi demonstrado um aumento no investimento nas restantes fontes de energia renováveis, desde a geotérmica, hídrica, biomassa e solar. As mudanças realizadas permitem uma maior aposta no autoconsumo, empurrando a tarifa remunerada para segundo plano, abrindo assim as portas para uma maior independência energética dos consumidores no desenvolvimento

de habitações autossustentáveis e elevar o país a um patamar mais evoluído no que diz respeito ao sector energético. A maneira como eram encaradas as instalações fotovoltaicas sofreu uma alteração, deixaram de ser vistos como um meio financeiro para obtenção de lucro, mas sim como uma gigante medida no combate às alterações climáticas, apostando na eficiência energética (Sampaio, 2015).

Os principais objetivos a atingir através da nova política energética correspondem ao cumprimento das metas europeias para 2020 ao menor custo para a economia, reduzir a dependência energética melhorando a segurança de abastecimento, redução dos preços da energia e potencializar os mercados energéticos liberalizados, competitivos e sustentáveis. O facto de as indústrias serem capazes de preencher parte das suas necessidades de consumo através de produção própria, garante uma menor vulnerabilidade às variações do preço de energia elétrica, bem como uma redução dos custos associados da sua fatura de energia, diminuindo os custos de operação e aumentando a competitividade aliado a uma aposta na eficiência energética e a uma postura mais “verde” perante o público geral.

Para alcançar os objetivos propostos para o sector energético em 2020 é necessário atender à competitividade do setor. Esta assenta sobre o equilíbrio dos três pilares fundamentais da sustentabilidade: energia promotora de competitividade económica, energia ambientalmente sustentável e segurança de abastecimento energético.

Portugal não é estranho no que diz respeito ao cumprimento de metas, referentes à eficiência energética e a uma política energética sustentável. Ainda no período em que, para se falar de eficiência energética se evocava o nome do protocolo de Quioto, Portugal limitou o aumento das suas emissões em 20% (Ambiente A. P., 2015), no período compreendido entre 2008 e 2012. Pondo em perspetiva o valor apresentado, o valor máximo estipulado pelo protocolo, permitia um aumento de emissões até 27% (Ambiente A. P., 2015). A capacidade de cumprir as metas propostas com distinção, colocou Portugal na vanguarda da eficiência energética, rótulo que continua agregado ao nome do país até à presente data.

Portugal garantiu a emenda do protocolo de Quioto para o intervalo 2013-2020 e encontra-se em linha para o cumprimento das metas estabelecidas para 2020. Estabeleceu as metas

de redução de emissões para 2030, valores entre 30 a 40% face a 2005. Apresentou o Quadro Estratégico de Política Climática para o horizonte entre 2020 e 2030, que integra o Programa Nacional para as Alterações Climáticas (PNAC 2020/2030) e a Estratégia Nacional de Adaptação às Alterações Climáticas (ENAAC 2020). Desde 2010, têm vindo a ser desenvolvidas programas de cooperação com a Comunidade de Países de Língua Portuguesa, que visam a adaptação às alterações climáticas e efetuou uma contribuição de 2 milhões de euros para o Fundo Verde do Clima (Ambiente A. P., 2015).

O cumprimento das metas propostas pela União Europeia não se encontra comprometido, como já acostumamos o resto do mundo, foram adotadas metas que vão além dos objetivos propostos, demonstrando o empenho do país no combate as alterações climáticas (Parlamento Europeu).

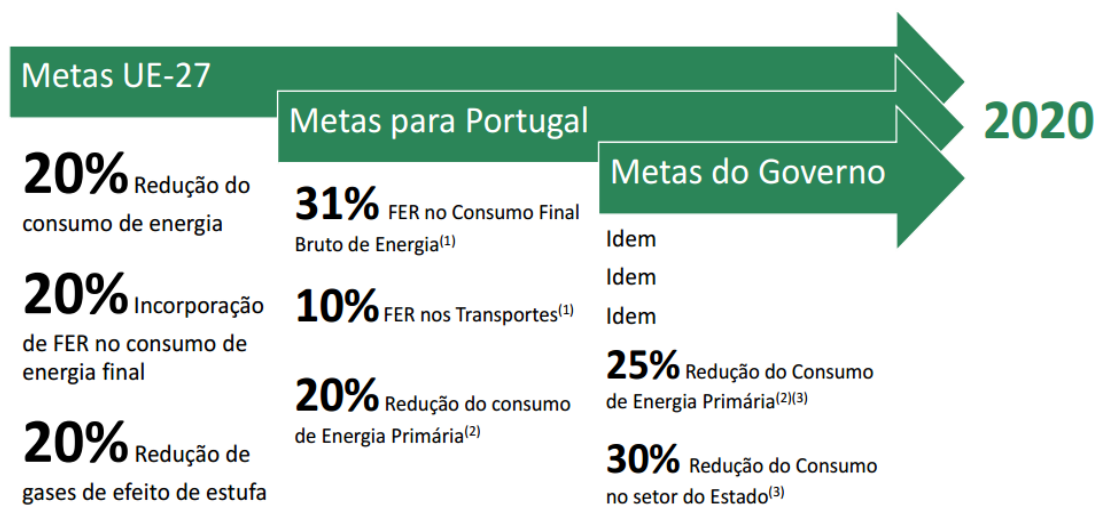


Figura 2.1<sup>456</sup>: Metas europeias, portuguesas e governamentais para 2020, referentes ao setor energético.

Na Figura 2.1 é apresentado o resumo das metas europeias, portuguesas e governamentais para o combate às alterações climáticas através de uma reformulação do sistema energético português (Comissão Europeia).

<sup>4</sup> Meta vinculativa da UE.

<sup>5</sup> Redução sobre o consumo de energia primária em 2020 em relação ao Baseline 2007 do modelo PRIMES da Comissão.

<sup>6</sup> Meta do Governo de Portugal.

A solução para os problemas existentes na antiga legislação e de forma não comprometer as metas propostas, resultou no Decreto-Lei 153/2014 que reformulou a produção fotovoltaica em duas categorias distintas entre si:

- Autoconsumo;
- Pequena Produção.

Cada componente da produção própria possui as suas características fundamentais e divergem entre si, a Pequena Produção (PP), encontra justificação no facto de toda a energia produzida na UPP ser injetada na rede e remunerada, utilizando assim a produção apenas para fins comerciais.

Em contraste com a PP existe a vertente de autoconsumo, que é ramificada em dois métodos de funcionamento semelhantes. As Unidade de Produção de Autoconsumo (UPAC) podem realizar a sua função com ou sem venda dos excedentes de produção à RESP. Em ambos os casos o autoconsumo traz benefícios ao produtor, manifestados em termos de remuneração pelo excedente de energia injetada na rede, diminuição dos consumos requeridos à RESP proporcional ao valor de energia produzida, ou uma combinação de ambos, onde a regime de cargas é garantido e vendido o excedente.

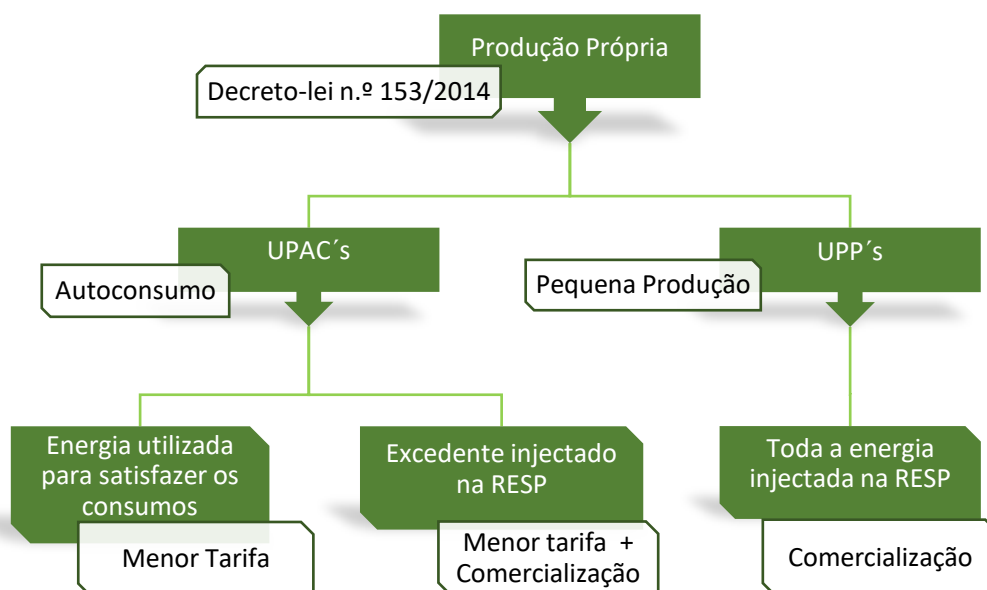


Figura 2.2: Resumo da divisão legal da pequena produção.

Na Figura 2.2 é possível observar de forma resumida a informação explicada relativa ao DL n.º 153/2014. De notar que as componentes a verde se referem aos possíveis métodos de exploração e as componentes a branco, as possíveis formas de remuneração para o produtor (Ambiente M. d., 2014).

### **2.3. UNIDADES DE PRODUÇÃO DE AUTOCONSUMO**

No novo regime os artigos referentes à produção de energia numa escala micro tendo como combustível primário fontes de energia renováveis e não renováveis, sofreram uma revisão e introduziram novas características e métodos de remuneração para a produção de energia.

Atualmente uma UPAC é caracterizada pela sua produção servir preferencialmente as necessidades de consumo da instalação ao qual se encontra associada, podendo vender o excedente de produção à rede elétrica nacional, evitando o desperdício (Ambiente M. d., 2014). A sua potência de ligação não pode exceder a potência contractual da instalação de consumo e a sua potência não pode exceder o dobro da potência de ligação. Estes pontos garantem que o dimensionamento da UPAC é otimizado de forma a garantir as necessidades de consumo, eliminando a vertente comercial do sistema, ela continua a existir, mas apenas referente ao excedente de produção (Pinto, 2015).

O excedente de produção referido anteriormente acontece quando os valores de produção são superiores aos requisitos de consumo. É fundamental que a instalação fotovoltaica seja dimensionada consoante as necessidades de consumo. A viabilidade económica do projeto diminui com o aumento da energia injetada na rede, isto acontece devido à remuneração ser realizada a 90% do valor da tarifa do mercado ibérico (MIBEL) (Ambiente M. d., 2014).

Na Figura 2.3 é apresentado um modelo tipo de funcionamento de uma UPAC, os seus componentes e método de ligação à RESP.

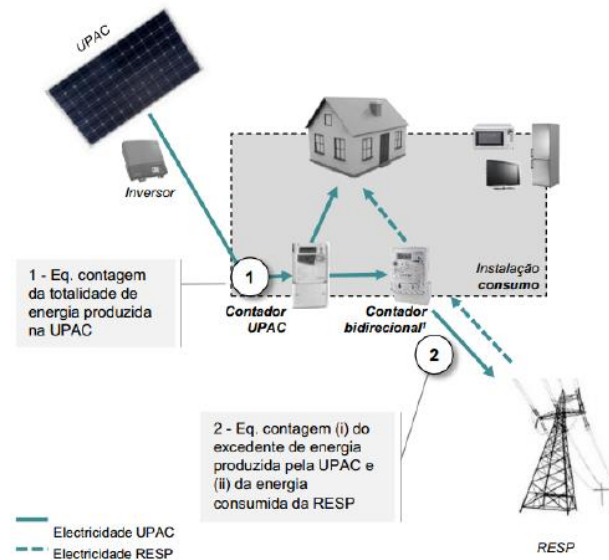


Figura 2.3: Diagrama de ligação à RESP, de uma UPAC.

[Fonte: (Luz, 2015)]

### 2.3.1. SISTEMAS DE AUTOCONSUMO ISOLADOS

Um sistema de autoconsumo isolado ou em ilha é caracterizado pela inexistência de qualquer ligação à RESP, não existe venda nem compra de energia, apenas produção no local. Na circunstância referida, caso exista défice de produção/consumo, a instalação é usualmente dotada de um gerador de energia auxiliar. Estes sistemas ganharam terreno no campo das casas de férias ou sistemas de agricultura de baixo consumo. Ao abdicar da ligação com a rede elétrica de serviço público, o produtor abdica também das taxas adjacentes ao contrato energético com o fornecedor, bem como todas as taxas associadas aos contadores de energia e usufruo das infraestruturas.

### 2.3.2. SISTEMAS DE AUTOCONSUMO COM LIGAÇÃO À RESP

Caso o local onde esteja inserida a unidade de produção de energia seja sensível a quebras de energia, a solução habitual passa por um sistema de produção a funcionar em paralelo com a RESP. Na adoção desta solução caso a fonte de energia primária falhe, o serviço é assegurado pela rede elétrica de serviço público de forma a colmatar possíveis lacunas na produção.

### 2.3.3. REMUNERAÇÃO DO AUTOCONSUMO

Como referido neste documento, uma UPAC é instalada com o pressuposto de satisfazer as necessidades de consumo do proprietário, podendo o excedente ser injetado na RESP, resultando deste processo uma remuneração monetária.

O processo de remuneração encontra-se extensamente definido no DL n.º 153/2014 de onde todas as fórmulas, e processos apresentados seguidamente, foram retirados.

O referido DL cita que, as UPAC's cuja fonte de combustível seja renovável com uma potência instalada inferior a 1MW se encontram legíveis para vender o seu excesso de produção ao Comercializador de Último Recurso (CUR), a preço do OMIE, deduzindo 10% desse preço como forma de compensação de custos de injeção na rede (Pinto, 2015). Quanto às situações em que a potência seja superior ao valor apresentado anteriormente, de 1 MW, a remuneração é realizada através de contratos bilaterais entre o produtor e o CUR (Ambiente M. d., 2014).

Desta análise resulta a Equação (2.1), que traduz matematicamente o cálculo da remuneração de energia produzida excedente e injetada na RESP (Ambiente M. d., 2014).

$$R_{UPAC,m} = E_{fornecida,m} \times OMIE_m \times 0,9 \quad (2.1)$$

Onde:

- $R_{UPAC,m}$  representa a remuneração da eletricidade fornecida à RESP no mês  $m$ , em €;
- $E_{fornecida,m}$ , representa a energia fornecida no mês  $m$ , em KWh;
- $OMIE_m$ , representa o valor resultante da média aritmética simples dos preços de fecho do OMIE para o território Português (mercado diário), do mês  $m$ , em €/KWh;
- $m$ , representa o mês a que se refere a contagem de eletricidade fornecida à RESP.

As unidades de produção de autoconsumo que usufruam de uma potência instalada de valor superior a 1,5 KW ligadas à RESP estão sujeitas ao pagamento de uma compensação. Este pagamento surge em forma de compensação mensal fixa durante os primeiros dez

anos após obtido o certificado de exploração. A Equação (2.2) demonstra o processo de cálculo bem como todos os parâmetros incorporados no cálculo do valor a pagar (Ambiente M. d., 2014).

$$C_{UPAC,m} = P_{UPAC} \times V_{CIEG,t} \times K_t \quad (2.2)$$

Onde:

- $C_{UPAC,m}$ , representa a compensação paga no mês  $m$  por cada KW de potência instalada, que permita recuperar uma parcela dos custos decorrentes de medidas de política energética, de sustentabilidade ou de interesse económico geral (CIEG) na tarifa de uso global do sistema, relativa ao regime de produção de eletricidade em autoconsumo;
- $P_{UPAC}$ , representa o valor da potência instalada da UPAC, constante no respetivo certificado de exploração;
- $V_{CIEG,t}$ , representa o valor que permite recuperar os CIEG da respetiva UPAC, medido em € por KW, apurado no ano  $t$ .

Na Equação (2.3) a componente atribuída aos CIEG ( $V_{CIEG,t}$ ), resulta também ela de uma fórmula de cálculo apresentada no DL n.º 153/2014 e transcrita em baixo (Ambiente M. d., 2014).

$$V_{CIEG,t} = \sum_{n=0}^2 (CIEG_i^p(t-n)) \times \frac{1}{3} + \sum_{n=0}^2 (CIEG_{i,h}^e(t-n)) \times \frac{1}{3} \times \frac{1.500}{12} \quad (2.3)$$

Onde:

- $C_{iegp,i}$ , corresponde ao somatório do valor das parcelas  $i$  do CIEG, mencionadas no n.º 1 do artigo 3.º da Portaria n.º 332/2012, de 22 de outubro, designadamente na alínea c), medido em €/KW, para o nível de tensão da respetiva UPAC, constante nos documentos de suporte da proposta de fixação de tarifas, publicados pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) para o ano  $t-n$ ;

- $C_{iegei,h}$ , corresponde ao somatório da média aritmética simples do valor para os diferentes períodos horários  $h$  de cada uma das parcelas  $i$  dos CIEG, mencionadas no n.º 1 do artigo 3.º da Portaria n.º 332/2012, de 22 de outubro, designadamente nas alíneas a), b), d), e), f), g), h), i), e j), medido em €/KWh, para o nível de tensão da respetiva UPAC, constante nos documentos de suporte da proposta de fixação de tarifas, publicados pela ERSE para o ano  $t-n$ ;
- $i$ , refere-se a cada uma das alíneas do n.º 1 do artigo 3.º da Portaria n.º 332/2012, de 22 de outubro;
- $h$ , corresponde ao período horário de entrega de energia elétrica aos clientes finais, tal como definido na Portaria n.º 332/2012, de 22 de outubro;
- $t$ , corresponde ao ano de emissão do certificado de exploração da respetiva UPAC.

O coeficiente de ponderação  $Kt$ , referido representa o coeficiente de ponderação, entre 0 % e 50 %, a aplicar ao  $V_{CIEG,t}$  tendo em consideração a representatividade da potência total registada das UPAC no Sistema Elétrico Nacional (SEN), no ano  $t$ .

Assume o valor de 50 % caso o total acumulado de potência instalada da UPAC, no âmbito do regime de autoconsumo, exceda 3 % do total da potência instalada do centro electroprodutor do SEN. 30 % caso o total acumulado de potência instalada de UPAC, no âmbito do regime de produção de eletricidade em autoconsumo, se situe entre os 1 % e 3 % do total da potência instalada do centro electroprodutor do SEN. 0 % caso o total acumulado de potência instalada de UPAC, no âmbito do regime de autoconsumo, seja inferior a 1 % do total da potência instalada do centro electroprodutor do SEN.

A Figura 2.4 apresenta de uma forma sucinta e de rápida análise as diferentes formas de remuneração e compensação, bem como os critérios a cumprir para ser elegível ao respetivo pagamento ou remuneração.

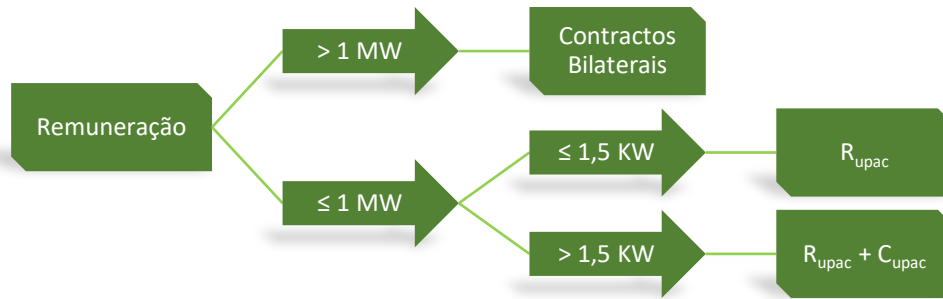


Figura 2.4: Critérios de remuneração do autoconsumo.

[Fonte: (Luz, 2015)]

É necessário salientar, mais uma vez, que a remuneração apenas se refere à energia excedente que é injetada na rede. A poupança do ponto de vista do proprietário começa no momento em que deixa de comprar energia à RESP. O produtor não só recebe do que vende, como poupa no que não compra. A forma como a faturação de energia é realizada pelas entidades competentes consiste em diversos parâmetros taxados a preços diferentes, a maior fonte de poupança na instalação de um sistema de autoconsumo passa pela energia consumida que não é comprada à rede nos diferentes períodos horários.

Tabela 2.3: Componentes taxadas na factura energética.

Energia Ativa	Potência	Energia Reativa	Outros		
Vazio Normal	Potência Contratada	Escalão 1	Imposto Sobre Consumo de Eletricidade	Taxa DGEG	Áudio Visual
Super Vazio		Escalão 2			
Ponta		Escalão 3			
Cheia		Fornecida Fora de Vazio			
	Potência Horas de Ponta				

As componentes taxadas na compra de energia estão organizadas na Tabela 2.3. Com a instalação de uma UPAC, as componentes afetadas em termos de poupança monetária são os consumos de “Energia Ativa” nos diferentes períodos horários e a “Potência em horas de Ponta”. A “Potência Contratada”, “Taxa da DGEG” e “Áudio Visuais” não sofrem alteração, correspondem a um termo fixo a pagar mensalmente. A influência na “Energia Reativa” e no “Imposto sobre o Consumo de Eletricidade” é insignificante e não contabilizados.

## 2.4. UNIDADES DE PEQUENA PRODUÇÃO

O novo DL caracteriza uma UPP devido à injeção total da energia produzida na RESP, sem que nenhuma energia produzida alimente a instalação de consumo a que se encontra associada. Assim, toda a energia para fins de consumo é fornecida pelo comercializador de energia. A localização da instalação deve ser adjacente a um local de consumo e a sua potência de ligação inferior à potência contratada na instalação de consumo, e nunca superior a 250 KW. Por fim, num intervalo temporal anual a produção realizada na UPP não deve ser superior ao dobro do consumo da instalação ao qual está agregada.

Qualquer instalação que enquadre e respeite, não só mas também, as características anteriores, é considerada uma UPP e beneficia de todos os direitos associados à produção de energia distribuída.

Na Figura 2.5 é apresentado o modelo de funcionamento de uma UPP, os seus componentes básicos e o seu método de ligação à rede elétrica serviço público.

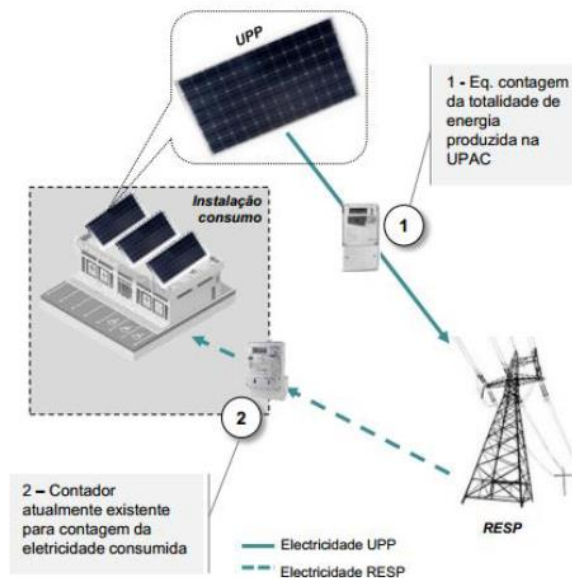


Figura 2.5: Diagrama de ligação à RESP, de uma UPP.

[Fonte: (Luz, 2015)]

O processo de atribuição das cotas de potência a alocar anualmente está atualmente sobre a alçada da DGEG, a qual possui a responsabilidade de estabelecer a quota de potência de

ligação para o ano seguinte, a gerência do Sistema Eletrónico de Registo de Unidades de Produção (SERUP) e a alocação de saldos de potência não atribuídos em anos anteriores.

Quanto à alocação de potência, o método utilizado divide-se em três categorias:

- Categoria I – UPP;
- Categoria II – UPP com tomada de carregamento para veículo elétrico;
- Categoria III – UPP com sistema solar térmico.

Cada categoria apresentada possui as suas características. Na categoria I, estão incorporados os produtores que pretendam apenas a instalação de uma UPP, para fins produtivos. Na categoria II, e como é possível perceber pela descrição, a somar à unidade de produção, o produtor pretende instalar no local um ponto de carregamento de veículos movidos a eletricidade. Por fim, na terceira categoria encontram-se todos os produtores que pretendam instalar no local de consumo, associado à UPP, um sistema solar térmico correspondente a no mínimo 2 m<sup>2</sup> de área útil de coletor ou caldeira de biomassa (Ambiente M. d., 2014).

A remuneração das UPP's funciona de forma distinta das já referidas UPAC's. No caso da existência de uma UPP, o produtor fica sujeito ao regime remuneratório estabelecido no DL nº. 153/2014, o decreto estabelece todas as regras por qual o regime se rege, sendo que toda a totalidade de energia produzida se destina à injeção na RESP. A remuneração é realizada tendo em conta a tarifa atribuída com base no modelo de licitação, onde existe um desconto por parte de todos os interessados à tarifa de referência estabelecida.

A tarifa de venda é assim definida no decreto como sendo o “valor mais alto que resulte das maiores ofertas de desconto à tarifa de referência” consoante cada categoria (I, II e III) e estabelecida pelo responsável pela energia do Governo Português mediante portaria.

Na presente data, os valores da tarifa para cada categoria são estabelecidos pela portaria 20/2017 e são os seguintes (Diário da República, 2017):

- Categoria I – 95€/MWh;
- Categoria II – 105€/MWh;
- Categoria III – 100€/MWh.

A tarifa de referência apresentada, e presente na portaria, é sujeita posteriormente a um acerto consoante a sua fonte de energia primária, estipulado no mesmo documento. Na presente data os coeficientes definidos são:

- Solar – 100 %;
- Biomassa – 90 %;
- Biogás – 90 %;
- Eólica – 70 %;
- Hídrica – 60 %.

O resultado da multiplicação de ambos os valores resulta na tarifa final atribuída a cada tecnologia. De salientar que esta tarifa vigora por um período de 15 anos, dentro deste intervalo temporal o produtor não pode aderir a qualquer outro regime. Terminado o período estipulado, o produtor passa a incorporar o regime geral de produção em regime especial.

As tarifas e percentagens de referência apresentadas foram aplicadas durante o ano de 2015. A Portaria n.º 42-A/2016, de 9 de março, manteve estes valores durante o ano de 2016, os quais foram aplicados também ao ano de 2017 (Diário da República, 2017).

## **2.5. ANÁLISE CONCLUSIVA**

Neste capítulo foi apresentado brevemente o panorama português quanto à produção fotovoltaica, bem como uma análise superficial à legislação em vigor referente ao tema. Podemos afirmar que apesar das melhorias que a legislação apresentada veio trazer, existem ainda diversas falhas na implementação da legislação, o que se traduz em diversas dúvidas e erros de comunicação aquando da implementação dos sistemas.

A falta de conhecimento técnico por parte do público em geral, também afeta negativamente o panorama da produção fotovoltaica. O público consumidor foi habituado a pensar que a produção de energia fotovoltaica constituía uma fonte de rendimento extra, num mecanismo que transforma a radiação solar em euros, no fim do mês, mascarado por uma falsa preocupação ambiental.

A alteração da legislação garante agora, verdadeiramente, a utilização da produção fotovoltaica para efeitos de eficiência energética, racionalizando os consumos e alterando a mente do público geral. Não existem dois edifícios iguais, cada instalação de consumo apresenta um diagrama de cargas diferente dos demais, isto não permite que o método de dimensionamento das instalações fotovoltaicas seja uma solução universal para todas as situações. Isto exige uma responsabilidade acrescida dos intervenientes responsáveis pela instalação de equipamentos fotovoltaicos, não só na explicação ao consumidor das boas práticas durante o dimensionamento de um sistema, como também a um dimensionamento ponderado e em linha com os requisitos de consumo da instalação adjacente. As instalações não devem ser sobredimensionadas tendo em mente o ganho monetário em deterioramento das vantagens ambientais, o dimensionamento deve ser realizado de forma responsável.

Em referência final, é possível afirmar que a produção fotovoltaica para autoconsumo é uma excelente maneira de promover uma política energética verde e sustentável, fundamental para o cumprimento das metas propostas pelos diversos intervenientes, e difundir a imagem da preocupação que Portugal demonstra referente às alterações climáticas.

# 3. SISTEMA FOTOVOLTAICO

O aumento dos consumos de energia elétrica a nível mundial veio despertar o interesse na produção de energia descentralizada recorrendo a fontes de energia sustentáveis. A utilização da radiação solar, como fonte primária, no processo de produção de energia sofreu, até à presente data, um incremento exponencial nas tecnologias implementadas nos sistemas de aproveitamento solar. O objetivo de elevar a competitividade dos sistemas de produção solar para níveis próximos de outras fontes sustentáveis, levou a um aumento na investigação e desenvolvimento de novas formas de reduzir custos de produção e aumentar os rendimentos dos métodos de conversão.

A conversão da energia solar em energia elétrica apenas é possível devido ao efeito fotovoltaico, observado no momento em que a radiação solar atinge um material semicondutor. A sua importância é tal que o nome do sistema advém deste fenómeno. Edmond Becquerel define o efeito fotovoltaico como sendo a diferença de potencial observado nas extremidades de um material semicondutor, no momento em que este se encontra sobre a incidência de luz (Becquerel, 1867). A luz é constituída por fotões, pequenas partículas compostas por energia eletromagnética. No momento em que um fóton atinge um material semicondutor a sua energia é transferida para um eletrão presente num átomo do material. O eletrão agora carregado com a energia fornecida pelo

fotão é capaz de escapar à sua ligação com o átomo, gerando uma corrente elétrica. Este efeito produz uma lacuna no átomo, combinado com a utilização de semicondutores de tipo P e N (junção P-N), surge uma corrente elétrica unidirecional devido ao movimento dos elétrões, que tendem a preencher as lacunas existentes nos átomos (Luque & Hegedus, 2003).

### **3.1. CÉLULAS FOTOVOLTAICAS**

Uma célula fotovoltaica é o elemento chave na conversão da radiação solar em energia elétrica, e consiste em duas camadas de um material semicondutor, geralmente silício (McEvoy, Markvart, & Castaner, 2011). Quando o semicondutor é exposto à radiação solar é gerada uma corrente elétrica contínua (DC) (Luque & Hegedus, 2003). Os valores de produção de uma célula são pequenos. Os diferentes métodos de interligação de diversas células permitem manipular os seus valores de saída, para que melhor se adaptem a cada situação. O agregado de diversas células fotovoltaicas corresponde a um módulo (Lorenzo, 1994).

#### **3.1.1. SEMICONDUCTORES**

O comportamento de um semicondutor é explicado pela teoria das bandas de energia. Esta pressupõe a existência de duas bandas de energia em cada átomo, denominadas banda de valência e banda de condução (Luque & Hegedus, 2003). Na banda de valência estão presentes elétrões no seu estado mais estável, enquanto na banda de condução se encontram os níveis de energia mais elevados, a lacuna existente entre ambos os estados é denominada de hiato energético ( $E_g$ ), e representa a energia necessária ser absorvida por um elétron para que este realize a passagens da banda de valência para a banda de condução (Lorenzo, 1994). Os elétrões carregados com a energia proveniente dos fotões presentes na radiação solar perdem esta energia ao realizar trabalho, tal como alimentar uma lâmpada. Ao realizar trabalho, os elétrões perdem a energia fornecida e regressam à banda de valência com a energia inicial que possuíam. Este ciclo é denominado de corrente elétrica e apresentado na Figura 3.1 (Castro, 2002).

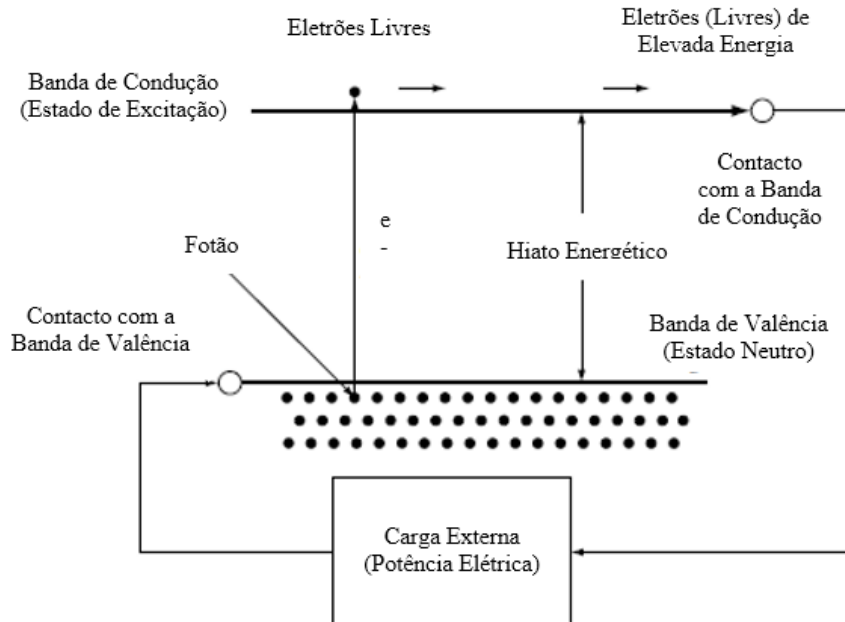


Figura 3.1: Representação do efeito fotovoltaico.

[Fonte: Adaptado de (McEvoy, Markvart, & Castaner, 2011)]

Analisando a representação apresentada na Figura 3.2, são observáveis as bandas de energia e o seu hiato energético para os diferentes tipos de materiais. Conjugando a imagem com a teoria das bandas, é visível que nos materiais condutores não existe qualquer oposição à passagem dos elétrons entre as duas bandas, o seu movimento é realizado sem qualquer oposição (Castro, 2002). Nos isolantes existe uma lacuna ( $E_g$  – Hiato Energético Elevado) o que se traduz numa grande oposição à passagem dos elétrons entre bandas. O caso dos semicondutores apresenta uma situação intermédia, apesar de existir um hiato energético necessário de ser superado os valores energéticos necessários para preencher a lacuna são atingíveis (McEvoy, Markvart, & Castaner, 2011).

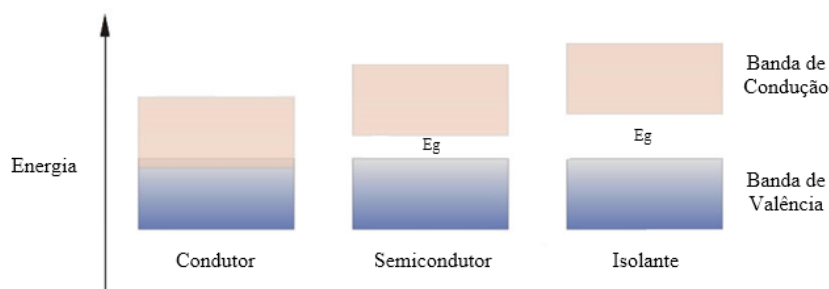


Figura 3.2: Representação do hiato energético e bandas energéticas de diferentes materiais.

[Fonte: Adaptado de (Henrique, 2012)]

### 3.1.2. JUNÇÃO P-N

No centro da célula fotovoltaica está presente a junção P-N, surge como o catalisador de todo o processo de transformação energético (Henrique, 2012). A sua construção tem por base a dopagem de um material semiconductor, formando contactos seletivos às bandas de valência e condução. A camada tipo N passa a possuir carga negativa enquanto a camada tipo P possui carga positiva (Castro, 2002).

A dopagem do material puro consiste na introdução de quantidades controladas de impurezas no material puro. Para a criação da camada tipo P é utilizado o boro (Luque & Hegedus, 2003). Cada átomo de boro forma quatro ligações covalentes com quatro átomos de silício, contudo este apenas possui três eletrões na banda de valência. Assim, existe um défice de um eletrão numa das ligações covalentes, comparado com a existência de dois eletrões nas restantes três ligações, o que resulta num recetor (Henrique, 2012).

Na criação da componente N é utilizado o fósforo que, em comparação com o boro, apresenta na sua composição atómica cinco eletrões de valência, resultando assim em quatro ligações covalentes com os átomos de silício. Isto origina um eletrão sem par, ficando livre para viajar através do material, denominado de dador (Luque & Hegedus, 2003). A junção física de ambas as camadas resulta na junção P-N (Castro, 2002).

No limite da sua união é criada a zona de depleção, isenta de carga positiva ou negativa. Em equilíbrio térmico, o preenchimento de uma lacuna produz um ião negativo na componente N da junção (Robert L. & Nashelsky, 1986). As forças de Coulomb observadas nos iões impedem a migração de futuros eletrões, o sistema passa por uma fase de equilíbrio. Os iões negativos presentes do lado P opõem-se à migração enquanto os iões positivos presentes na região N, atraem os restantes eletrões. O fornecimento de energia exterior ao sistema permite aos eletrões adquirirem momento suficiente para superar a barreira de Coulomb, criando um fluxo energético (Figura 3.3) (Castro, 2002).

O seu funcionamento é semelhante ao observado num díodo, orientando o fluxo de corrente elétrica num único sentido e com facilidade, sendo um elemento chave da eletrónica (Robert L. & Nashelsky, 1986).

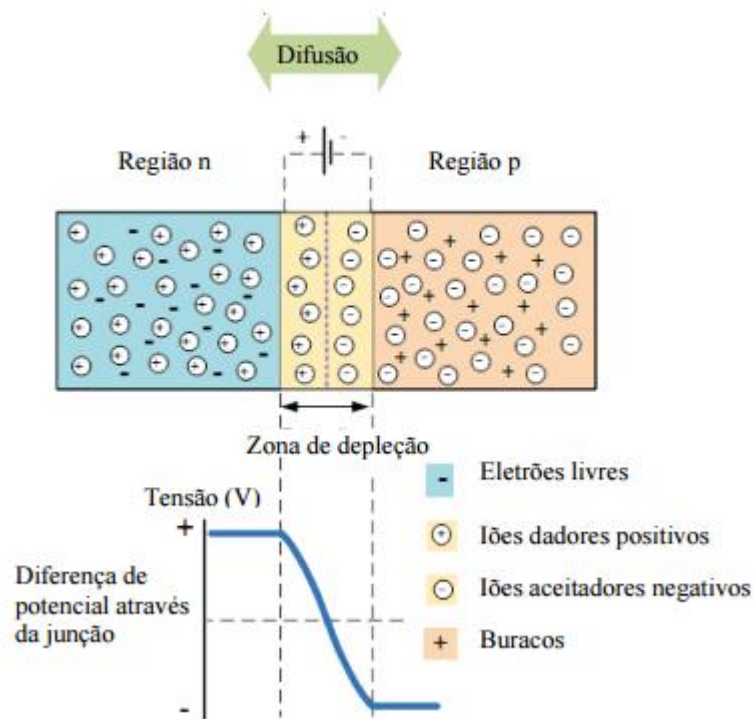


Figura 3.3: Ilustração de uma junção P-N, zona de depleção e diferença de potencial criada.

[Fonte: Adaptada de (Electronics)]

Atualmente a utilização de silício (Si) como semicondutor na produção das células fotovoltaicas é predominante ao longo de toda a indústria. A forma como se encontram dispostos os cristais de silício dividem as células em dois grupos, policristalinas (multi-Si) e monocristalinas (c-Si) (McEvoy, Markvart, & Castaner, 2011). A utilização de silício cristalino corresponde a um total de 87% do mercado fotovoltaico existente. A abundância deste elemento na crosta terrestre sedimentou a sua posição como principal elemento construtivo (Portal da Energia, 2011).

Com o aumento dos investimentos em investigação, começam a surgir novos semicondutores com melhores características de absorção da radiação solar (Portal da Energia, 2011). A segunda geração de células fotovoltaicas surge sobre a forma de película fina (*Thin-Film*), construídas através de silício amorfo (a-Si). O Disseleneto de Cobre Índio e Gálio (CIGS) e o Telureto de Cádmio (CdTe) são tecnologias que começam a ganhar terreno no mercado de forma bastante promissora (McEvoy, Markvart, & Castaner, 2011).

### 3.1.3. CIRCUITO EQUIVALENTE

De forma a analisar corretamente o funcionamento de um componente elétrico existe a necessidade de traduzir o seu funcionamento em modelos matemáticos exatos ou aproximados (Castro, 2002). Os elementos construtivos de uma célula bem como o método de construção resultam em diversas perdas de eficiência que originam quedas de tensão e corrente. Com isto em mente é possível modelizar o circuito equivalente de uma célula com o circuito presente na Figura 3.4 (Tiwari & Dubey, 2010).

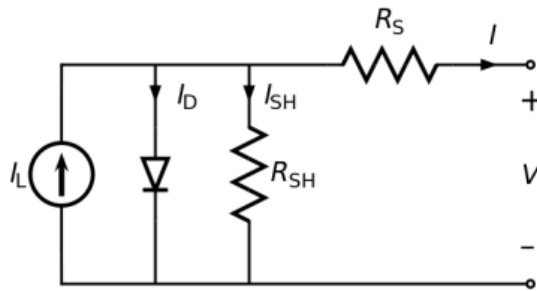


Figura 3.4: Circuito equivalente de uma célula fotovoltaica.

[Fonte: Adaptada de (Azzouzi, Popescu, & Bouchahdane, 2016)]

A corrente elétrica resultante da radiação incidente na célula, é modelizada através da componente  $I_L$ . A junção P-N como referido anteriormente funciona como um díodo que apenas permite a passagem da corrente ( $I_D$ ) num único sentido e depende da tensão aos terminais da célula ( $V$ ) (Azzouzi, Popescu, & Bouchahdane, 2016). As componentes  $R_{SH}$  e  $R_S$  modelizam respetivamente a resistência em paralelo, resultante dos processos construtivos, e a resistência de série traduz matematicamente a resistência elétrica dos materiais utilizados na construção e os contactos elétricos (Tiwari & Dubey, 2010).

Construído o circuito equivalente é possível formular as equações necessárias à análise do sistema, sendo:

$$I = I_L - I_D - I_{SH} \tag{3.1}$$

$$I_D = I_0 \times \left[ e^{\frac{q \times (V + R_S \times I)}{n \times K_B \times T}} - 1 \right] \tag{3.2}$$

$$I_{SH} = \frac{V + R_s \times I}{R_{SH}} \quad (3.3)$$

Onde:

- $I_L$ , corresponde à corrente fotogerada;
- $I_D$ , corresponde à corrente que passa no díodo;
- $I_{SH}$ , corresponde à corrente que passa na resistência em paralelo;
- $I_0$ , corresponde à corrente de saturação;
- $k_b$  é a constante de Boltzmann com valor igual a  $1,38 \times 10^{-23}$  J/K;
- $n$ , é um coeficiente que depende do material com valor típico entre 1 e 2 (no caso do silício,  $n=1$ );
- $T$ , é a temperatura absoluta da célula em °K ( $0^\circ\text{C} = 273,16$  °K);
- $q$ , é a carga elétrica do eletrão igual a  $1,6 \times 10^{-19}$  C).

Numa situação ideal o valor da resistência paralela  $R_{SH}$  deveria atingir valores infinitos, não se opondo à passagem corrente fornecendo um caminho alternativo à passagem da mesma. Já o valor da resistência em série deveria ser nulo, eliminando as quedas de tensão a ela associadas (Tiwari & Dubey, 2010). A tecnologia atual permite rendimentos nas células fotovoltaicas na ordem dos 20%, a restante percentagem é dividida pelas perdas adjacentes ao sombreamento e reflexão, recombinação do material, pelo não aproveitamento dos extremos de radiação onde a energia é inferior ou muito superior aos valores de  $E_g$  (Castro, 2002).

#### 3.1.4. CARACTERÍSTICAS ELÉTRICAS

Numa fase final da sua produção, as células fotovoltaicas são sujeitas a extensos processos de medição e avaliação de desempenho (Tiwari & Dubey, 2010). A determinação das características elétricas da célula é fundamental para analisar o seu desempenho (Lorenzo,

1994). Os dados referentes a cada célula são dispostos num gráfico geralmente denominado como curva I-V (Corrente-Tensão), a sua correta análise pode divulgar defeitos construtivos e de desempenho (Castro, 2002).

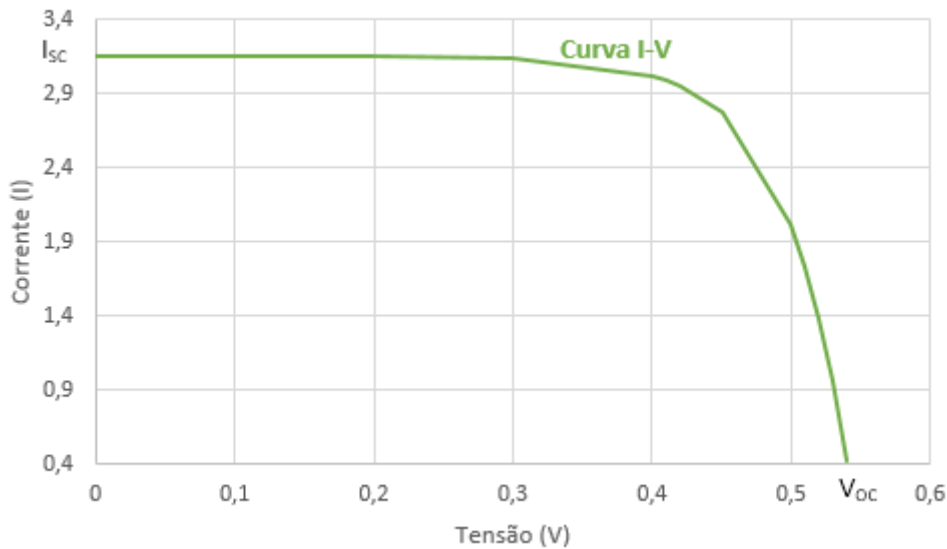


Figura 3.5: Característica I-V de apenas uma célula fotovoltaica.

Para a construção do gráfico referido e obtenção dos valores de desempenho da célula é necessário proceder à determinação dos seus parâmetros elétricos, geralmente são utilizados quatro parâmetros chave, são eles:

- ( $V_{oc}$ ) Tensão de Circuito Aberto - tensão máxima fornecida por uma célula quando não existe corrente no circuito;
- ( $I_{sc}$ ) Corrente de Curto-Circuito - corrente fornecida quando não existe tensão no circuito;
- ( $V_{pp}$ ) Tensão à Máxima Potência - tensão que é fornecida para o ponto de potência máxima do circuito;
- ( $I_{pp}$ ) Corrente à Máxima Potência - corrente fornecida para o ponto de potência máxima do circuito.

A tensão de circuito aberto ( $V_{OC}$  – Open Circuit Voltage) corresponde ao valor máximo existente nos terminais da célula na ausência de carga. O seu valor é obtido através da seguinte equação:

$$V_{oc} = \frac{n \times k_b \times T}{q} \times \ln\left(\frac{I_L + 1}{I_0}\right) \quad (3.4)$$

A corrente de curto-circuito ( $I_{SC}$  – Short Circuit Current) corresponde ao valor máximo de corrente na carga (Robert L. & Nashelsky, 1986). Este parâmetro não necessita de cálculo pois a corrente máxima na carga é igual ao valor de corrente gerada pelo efeito fotovoltaico na célula, logo:

$$I_L = I_{cc} \quad (3.5)$$

Os valores máximos de corrente e tensão ( $V_{PP}$  – Peak Power Voltage /  $I_{PP}$  – Peak Power Current), são utilizados para calcular a potência máxima produzida pela célula, a multiplicação dos valores referidos resulta no valor máximo de potência possível obter para determinada célula através da Equação (3.6) (Castro, 2002).

$$P_{Máx} = V_{PP} \times I_{PP} \quad (3.6)$$

Na Figura 3.6 são apresentados graficamente os valores referidos anteriormente ( $I_{SC}$ ,  $V_{OC}$ ,  $I_{PP}$  e  $V_{PP}$ ). É possível visualizar os quatro parâmetros referidos, as características I-V e P-V de uma determinada célula, bem como o ponto onde a potência é máxima (Tiwari & Dubey, 2010).

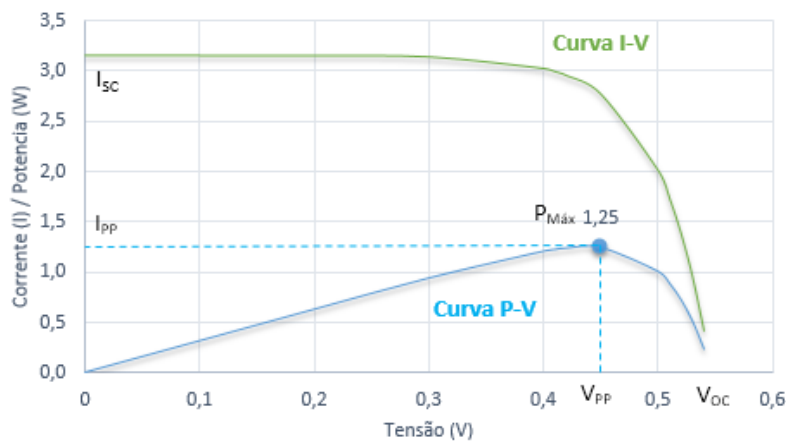


Figura 3.6: Característica I-V e P-V, de apenas uma célula fotovoltaica.

Os valores apresentados até ao momento variam consoante a temperatura e a radiação do local da instalação (Robert L. & Nashelsky, 1986). Com o objetivo de normalizar os processos de medição, estes são feitos sobre condições específicas de temperatura e radiação, denominados de *Standard Test Conditions* (STC) ou condições de referência (Castro, 2002).

Para o efeito, é garantido que os testes são realizados sobre as seguintes condições:

- Radiação incidente:  $H^r = 1000 \text{ W/m}^2$ ;
- Temperatura:  $\theta^r = 25 \text{ }^\circ\text{C}$  ( $T^r = 298,15 \text{ K}$ ).

A normalização destes parâmetros é justificada pelas variações observadas na curva I-V aquando de uma mudança de temperatura ou radiação (Tiwari & Dubey, 2010). Quando a radiação varia, o  $I_{SC}$  também sofre uma variação acentuada proporcional à radiação. Contudo, o  $V_{OC}$  sofre uma variação mínima resultando num aumento dos valores de potência de saída. Este fenómeno é visível na Figura 3.7, onde são apresentados os valores retirados de um estudo das implicações da radiação num painel fotovoltaico (Castro, 2002).

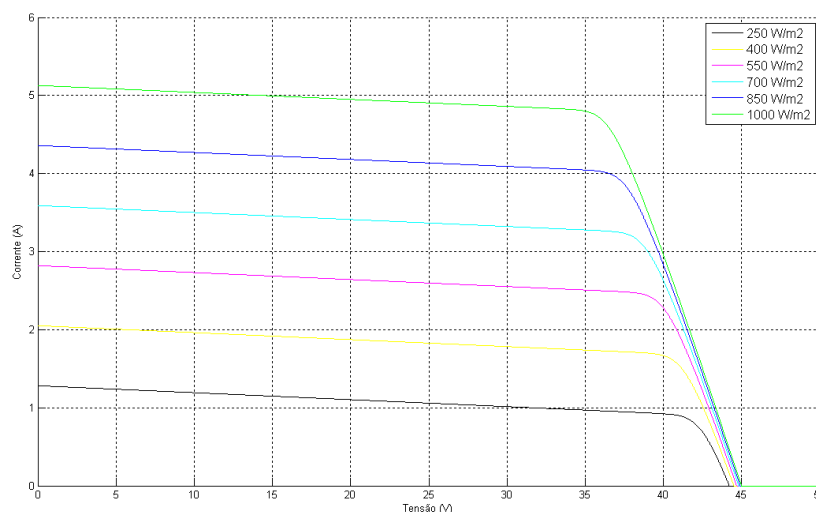


Figura 3.7: Influência da radiação nos valores de corrente e tensão.

[Fonte: (Azzouzi, Popescu, & Bouchahdane, 2016)]

No caso de uma variação de temperatura existe o efeito oposto, o  $V_{OC}$  diminui com o aumento da temperatura e vice-versa. Contudo, o  $I_{SC}$  pouco varia com a influência da temperatura, como demonstrado na Figura 3.8 (Castro, 2002).

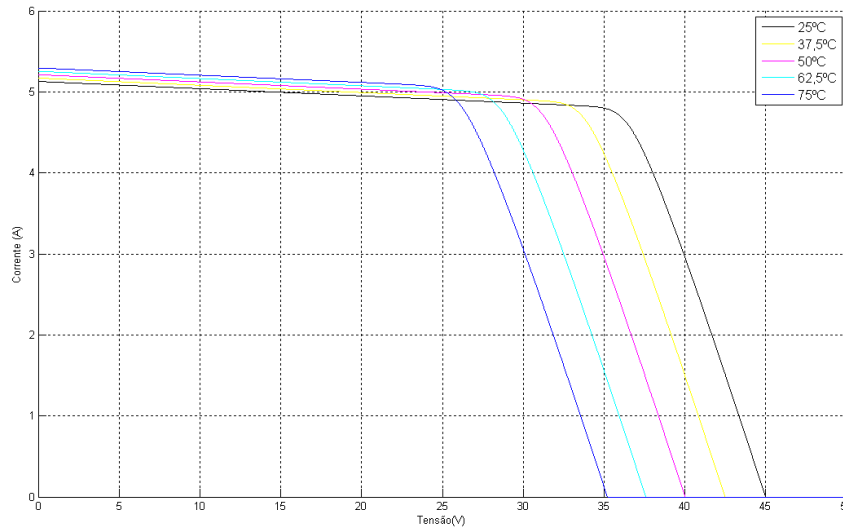


Figura 3.8: Influência da temperatura nos valores de corrente e tensão.

[Fonte: (Azzouzi, Popescu, & Bouchahdane, 2016)]

Através do valor da potência máxima é possível calcular o rendimento da célula em questão e o seu fator de forma. O cálculo do rendimento passa pela Equação (3.7), onde a variável A corresponde à área da célula e G corresponde à radiação solar incidente por metro quadrado (Castro, 2002).

$$\eta = \frac{P_{Máx}}{A \times G} \quad (3.7)$$

Já o fator de forma (FF) corresponde a um parâmetro representativo da qualidade da célula. O fator de forma resulta da aproximação da curva I-V a um retângulo, quanto mais aproximada for a forma retangular obtida, melhor será a qualidade das células. Este valor é obtido através da Equação (3.7) e nunca será superior a 1 (Tiwari & Dubey, 2010).

$$FF = \frac{P_{Máx}}{V_{oc} \times I_{cc}} \quad (3.8)$$

A degradação de produção devido a diferenças de potencial, é um efeito a que alguns painéis fotovoltaicos estão sujeitos quando expostos a diferenças de potencial elevadas em relação à terra. O efeito da diferença de potencial afeta as células fotovoltaicas no interior

dos módulos, diminuindo de forma considerável o fator de forma e a tensão de circuito aberto dos mesmos (Tiwari & Dubey, 2010).

Os módulos instalados no lado “negativo” da *string* apresentam, geralmente, uma maior degradação devido á exposição a maiores diferenças de potencial. Contudo nem todos os módulos sujeitos a este fenómeno apresentam a mesma taxa de degradação (Mau & Jorge, 2017).

O facto de a taxa de degradação não ser constante em todos os módulos, permite que o fenómeno seja detetável através de uma monitorização por *string*. As *strings* com módulos afetados passam a operar em níveis de corrente mais baixos que as restantes. Uma comparação dos valores de corrente, de cada *string*, ajuda na deteção do mau funcionamento devido a diferenças de potencial (Mau & Jorge, 2017).

### **3.2. TECNOLOGIAS EXISTENTES**

A Figura 3.9 apresenta um resumo das famílias de tecnologias existentes na presente data. De forma geral, está sempre presente na sua base um elemento semiconductor. A importância do silício para o processo construtivo das células é de enorme valor, dando mesmo nome a uma pequena região conhecida pelos seus desenvolvimentos tecnológicos, *Silicon Valley*.

Referindo dados estatísticos atuais, apresentados na publicação “*Progress in Photovoltaics*” (Martin A. Green, et al., 2016), a soma das componentes mono e policristalinas do silício amorfo representam cerca de 87% de todo o mercado, sendo a restante percentagem ocupada pela tecnologia *Thin Film*.

Falando em questões de rendimentos, o recorde atingido em laboratório para células de tecnologia monocristalina é de 26.3% obtidos por (Kaneka Corporation, 2016) e 21.3% obtidos por (Pierre J, 2016) para a componente policristalina. A tecnologia *Thin Film*, apresenta valores de rendimento menores, atingindo 21.0% através das vertentes CdTe obtido por (First Solar, 2014) e 22.6% na componente CIGS obtidos por (Roselund, 2016), sendo também valores obtidos em laboratório (Tiwari & Dubey, 2010). A totalidade dos

valores de eficiência, para todas as tecnologias existentes, pode ser consultado em (Martin A. Green, et al., 2016).

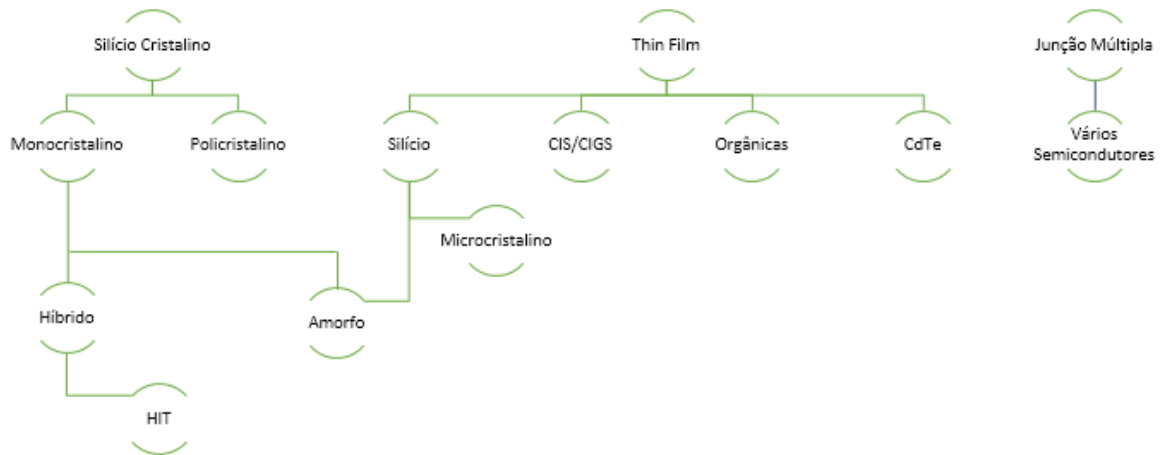


Figura 3.9: Famílias de tecnologias existentes à presente data.

[Fonte: (Borthakur, 2017)]

### 3.2.1. 1ª GERAÇÃO SILÍCIO CRISTALINO

A abundância do silício na natureza deu ao mesmo o estatuto de principal elemento utilizado como material dominante na construção das células fotovoltaicas. A acrescentar a este importante facto, surge ainda a questão da maturidade dos processos de fabrico, devido ao extenso estudo desta tecnologia e à prática da sua utilização (McEvoy, Markvart, & Castaner, 2011). Atualmente o seu processo produtivo é o mais desenvolvido, tornando os custos de produção baixos o que se reflete no preço final do produto (Tiwari & Dubey, 2010).

O motivo da existência de uma diferenciação das células de silício em dois grupos distintos deve-se ao processo construtivo. Uma célula monocristalina possui na sua constituição apenas um grão de cristal alinhado, reduzindo as perdas de captação (McEvoy, Markvart, & Castaner, 2011). No processo de construção de uma célula policristalina, o cristal utilizado possui variados grãos de silício, resultando no aparecimento de defeitos construtivos nos pontos de contacto, entre os diversos grãos, o que se traduz num maior número de perdas (Tiwari & Dubey, 2010).

### 3.2.2. 2ª GERAÇÃO *THIN FILM*

Apesar da tecnologia descrita no ponto anterior dominar o mercado, existe uma grande aposta na instalação da tecnologia *Thin Film*. Surge como resposta ao elevado consumo de silício, nas condições existentes no passado o rendimento desta tecnologia não compensava a sua utilização, o avanço da tecnologia levou a um aumento do seu rendimento, eliminando assim o seu fator de desvantagem. É necessário referir que apesar do seu aumento de rendimento, esta tecnologia possui um tempo esperado de vida inferior às restantes, estando neste momento fixado nos 20 anos, comparativamente com os 25 anos da tecnologia à base de silício cristalino (McEvoy, Markvart, & Castaner, 2011). O seu desenvolvimento nunca foi fundamentado pelos seus elevados rendimentos, mas sim pelos baixos custos de produção comparativamente com a silício cristalino (Borthakur, 2017).

O ponto mais atrativo desta segunda geração de células recai sobre a sua flexibilidade, não é um sistema rígido como os restantes, melhorando a sua integração estrutural com os edifícios e a possibilidade de utilização em janelas. A sua grossura varia entre alguns nanómetros (nm) e micrómetros ( $\mu\text{m}$ ), 100 vezes menor que uma célula cristalina. Esta característica deve-se ao seu processo construtivo, em oposição as células de primeira geração (silício cristalino). As camadas homogéneas compostas por material fotossensível são depositadas sobre um componente rígido de baixo custo, sendo os mais utilizados o plástico ou o vidro. Dentro da tecnologia fina é possível realizar uma subdivisão tendo em conta o material fotossensível utilizado na sua construção, os três principais grupos são:

- Telureto de cádmio (CdTe);
- Silício amorfo (a-Si) e silício amorfo microcristalino ( $\mu\text{c-Si}$ );
- Disseleneto de cobre e índio (CIS) e disseleneto de cobre, índio e gálio (CIGS).

A tecnologia CdTe é investigada quanto as suas aplicações fotovoltaicas desde a década de 70. Um dos fatores da sua atratividade corresponde ao número de métodos de produção. Existem mais de dez processos construtivos capazes de produzir células com rendimentos superiores a 10%, quatro deles atingindo mesmo a comercialização no mercado atual. Das tecnologias apresentadas, a CdTe apresenta o maior número de desafios a superar para se tornar uma opção viável no mercado (Tiwari & Dubey, 2010). A dualidade da utilização de

elementos de cobre nos contactos da célula permite atingir rendimentos mais elevados, contudo é uma fonte de problemas a longo prazo. Os tratamentos de otimização das células devem ser mais desenvolvidos de forma a simplificar a sua compreensão e incorporados numa linha de produção (Tiwari & Dubey, 2010). Os módulos CdTe apresentam grande sensibilidade aos fatores ambientais exteriores, o contato com o oxigénio e a humidade acelera a sua decomposição. Por fim, existe a necessidade de desenvolvimento de um processo de reciclagem de fim de vida do módulo (McEvoy, Markvart, & Castaner, 2011).

Relativamente ao silício amorfo (a-Si), o seu baixo rendimento é compensado por uma característica única associada a esta tecnologia, o seu rendimento é independente da temperatura. A importância da temperatura ambiente, no rendimento das células, já foi abordada neste documento, foi visto que o rendimento baixa com o aumento da temperatura do módulo (McEvoy, Markvart, & Castaner, 2011). A independência da temperatura torna esta tecnologia única e aumenta o seu rendimento entre 2% a 4% comparativamente com as restantes tecnologias, durante o verão e em condições de funcionamento reais. Os principais desafios a superar para se tornar numa opção com presença de mercado passam pelo aumento de rendimento dos atuais 6 a 8%, para valores de 10 a 12% (em condições reais), minimizar a degradação das células o que implica perdas de eficiência a longo prazo e os melhoramentos nos processos produtivos de forma a diminuir custos e tempo de produção (Borthakur, 2017).

A utilização do gálio (CIGS) apresenta um aumento do hiato energético e uma maior eficiência. Atualmente existem apenas dois processos de fabrico implementados no mercado, co-evaporação e a selenização (Tiwari & Dubey, 2010). As principais pesquisas focam a sua atenção no uso de diferentes métodos de incorporação de diversos materiais com o intuito de eliminar as restrições do hiato energético. Os principais desafios da tecnologia CIGS passam pelo controlo da correta composição dos seus componentes em estado fundamental durante o processo de fabrico, desenvolver um substituto para o disseleneto de Cádio presente na junção N e encontrar melhores e mais eficazes processos de fabrico (McEvoy, Markvart, & Castaner, 2011).

### **3.2.3. 3ª GERAÇÃO OUTRAS TECNOLOGIAS**

A importância do aproveitamento da energia solar, leva à exploração de diversas tecnologias para a melhoria do processo de transformação energética, com o objetivo de diminuir as perdas e aumentar o seu rendimento. Algumas das tecnologias em estudo, atualmente, passam por células fotovoltaicas multijunção (CPV), células sensibilizadas por corante (DSSC) e células orgânicas poliméricas (OPV) (Tiwari & Dubey, 2010). Devido à sua reduzida presença no mercado atual, o presente documento não aprofunda as tecnologias enunciadas (McEvoy, Markvart, & Castaner, 2011).

A tecnologia de multijunção destrói o rendimento de todas as outras tecnologias, facto que se deve à pureza e perfeição dos materiais cristalinos utilizados na sua construção e à sua capacidade de conseguir captar um maior intervalo de radiação do espectro solar, ou aproveitar o mesmo intervalo de forma mais eficiente. Todos estes fatores se traduzem num custo extremamente elevado (Tiwari & Dubey, 2010). A sua presença no mercado global é muito reduzida, a sua presença destaca-se nos equipamentos enviados em missões espaciais onde, o seu alto rendimento prevalece sobre o seu elevado custo (McEvoy, Markvart, & Castaner, 2011).

O conceito de células sensibilizadas por corante não opera sob o efeito fotovoltaico, mas sim sobre a transferência de carga a nível molecular, um pouco como é realizada a fotossíntese. A sua capacidade de absorção do espectro depende da manipulação química realizada do corante (Tiwari & Dubey, 2010). Apesar do rendimento máximo obtido já ultrapassar o patamar fulcral de 10% (13% obtido por (Simon Mathew, et al., 2014)), ainda existem diversos desafios a superar em termos de estabilidade e processos de construção (McEvoy, Markvart, & Castaner, 2011).

### **3.3. ARQUITETURA DO SISTEMA**

A produção gerada por apenas uma célula fotovoltaica não atinge valores significativos capazes de alimentar circuitos, cujos requisitos energéticos são de valor elevado. Uma correta associação de várias células permite atingir valores significativos de produção. Ao conjunto de várias células atribui-se o nome de módulo fotovoltaico, o produto usualmente vendido ao consumidor (Tiwari & Dubey, 2010). O encapsulamento de um elevado número

de células num único módulo oferece não só um aumento de potência significativa como também, um meio de proteção das células contra as intempéries e agentes externos, através de uma estrutura compacta e de fácil manuseamento. Por consequente a associação de vários módulos resulta num painel fotovoltaico (Castro, 2002).

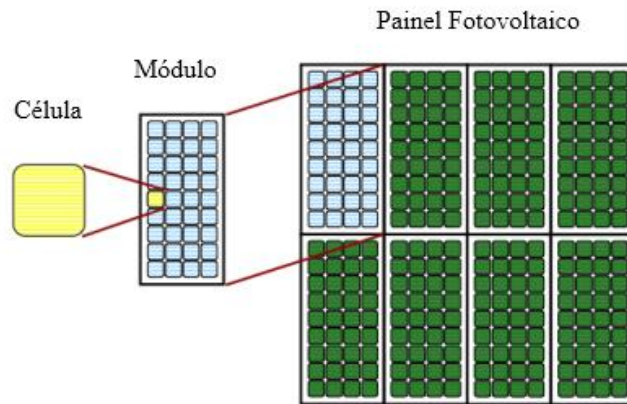


Figura 3.10: Hierarquia de montagem de um painel fotovoltaico.

[Fonte: (Carneiro, 2010)]

Tendo em conta a função para qual o sistema é dimensionado, a correta associação dos componentes é essencial para atingir os valores de produção necessários para uma constante alimentação da carga presente no circuito (Tiwari & Dubey, 2010).

As associações apresentadas nos pontos seguintes (3.3.1, 3.3.2 e 3.3.3) são aplicadas quer às células ou módulos fotovoltaicos. O resultado obtido é o mesmo sendo que a única diferença se encontra nos valores das grandezas de corrente e tensão.

### 3.3.1. ASSOCIAÇÃO EM SÉRIE

Uma associação em série de um circuito elétrico apresenta um funcionamento equivalente e de acordo com as leis da eletricidade conhecidas. Esta associação é obtida realizando o contacto físico do polo negativo anterior com o polo positivo posterior, mantendo uma continuidade do circuito (Tiwari & Dubey, 2010). A existência de dois módulos conectados em série resulta num valor de tensão mais elevado, mantendo uma corrente constante, geralmente a corrente estipulada do módulo fotovoltaico. O resultado deste tipo de associação é denominado de *String* (Castro, 2002).

Analisando a associação em termos matemáticos, o seu funcionamento é traduzido pelas Equações (3.9), (3.10) e Figura 3.11, onde são apresentados os valores resultantes de tensão e corrente para uma associação de módulos em série.

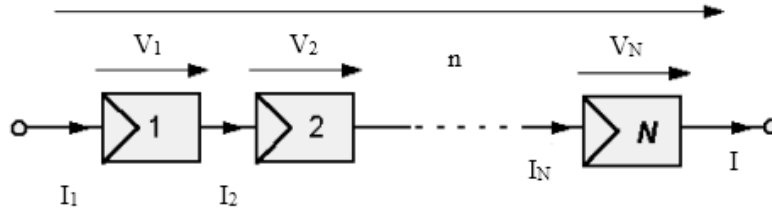


Figura 3.11: Representação de uma associação em série.

[Fonte: Adaptada de (Instituto Superior Técnico)]

$$V_{OC(Total)} = \sum_{n=1}^n V_n \tag{3.9}$$

$$I_{CC(Total)} = I_1 = I_2 = \dots = I_n \tag{3.10}$$

Graficamente a associação é demonstrada pela Figura 3.12, onde é possível ver a evolução das curvas I-V resultantes da associação.

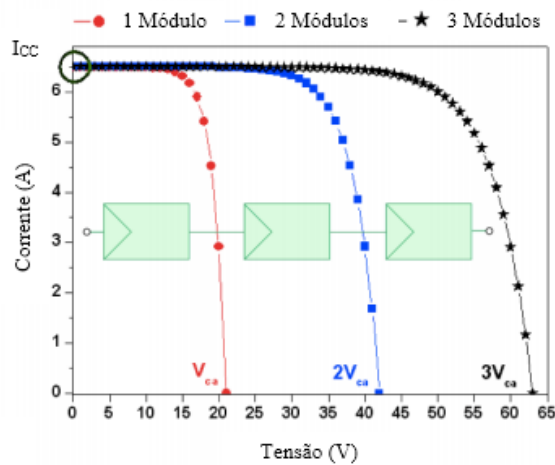


Figura 3.12: Influência na característica I-V de uma associação em série.

[Fonte: (Carneiro, 2010)]

### 3.3.2. ASSOCIAÇÃO EM PARALELO

Uma associação em paralelo, em contraste com a anterior demonstrada, resulta na obtenção de correntes de curto-circuito mais elevadas, mantendo a tensão de circuito aberta constante, usualmente a estipulada pelo módulo. O seu funcionamento é descrito pelas Equações (3.11) e (3.12) bem como pela Figura 3.13 (Tiwari & Dubey, 2010).

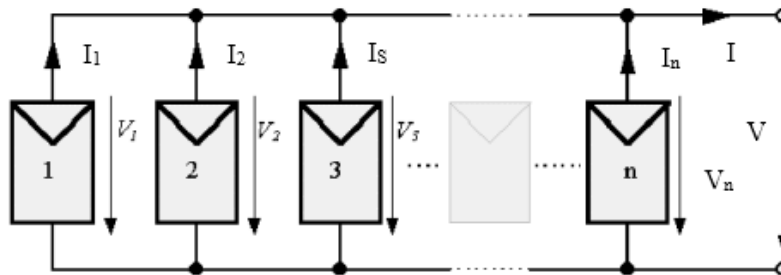


Figura 3.13: Representação de uma associação em paralelo.

[Fonte: Adaptada de (Instituto Superior Técnico)]

$$V_{OC(Total)} = V_1 = V_2 = \dots = V_n \quad (3.11)$$

$$I_{CC(Total)} = \sum_{n=1}^n I_n \quad (3.12)$$

Graficamente a associação é demonstrada pela Figura 3.14, onde é possível ver a evolução das curvas I-V de uma associação em paralelo.

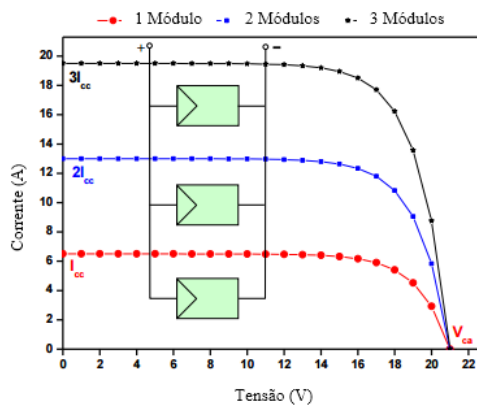


Figura 3.14: Influência na característica I-V de uma associação em paralelo.

[Fonte: (Carneiro, 2010)]

### 3.3.3. ASSOCIAÇÃO MISTA

Num sistema fotovoltaico são usualmente utilizadas ambas as associações apresentadas anteriormente. O resultado final é um conjunto de módulos associados em série (*strings*), que por sua vez são associadas em paralelo (Figura 3.15). Esta arquitetura resulta numa manipulação de corrente e tensão. Em todas as associações apresentadas é pressuposto que todos os módulos associados possuem características iguais de tensão, corrente e potência (Tiwari & Dubey, 2010).

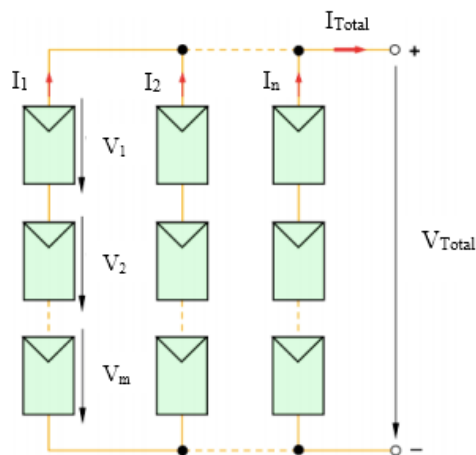


Figura 3.15: Representação de uma associação mista.

[Fonte: (Carneiro, 2010)]

Atendendo as equações apresentadas para cada tipo de associação, os resultados obtidos com a junção de ambas são traduzidos matematicamente pelas Equações (3.13) e (3.14) (Tiwari & Dubey, 2010).

$$V_{AC(Total)} = m \times V_{OC} \quad (3.13)$$

$$I_{CC(Total)} = n \times I_{CC} \quad (3.14)$$

Onde:

- $m$  e  $n$ , correspondem respetivamente ao número de módulos associados em série numa *string* e o número de *strings* no sistema.

- $V_{oc}$  e  $I_{cc}$ , correspondem aos valores característicos do painel fornecidos pelo fabricante.

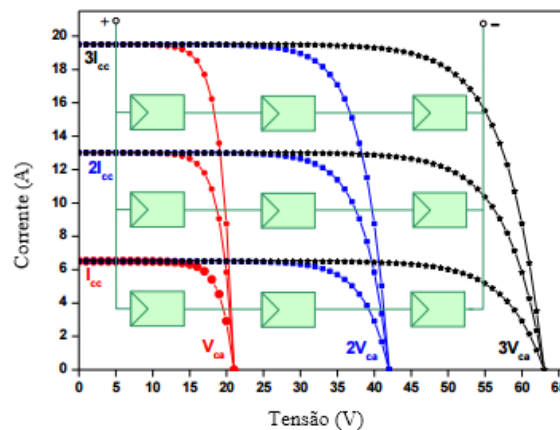


Figura 3.16: Influência na característica I-V de uma associação mista.

[Fonte: (Carneiro, 2010)]

Por fim a Figura 3.16 são apresentadas as curvas I-V de um sistema fotovoltaico durante uma associação mista.

### 3.4. RESTANTES COMPONENTES DO SISTEMA

A finalidade para o qual foi dimensionado o sistema fotovoltaico determina o método de ligação, e os componentes a utilizar. Existem diversos métodos de ligação, neste caso de estudo são apresentados apenas os esquemas tipo de produção para autoconsumo apresentados na secção 712 das Regras Técnicas de Instalações Elétricas de Baixa Tensão (RTIEBT) (Comissão Técnica de Normalização Electrotécnica, 2015), onde são fixadas as regras específicas a aplicar às instalações elétricas alimentadas por sistemas fotovoltaicos.

Na Figura 3.17 é apresentado o esquema de uma unidade de produção de autoconsumo com apenas um grupo fotovoltaico, de potência superior a 1,5 KW, associada a uma instalação de consumo alimentada pela RESP, em baixa tensão nominal (BTN) ou baixa tensão especial (BTE).

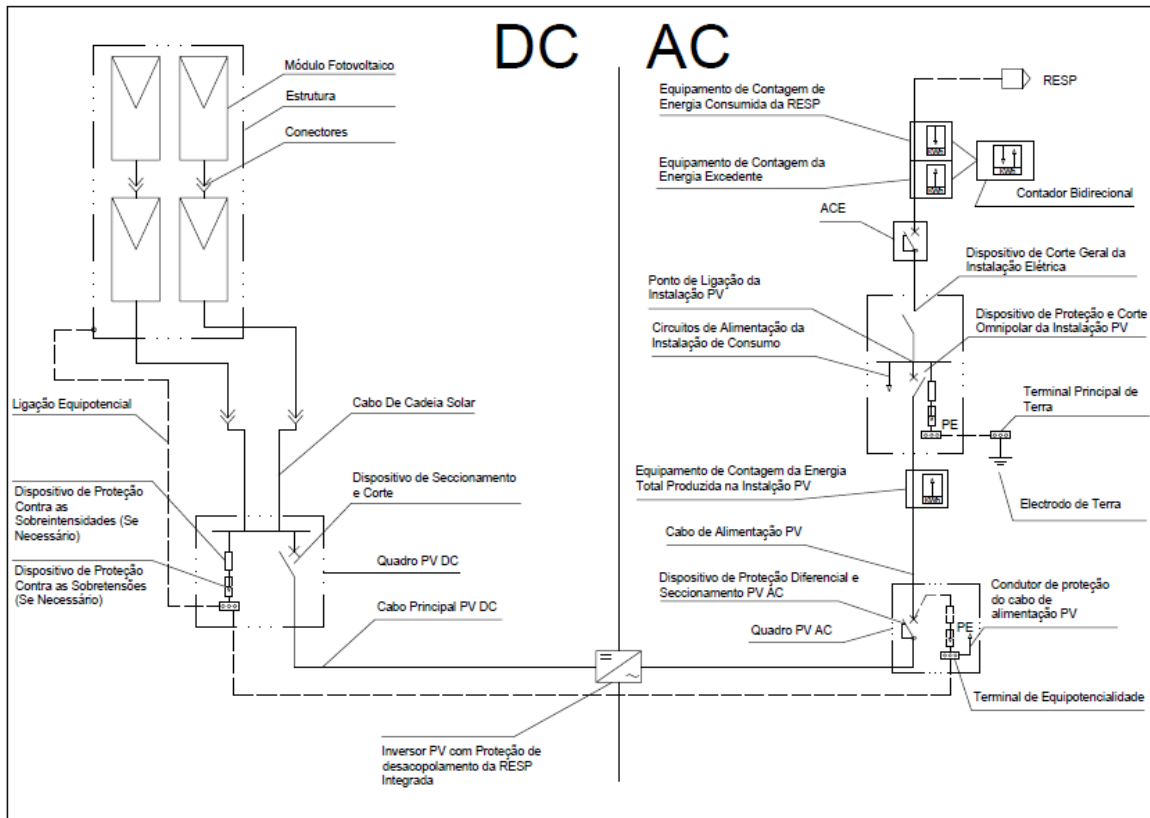


Figura 3.17: Esquema de ligação de uma instalação, associada a uma instalação elétrica alimentada pela RESP, em BTN ou em BTE.

[Fonte: Adaptada de (Comissão Técnica de Normalização Electrotécnica, 2015)]

Visto a instalação se encontrar ligada à RESP, é necessária uma atenção reforçada nos equipamentos a utilizar e na forma de montagem do sistema. Os esquemas tipo foram adotados da norma HD 60364-7-712 sendo a tradução realizada com âmbito da Comissão Técnica Eletrotécnica (CTE) 64 que encontra fundamento na criação de boas práticas, normas de segurança e de compatibilidade a implementar nas instalações elétricas em edifícios, onde são abordados temas referentes ao risco associado à instalação e produção de energia elétrica através de sistemas solares fotovoltaicos, como os contactos diretos e indiretos na componente continua (DC) do circuito e as descargas atmosféricas na estrutura de suporte.

Genericamente os componentes de um sistema de produção, em ambas as suas componentes (autoconsumo e pequena produção), passam pelo grupo de produção fotovoltaico, os díodos de desvio (*by-pass*) e de *string*, a cablagem DC, o inversor, a cablagem AC, as proteções e o equipamento de contagem e monitorização.

Mantendo uma análise coerente e ordenada, os componentes vão ser apresentados por ordem de instalação, de montante para jusante, excluindo o grupo gerador visto já ter sido abordado no ponto anterior (3.3).

### 3.4.1. DÍODO DE *BY-PASS* E DE BLOQUEIO

Numa associação de módulos fotovoltaicos em série, os módulos presentes a jusante são vistos como uma carga do ponto de vista elétrico. Deste modo existe o risco de ser gerada uma corrente negativa nos seus extremos, criando uma dissipação de potência num ponto específico do módulo, que se traduz num aquecimento acima do normal, em determinados pontos (Civic Solar, 2011). Os díodos de *by-pass* respondem a este problema criando um caminho alternativo às correntes geradas e devem ser instalados anti-paralelamente com os módulos, como apresentado na Figura 3.18 (Sonnenenergie, 2012).

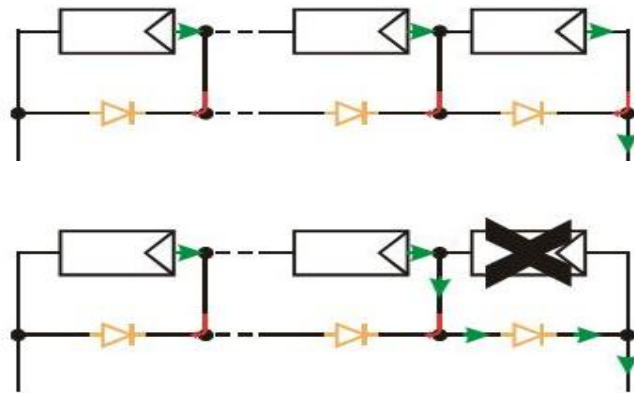


Figura 3.18: Esquema de montagem dos díodos de *By-pass* e fluxo de corrente adoptado, em caso de falha de um módulo.

[Fonte: (Civic Solar, 2011)]

Mantendo o pensamento explicado para os díodos de *by-pass*, o mesmo fenómeno acontece entre as *strings* do sistema. Em caso de perda de tensão numa *string*, devido a defeito ou sombreamento, é gerada uma corrente inversa na própria, originária da diferença de tensão entre *strings*. Do ponto de vista elétrico, a fileira com defeito passa a ser uma carga para as restantes. Os díodos de bloqueio instalados em série, em cada *string*, evitam o aparecimento de correntes inversas, protegendo a fileira em avaria contra

defeitos permanentes. Na Figura 3.19 são apresentados os fluxos de corrente aquando de um defeito numa *string* (Schneider Electric, 2012).

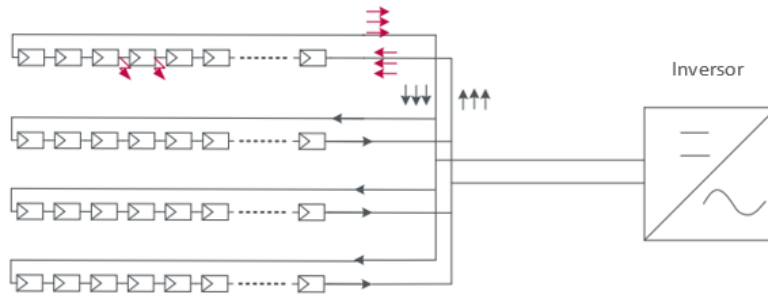


Figura 3.19: Fluxo de corrente em caso de de falha numa String.

Fonte: (Schneider Electric, 2012)]

Num cenário de funcionamento normal a variação do  $V_{OC}$  no circuito é pouco significativa. Em caso de defeito, esta variação atinge valores elevados provocando a alteração da direção do fluxo energético, este passa agora a fluir pela *string* em defeito (vista como uma carga do ponto de vista elétrico). Este fenómeno está apenas adjacente a sistemas que possuam mais de duas *strings* na sua arquitetura. Nos restantes casos a corrente inversa nunca atinge valores superiores à corrente inversa máxima (Schneider Electric, 2012).. A utilização de díodo de bloqueio passou a ser incorporada nos ligadores de *string*.

A Figura 3.20 resume toda a informação explicada, apresenta o esquema de montagem dos díodos referidos, bem como o seu método e local de instalação.

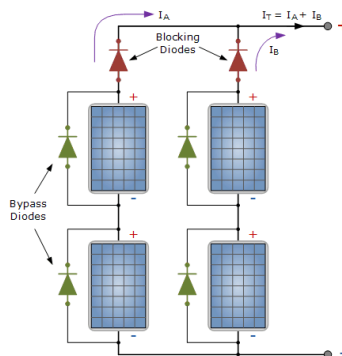


Figura 3.20: Esquema de montagem dos díodos de *by-pass* e de fileira.

[Fonte: (Civic Solar, 2011)]

### 3.4.2. INVERSOR

Como referido anteriormente, a produção fotovoltaica é realizada em DC enquanto a alimentação é realizada em AC. Cabe ao inversor realizar a conversão DC/AC, em Portugal e para sistemas ligados à rede elétrica nacional, a saída AC deve possuir uma tensão de 230/400 V e uma frequência de 50Hz. A tecnologia inserida nos inversores sofreu um aumento exponencial, atualmente são depositadas diversas tarefas ao inversor, além da conversão de corrente.

Dependendo da arquitetura do sistema, existem diferenças no tipo de inversor a utilizar. Num sistema conectado à rede são utilizados inversores de rede (*Grid-Tie*), já nos sistemas isolados são usados inversores autónomos (*Off-Grid*). Existem ainda os inversores híbridos que correspondem a uma tecnologia muito recente e são capazes de funcionar em ambas as vertentes (Sonnenenergie, 2012).

Como demonstrado anteriormente, não existem dois painéis iguais, mesmo sendo o mesmo modelo e do mesmo fabricante, as características construtivas e climatéricas influenciam o seu ponto de máxima potência. De forma a manter o sistema a operar no seu ponto de máxima potência (MPP sigla em Inglês derivada de *Maximum Power Point*), o inversor deve possuir um sistema de seguimento que ajusta automaticamente a tensão de entrada do inversor de acordo com o MPP (Sonnenenergie, 2012).

É da responsabilidade do inversor realizar a conversão de corrente contínua em corrente alternada, o registo operacional dos dados de produção durante o funcionamento da instalação, possuir dispositivos de proteção DC e AC, contra inversão de polaridade e proteção contra sobrecargas e sobretensões e o ajuste do ponto operacional através do *Maximum Power Point Tracker* (MPPT), ajustando o funcionamento do inversor à potência de pico máxima (MPP) do gerador.

O método de instalação do inversor nos sistemas fotovoltaicos também sofreu uma evolução com o aumento de conhecimento do funcionamento destes sistemas e da experiência de montagem. Era usual utilizar apenas um inversor, independentemente da dimensão da instalação, o que requeria dos inversores uma grande capacidade de lidar com

valores de produção muito elevados, tornando os inversos de enormes dimensões e com custos não viáveis economicamente (Sonnenenergie, 2012).

Atualmente são utilizados três tipos de montagem distintos, adequando a tipologia mais correta a cada sistema em questão.

### Inversor Central

A utilização de um inversor central requer a ligação do grupo gerador num único ponto, centralizando toda a produção num único inversor. A Figura 3.21 corresponde ao esquema de ligação de um sistema com inversor central.

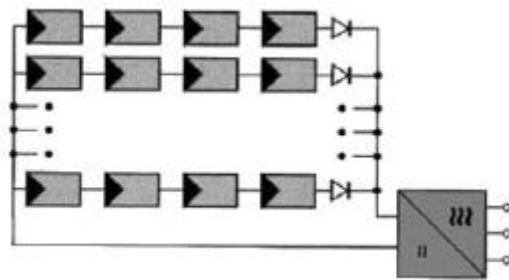


Figura 3.21: Esquema de ligação de um inversor central.

[Fonte: (Morais, 2009)]

A implementação de uma solução, com inversor central, traduz-se nas seguintes características (Sonnenenergie, 2012):

- Conversão de energia “afunilada” num único ponto, traduzido em perda geral de produção em caso de avaria;
- Controlo limitado do MPP;
- Redução global do desempenho do sistema, em caso de sombreamento parcial;
- Utilizado em sistemas de pequena dimensão;
- Alta eficiência e rendimento;
- Aumento das dimensões com o aumento de potência da instalação;

- Custo de substituição elevado.

### Inversor de Fileira

Recorrendo a inversores de fileira a redundância do sistema aumenta. Em cada fileira é colocado um inversor que lida apenas com a produção da fileira correspondente. É possível perceber melhor esta metodologia através da Figura 3.22 (Sonnenenergie, 2012).

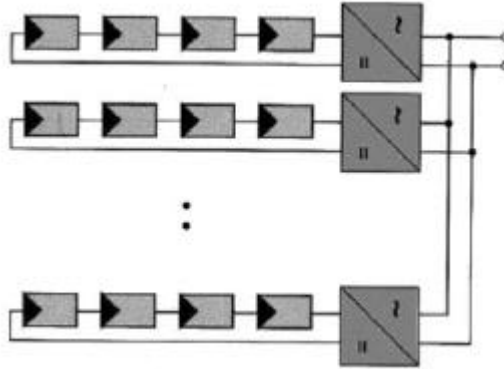


Figura 3.22: Esquema de ligação de um inversor de fileira.

[Fonte: (Morais, 2009)]

Ao optar por este tipo de montagem, o sistema ganha vantagem nos seguintes pontos (Sonnenenergie, 2012):

- Conversão de energia dividida num número de pontos igual ao número de fileiras;
- Pontos de controlo de MPP igual ao número de inversores;
- Possibilidade de aumento da potência instalada;
- Redução parcial do desempenho em caso de sombreamento;
- Utilizado em sistemas de grande dimensão;
- Continuidade de produção em caso de falha, ou manutenção individual de um inversor;
- Menor custo de substituição.

### Inversor por Módulo

Com o aumento da tecnologia e a conseqüente redução do tamanho dos componentes, surge a possibilidade de dotar cada módulo com um inversor dedicado. As únicas vantagens desta metodologia passam pela superior redundância, comparado com as anteriormente referidas, e pela redução no valor de pernas do lado DC, devido ao reduzido comprimento da cablagem. O aumento do número de inversos é traduzido em maiores custos. Esta solução é apenas utilizada para instalações de tamanho reduzido, onde não exista um elevado número de módulos (Sonnenenergie, 2012).

A Figura 3.23 apresenta o esquema simplificado da terceira solução de implementação. (inversor por módulo).

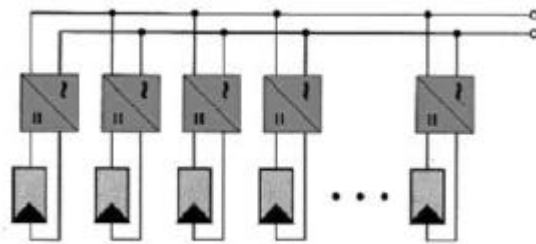


Figura 3.23: Esquema de ligação de um inversor por módulo.

[Fonte: (Morais, 2009)]

#### 3.4.3. CARACTERÍSTICAS DOS INVERSORES

Na presente data, as tecnologias construtivas existentes e implementadas no campo dos inversores permitem a obtenção de um valor de perdas extremamente baixo. A Eficiência de Conversão ( $\eta_{Con}$ ) representa o valor cumulativo de perdas derivadas do transformador (no caso de existir), dos dispositivos de comutação, do controlador e nos dispositivos responsáveis pela recolha de dados (Sonnenenergie, 2012).

$$\eta_{Con} = \frac{P_{Out}}{P_{In}} \quad (3.15)$$

Onde,

- $P_{Out}$ , corresponde à potência de saída efetiva;

- $P_{In}$ , corresponde à potência de entrada efetiva.

Atualmente, os inversores utilizados em sistemas fotovoltaicos, conectados à rede, garantem a adaptação das curvas I-V do grupo fotovoltaico às variações de irradiância e temperatura. A capacidade do inversor ajustar o MPP, é descrito pela Eficiência de Rastreamento (Sonnenenergie, 2012).

$$\eta_{MPPT} = \frac{P_{In}}{P_{Pv}} \quad (3.16)$$

Onde,

- $P_{Pv}$ , corresponde à potência máxima do inversor;

A oscilação do ponto de operação deve ser a menor possível, efeito que é evidente nos inversores sem transformação.

#### 3.4.4. DISPOSITIVOS DE PROTEÇÃO

De forma a respeitar as normas de segurança impostas para os sistemas fotovoltaicos, a instalação carece de dispositivos de proteção contra contactos diretos e indiretos, bem como dispositivos de seccionamento que repartam o sistema em caso de avaria ou manutenção. No esquema unifilar presente na Figura 3.17 (primeira deste capítulo), estão representados todos os dispositivos de corte e seccionamento e a sua localização no sistema fotovoltaico.

O isolamento do inversor para operações de manutenção ou em caso de falhas, é assegurado pelos dispositivos de seccionamento presentes a montante e jusante, tanto no quadro DC como no quadro AC. No caso do dispositivo presente no quadro DC, este deve ser bipolar, realizando o corte do circuito positivo e negativo e dimensionado para as condições mais desfavoráveis possíveis de existir no local.

O Despacho n.º 5/2017 de 28 de março de 2017 cita que enquanto não for publicado o Regulamento Técnico e de Qualidade previsto no artigo 19º do DL 153/2014, os esquemas em vigor são os aprovados pelo Despacho de 24/03/2015 publicado no *site* da DGEG. O despacho determina que para potências inferiores a 250 KW não existe necessidade de aplicação de proteção homopolar.

Devido ao seu método de instalação, usualmente no ponto mais elevado da construção, a proteção contra descargas atmosféricas deve ser realizada através de uma ligação física entre a estrutura de suporte e o circuito de proteção contra descargas atmosféricas. Em caso de ausência do mesmo no local de instalação, a estrutura deve ser ligada à terra. A ligação à terra deverá existir também nos casos que, os inversores escolhidos não apresentem transformador de isolamento.

A existência de um descarregador de sobretensões (DST) surge com o intuito de proteger os componentes do sistema contra variações da rede elétrica a que esta conectado.

O sistema fotovoltaico engloba todo e qualquer componente existente até ao quadro geral de baixa tensão (QGBT). Atingindo esse ponto, a responsabilidade passa a ser da entidade competente, daí não ser realizada uma análise dos componentes presentes a partir deste ponto.

#### **3.4.5. CABLAGEM**

No que diz respeito ao método de ligação de todos os componentes do sistema, é possível encontrar ao longo do seu percurso diferentes tipos de cabo, referente à diferente natureza das correntes DC e AC. O cabo de ligação DC, utilizado a montante do inversor deve ser dimensionado de acordo com a norma IEC 60364-7-712, existindo uma especial atenção ao risco de incêndio e às descargas atmosféricas.

A jusante do inversor é utilizado cabo AC de dois condutores, caso a instalação seja monofásica ou quatro condutores caso seja uma instalação trifásica. O dimensionamento da componente AC deve ser realizado de forma a cumprir as RTIEBT e o guia técnico das instalações de produção independentes de energia elétrica.

A ligação física entre painéis é realizada recorrendo a cabos de fileira que deve ser dimensionado para um valor de corrente 1.25 vezes superior ao valor do  $I_{CC}$  dos módulos.

### **3.5. DESEMPENHO DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO**

#### **3.5.1. ASPETOS CONSTRUTIVOS**

As causas que afetam a produção de um sistema podem surgir através de diversos fatores físicos ou ambientais, impossíveis de controlar. Nos aspetos referentes ao dimensionamento da instalação, deve-se ter especial atenção ao local de montagem de forma a calcular a correta orientação e inclinação dos módulos. Em termos arquitetónicos, é necessário ter atenção ao sombreamento causado por aspetos circundantes ao local, que possam influenciar a produção do sistema.

Ao dimensionar o sistema quanto à sua orientação, deve ter-se em conta o local da instalação em questão (hemisfério sul ou norte). A orientação dos módulos, deve ser sempre contrária ao hemisfério em que este vai ser instalado, dando o exemplo de Portugal, que se encontra localizado geograficamente no hemisfério norte, as instalações são todas orientadas a sul. Este passo permite maximizar a radiação solar incidente nos módulos, e consequentemente maximizar a produção.

No caso da inclinação dos painéis, devido à natureza de rotação da Terra em torno do sol, os efeitos são traduzidos numa variação do ângulo de incidência solar ao longo de um ano. O ângulo que se traduz num melhor desempenho do sistema varia consoante a posição global da instalação. Um ângulo de inclinação não ideal traduz-se num funcionamento aquém do máximo possível do sistema.

Definido o local de instalação ótimo para determinado sistema, deve ser realizada uma análise às componentes arquitetónicas do horizonte circundante, de forma a garantir que, a nenhuma altura do dia, nenhum ponto da instalação se encontra sobre o efeito de sombreamento. De notar que um sombreamento provocado por uma infraestrutura será considerado um sombreamento permanente, não pode corrigido depois de realizada a instalação

### 3.5.2. ASPETOS AMBIENTAIS

O sistema fotovoltaico é bastante sensível aos aspetos ambientais que o influenciam, sendo que estes aspetos influenciam diretamente os resultados obtidos pela ferramenta desenvolvida. As variações de produção causadas por características ambientais são detetadas pela ferramenta e podem conseqüentemente ser analisadas, resultando numa tomada de decisão sobre a melhor forma de lidar com a incoerência.

O aspeto principal, que mais influencia a produção de um gerador fotovoltaico, é conseqüentemente a irradiação solar incidente no mesmo. O valor de produção realizada através do sistema fotovoltaico depende maioritariamente da qualidade e quantidade de irradiação que atinge o painel, de forma direta ou indireta (Sonnenenergie, 2012).

Caso a instalação seja bem dimensionada e atingida por radiação suficiente para uma boa produção, o sistema pode ainda ser influenciado por questões de sombreamento transitório.

Este sombreamento é provocado por diversas causas fora do controlo humano, tais como condições ambientais fracas, fauna e flora do meio ambiente circundante e estruturas implementadas após a instalação do sistema. Uma nuvem que se oponha no caminho da irradiação, poeira, folhas caídas, presença de neve e dejetos de pássaros são alguns dos exemplos de causas de sombreamento transitório. O sombreamento parcial do painel fotovoltaico é apontado como a principal razão de quebra de produção. Este sombreamento pode afetar o sistema de quatro formas distintas (Nieves, 2011):

- Sombreamento completo de uma *string*;
- Sombreamento parcial de uma *string*;
- Sombreamento parcial de várias *strings*;
- Múltiplas situações.

- **Sombreamento completo de uma *string*.**

Na existência de um sombreamento completo de uma *string*, o comportamento do sistema passa por uma redução na produção de energia, proporcional ao número de *strings* total do sistema. No caso da existência de dez *strings*, e a existir sombreamento completo de uma *string*, a redução de produção será na ordem de 1/10 da produção total. A Figura 3.24 demonstra um esquema aquando de um sombreamento completo de uma *string*. Em termos de consequências para o sistema, apenas se reflete numa perda de energia, não existindo qualquer consequência a curto ou longo prazo para os restantes módulos do sistema.

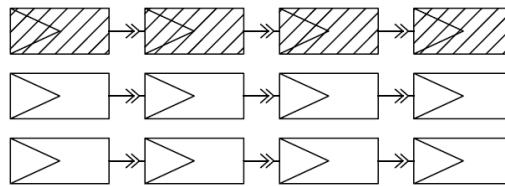


Figura 3.24: Sombreamento de uma *string*.

- **Sombreamento parcial de uma *string*.**

Na situação de sombreamento parcial de uma *string*, apenas alguns dos módulos presentes na *string* sofrem de sombreamento. O efeito desta causa é demonstrado através de um aumento da tensão na *string*, levando os restantes módulos (não sombreados) a operar num ponto de funcionamento não coincidente com o ponto ótimo previsto. Os efeitos deste fenómeno agravam a situação do sistema, acrescentando à perda de produção parcial da *string*, existe ainda uma degradação dos restantes módulos (não sombreados), colocando o sistema em desequilíbrio. A Figura 3.25 demonstra graficamente o sombreamento parcial de uma *string*.

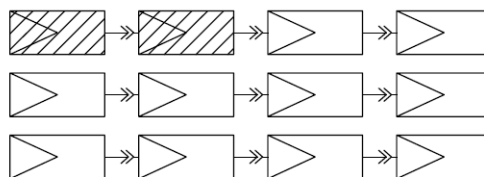


Figura 3.25: Sombreamento parcial de uma *string*.

- **Sombreamento parcial de várias *strings*.**

O terceiro caso combina o sombreamento parcial de todas as *strings* do sistema, como demonstrado na Figura 3.26. Em oposição ao caso visto anteriormente, a diminuição da tensão é constante ao longo de todas as *strings*, continua a existir uma alteração do ponto ótimo de funcionamento, mas sendo este efeito comum a todas as *strings*, não existe degradação dos restantes módulos.

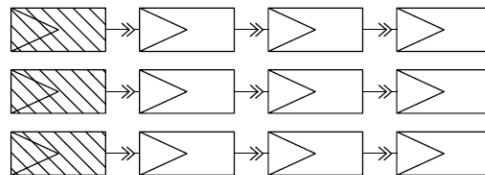


Figura 3.26: Sombreamento parcial de múltiplas *string*.

- **Múltiplas situações.**

A última situação, e a mais prejudicial ao sistema, consiste numa culminação de todas as possibilidades apresentadas até ao momento. A Figura 3.27 apresenta todos os tipos de sombreamento existentes. Na presença desta situação, as consequências para o sistema passam por uma perda de produção bastante significativa e uma degradação observada nos módulos não sombreados.

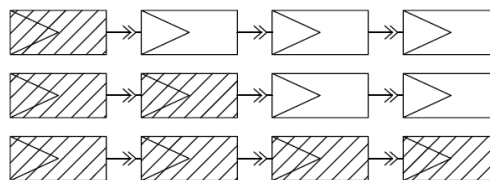


Figura 3.27: Múltiplas situações de sombreamento.

O desempenho das instalações fotovoltaicas é em muito influenciado pela existência de sombras parciais, nas células de cada módulo. É fundamental que os obstáculos responsáveis por possíveis sombreamentos nos painéis sejam removidos. Os pontos das células, sobre o efeito de sombreamento, provocam uma resistência à passagem da corrente elétrica, que acaba por ser dissipada na forma de calor. Resultando num aumento de temperatura, nesses mesmos pontos, denominado ponto quente (*Hotspot*). O

efeito de *hotspot* conduz a uma redução da energia produzida pelo módulo bem como a uma aceleração da degradação dos seus materiais construtivos, resultando numa diminuição do tempo de vida de módulo (Rodrigues, 2017).

### **3.5.3. MANUTENÇÃO**

As ações de manutenção são essenciais para que o sistema fotovoltaico apresente um desempenho na medida do previsto, se prolongue o seu tempo de vida em funcionamento e se aumente a satisfação dos proprietários (Nieves, 2011).

Existem três grandes estratégias de manutenção implementadas num sistema fotovoltaico, são elas a manutenção preventiva, corretiva e condicional, cada uma com características e custos específicos associados (Andrade, 2017).

- **Manutenção Preventiva.**

A manutenção preventiva consiste na realização de inspeções periódicas à instalação, com o objetivo de realizar intervenções, que podem vir a ser essenciais para diminuir a ocorrência de avarias, o tempo de indisponibilidade e as perdas de produção (Nieves, 2011). O ponto negativo passa pelos custos elevados (Andrade, 2017).

- **Manutenção Corretiva.**

A manutenção corretiva, é realizada após a deteção de uma avaria no sistema (Nieves, 2011). Em comparação com a manutenção preventiva, a corretiva apresenta menores custos para o cliente devido ao número reduzido e focalizado das intervenções, contudo este tipo de manutenção expõe os componentes a um maior risco de falha crítica, que se traduz em reparações mais dispendiosas no caso de substituição total do componente afetado (Andrade, 2017).

- **Manutenção Condicional.**

A manutenção condicional analisa à informação recolhida dos sistemas de monitorização, de forma a decidir se existe necessidade de intervenção de manutenção. Consiste na estratégia mais eficaz, no que diz respeito à eficiência do sistema, em termos produtivos e económicos, embora o seu custo possa aumentar consoante a complexidade dos sistemas

de monitorização utilizados (Nieves, 2011). A decisão de intervenção é realizada através da análise de relatórios diários, mensais ou anuais, imposição de garantias e troca de equipamentos (Andrade, 2017).

#### **3.5.4. INDICADORES DE DESEMPENHO**

A monitorização do desempenho dos sistemas fotovoltaicos é fundamental, para controlar o seu rendimento e garantir o seu correto funcionamento. Devido à arquitetura e tecnologias utilizadas, o investimento necessário para a instalação de um sistema fotovoltaico ainda é elevado. É necessário realizar uma análise atenta e constante, de forma a garantir o correto funcionamento do sistema, maximizando a produção e consequentemente minimizando o período de retorno do investimento. Existem diversos indicadores desenvolvidos com o intuito de traduzir o desempenho de um sistema fotovoltaico, atualmente os dois mais utilizados são, o *Performance Ratio* (fator de qualidade para o sistema fotovoltaico) e o Fator de Capacidade, explicados seguidamente.

- ***Performance Ratio***

Existem diferentes formas de calcular o *Performance Ratio*, atendendo à possibilidade de não existir uma central meteorológica capaz de devolver valores exatos de radiação do local, foi optado por apresentar o método de cálculo apresentado por (SMA, 2011). O *Performance Ratio* apresenta a relação ente a produção de energia real, realizada pela instalação, e a produção teórica para a mesma instalação. Este é completamente independente da localização, alinhamento e radiação que o sistema está sujeito, é um rácio que possibilita a comparação de sistemas fotovoltaicos instalados em diferentes localizações do globo e sujeitos a diferentes condições climáticas (SMA, 2011).

O valor é apresentado, em percentagem, corresponde à proporção de energia disponível depois de deduzidas as diversas perdas de energia, existentes ao longo do sistema. Um sistema fotovoltaico eficiente apresenta um rácio perto dos 80% (SMA, 2011).

Atendendo que no instante de entrada de funcionamento o sistema apresenta um determinado valor de rácio e pressupondo que este valor representa o funcionamento em estado normal da instalação sem avaria e influencia externa, é possível utilizar este valor

como padrão e detetar desvios apresentados ao longo de um período de tempo. Os valores apresentados abaixo do padrão podem indicar uma possível falha do sistema ou funcionamento em condições fora do normal.

O cálculo manual do Performance Ratio é obtido de forma bastante simples, contudo é necessário o conhecimento de algumas variáveis. São necessários os valores de radiação solar incidentes sobre a localização, onde está instalado o sistema fotovoltaico, que podem ser obtidos através de um aparelho de medição instalado no local ou através de bases de dados. São também necessárias as dimensões do módulo fotovoltaico e o seu rendimento, valores apresentados na folha de características, fornecida pelo comercializador. É também possível realizar o cálculo do *Performance Ratio* através do rendimento de referencia da instalação e o seu rendimento real. Posto isto, o cálculo passa pela aplicação da Equação (3.17), onde são utilizados os valores de energia (Goetzberger & Hoffmann, 2005).

$$PF = \frac{\text{Energia Real do Sistema (Wh)}}{\text{Energia Teórica do Sistema (Wh)}} \quad (3.17)$$

Onde,

- Energia Real do Sistema, corresponde ao valor de energia produzido, em determinado período de tempo, em Wh;
- Energia Teórica do Sistema, corresponde ao valor de previsão de energia produzida em determinado período de tempo, em Wh.

Na equação anterior, o valor da energia real do sistema é obtido no contador de alimentação do sistema. A energia teórica do sistema é calculada através da Equação (3.16), recorrendo aos valores de radiação média que atinge o sistema fotovoltaico, a superfície do gerador e o rendimento do módulo.

$$\text{Energia Teórica do Sistema} = \text{Radiação} \times \text{Área do Sistema} \times \eta \quad (3.18)$$

Onde,

- Radiação, corresponde ao valor médio da radiação que atinge o painel, durante o período de tempo em análise em Wh/m<sup>2</sup>;

- Área do Sistema, corresponde à superfície do gerador fotovoltaico, em m<sup>2</sup>;
- $\eta$ , corresponde ao rendimento do módulo fotovoltaico, em percentagem.

Apesar de ser um bom método de análise, o *Performance Ratio* pode resultar em valores fora do comum e sem sentido lógico. A razão para tal acontecer, encontra justificação na utilização de valores de radiação presentes em bases de dados desatualizadas ou mal construídas, não representativas da realidade. O rendimento de um sistema fotovoltaico depende de diversos fatores, entre os quais, as perdas ao longo do sistema. Os fatores que influenciam o *Performance Ratio* são:

#### **Fatores Ambientais**

- Temperatura dos módulos fotovoltaicos;
- Radiação solar e perdas;
- Sombreamento ou sujidade nos módulos fotovoltaicos;
- Base de dados de radiação desatualizadas.

#### **Fatores Externos**

- Intervalo de tempo de análise demasiado curto;
- Perdas em linha;
- Rendimento do módulo;
- Rendimento do inversor.

#### **Fator de Capacidade**

O cálculo do fator de capacidade devolve o indicador percentual de quanta energia foi efetivamente produzida em relação à sua capacidade produtiva, num determinado período de tempo. O valor obtido deve ser bastante próximo do valor referente ao *Performance Ratio*, são visões diferentes de analisar as mesmas variáveis (Goetzberger & Hoffmann, 2005).

O Fator de Capacidade, calculado para um período anual, é apresentado pela Equação (3.19) .

$$CF = \frac{\text{Energia Real do Sistema (Wh)}}{P_{\text{Instalada}} \times 8760} \quad (3.19)$$

Onde,

- Energia Real do Sistema, corresponde ao valor de energia produzido, durante um ano, em Wh;
- $P_{\text{Instalada}}$ , corresponde à potência instalada do sistema, em W;
- O valor 8760, corresponde ao número de horas existentes num ano.

### 3.5.5. SISTEMA DE MONITORIZAÇÃO

Um sistema de monitorização encontra justificação, na necessidade constante de análise das instalações fotovoltaicas. Existem diversos *softwares* no mercado que apresentam um leque variado de funcionalidades, desde gráficos de desempenho, relação entre energia consumida e produzida e alarmes em caso de avaria.

O *software* a cargo da gestão e monitorização das instalações fotovoltaicas estudadas recai sobre o *iManager NetEco V300R006* (Huawei, 2014). Este sistema foca a sua atenção na gestão unificada, sendo responsável pela monitorização das informações de desempenho e alarme de cada instalação em tempo real. A monitorização pode assim ser realizada remotamente, devido à possibilidade de conectividade com uma aplicação para telemóvel. A componente referente ao armazenamento de dados permite, observar o comportamento histórico da instalação em questão, bem como os seus indicadores de desempenho.

Este *software* foi fulcral para o desenvolvimento do trabalho. A sua capacidade de armazenamento foi essencial para realizar o descarregamento de dados organizados sobre os valores de tensão e corrente dos inversores, referente às instalações em análise.

Na Figura 3.28 é possível visualizar a página inicial do *software*, é visível toda a informação disponibilizada ao utilizador, desde a potência produzida até ao momento, a análise gráfica

do comportamento da instalação, a redução nas emissões de CO<sub>2</sub> e informações dos inversores da instalação. Todos os dados podem ser exportados em formato CSV, de forma a serem manipulados e utilizados num estudo aprofundado da instalação, ou para referências futuras.

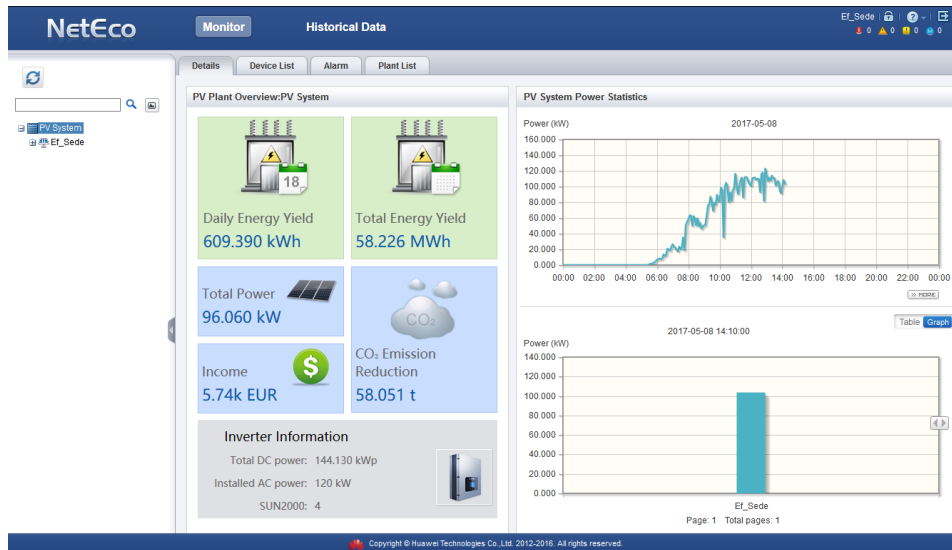


Figura 3.28: Interface do sistema de monitorização *NetEco*.

### 3.6. ANÁLISE CONCLUSIVA

Com este capítulo é possível ver que um sistema fotovoltaico é extremamente complexo e sensível a influencias exteriores. Uma célula fotovoltaica não produz potência suficiente para alimentar uma carga sólida, a manipulação da arquitetura das células e dos módulos permite a obtenção de valores de mais grandeza, o que torna assim possível obter valores de produção significativos o suficiente para alimentar cargas de grande necessidade.

A tecnologia fotovoltaica aumentou exponencialmente desde o momento em que o efeito fotovoltaico foi observado pela primeira vez. Os apoios ao desenvolvimento, a preocupação ambiental e a crise energética vivida, foram os principais responsáveis por tal efeito. Atualmente existem países capazes de garantir grande parte do seu consumo através de fontes renováveis, inclusive tecnologia fotovoltaica.

Foi analisada e explicada a influencia do sombreamento num sistema fotovoltaico. É possível concluir que o dimensionamento deve ser feito tendo em conta uma análise do terreno e estruturas circundantes que possam influenciar a produção do sistema. Um

sombreamento não se torna prejudicial apenas para a produção, como pode também ser responsável por avarias no sistema fotovoltaica, caso o sombreamento seja contínuo e persistente.

Do ponto anterior advém a importância de uma correta monitorização do sistema. Através de uma monitorização correta é possível detetar anomalias no sistema, a tempo de evitar avarias que levem a uma intervenção de maior custo para o proprietário. A deteção de um sombreamento no momento em que ele ocorre, pode ser a diferença entre uma reparação simples e de baixo custo, ou uma reparação que incapacite toda a instalação e de custos agregados elevados.



# 4. FERRAMENTA DE ANÁLISE

## 4.1. INTRODUÇÃO

A monitorização fotovoltaica consiste na verificação e análise da informação retirada dos sistemas fotovoltaicos com o intuito de manter o seu bom funcionamento, mantendo todos os parâmetros da instalação dentro dos limites aceitáveis. O principal objetivo da monitorização das instalações recai sobre a maximização do retorno financeiro obtido pela produção de energia para autoconsumo, graças as inúmeras vantagens ao nível de fiabilidade, desempenho, segurança, diminuição de dependência da rede elétrica nacional e baixos custos de manutenção e operação.

A aquisição dos dados da instalação é usualmente realizada pelo *Datalogger*, dispositivo responsável pela aquisição e armazenamento de informação proveniente dos diversos componentes do sistema fotovoltaico. A informação presente no *Datalogger* pode ser então, consultada ou enviada para um servidor *online* onde é sujeita a um tratamento de dados e posterior análise nos centros de monitorização, como é o caso do *NetEco*.

A análise e tratamento de dados pode incidir sobre três patamares distintos: uma abordagem básica, limiar ou uma análise inteligente de dados.

- **Abordagem Básica**

Uma abordagem básica consiste apenas na aquisição, transferência e visualização dos dados obtidos da instalação. Pode existir um cálculo básico de médias ou extrapolação de valores em falta por falha de comunicação dos aparelhos instalados. É adequada a clientes residenciais com sistemas de produção de pequena dimensão.

- **Abordagem Limiar**

Corresponde a uma evolução da abordagem básica, acrescentando-lhe a possibilidade de comparação dos valores reais com os valores esperados de produção e em caso de uma elevada discrepância entre ambos, são emitidos alarmes de falha do sistema.

- **Abordagem Inteligente**

Surge como o patamar mais elevado da pirâmide de funcionalidades. Consiste na utilização de métodos de cálculo sofisticados de análise de dados, de forma a evitar falsos alarmes e permitir a obtenção de informação crítica, em caso de avaria, da sua localização, severidade e impacto sobre a instalação.

A ferramenta proposta recai dentro da abordagem limiar onde é realizada também, mas não só, uma análise aos valores de tensão e corrente de cada *string* individual, um cálculo dos valores reais de produção, a sua comparação com valores esperados de produção, uma deteção de variações de produção acima de um valor normal, e o impacto que uma quebra de produção tem na instalação em termos produtivos e monetário. O desenvolvimento da ferramenta levou a que o processo de análise de avaria fosse o mais independente possível do clima, devido à sua imprevisibilidade.

Os dois pilares da ferramenta proposta assentam, em primeira instância, numa modelização do comportamento da instalação, estes valores vão ser úteis não só para termo comparativo do comportamento da instalação em questão, como também para referência no cálculo preditivo de perdas na produção. Em segunda instância é realizada uma análise à instalação através dos valores de corrente e tensão, medidos na entrada dos inversores e obtidos informaticamente através do servidor interno da empresa. Através de manipulação dos dados obtidos é possível chegar aos valores de produção reais da

instalação, que por sua vez, ilustram o comportamento usual de cada *string* do sistema, em condições reais de funcionamento. Também é possível detetar possíveis anomalias no funcionamento do sistema e o valor de perdas associado. A Figura 4.1 sintetiza o processo realizado durante a análise da instalação.

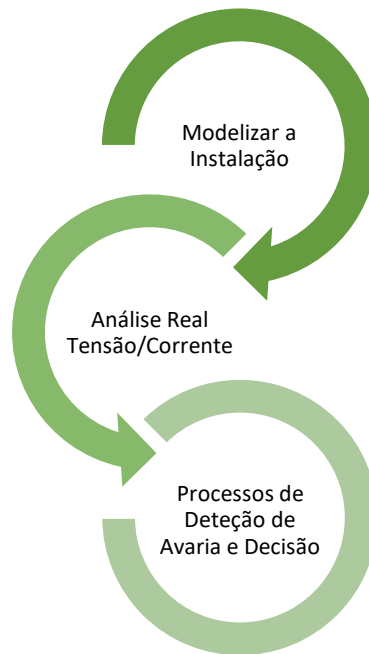


Figura 4.1: Hierarquia de processos constituintes da ferramenta desenvolvida.

Neste capítulo são abordados os temas relacionados com o trabalho desenvolvido, desde o tratamento de dados até ao processo de deteção de avaria e impacto económico de uma quebra de produção na instalação. São igualmente descritos e explicados os processos de cálculo desenvolvidos e aplicados ao caso prático apresentado. Apesar de ser apenas apresentado um caso prático, a ferramenta foi desenvolvida tendo em mente a sua aplicação a qualquer tipo de instalação fotovoltaica de autoconsumo.

O *software* utilizado para implementação da ferramenta recaiu sobre o Microsoft Excel, devido à sua potente vertente de cálculo, bem como a compatibilidade com a extensão Visual Basic (VBA).

## 4.2. MODELIZAÇÃO DA INSTALAÇÃO

Para realizar uma correta análise económica da instalação, é necessário saber o que a instalação é capaz de produzir e qual a sua produção esperada em funcionamento normal. Durante a análise vamos recorrer a valores de produção reais, contudo esses valores são apenas representativos do comportamento passado da instalação. Para informar o proprietário do sistema do quanto irá perder, em diante, é necessário prever a perda de produção num horizonte futuro recorrendo a valores de projeto que simulem o funcionamento da instalação em condições reais.

Do ponto de vista de projeto, os valores de produção da instalação estão dependentes do dimensionamento da mesma. A produção é influenciada pela dimensão da instalação e pelos componentes escolhidos para a sua implementação. O primeiro passo na modelização da instalação corresponde ao desenvolvimento de uma base de dados, onde estão contidos todos os materiais que a empresa utiliza atualmente nas suas instalações. Deste modo simplificamos, automatizamos e padronizamos o trabalho do utilizador, retirando a componente de pesquisa humana, sendo substituída por uma componente de conhecimento da instalação. Partindo do princípio que o utilizador sabe o que será, ou já se encontra instalado no local, este apenas tem de selecionar os componentes existentes na base de dados.

Na modelização da instalação são introduzidos os dados referentes ao projeto. O utilizador deve escolher da lista de material apresentado, recorrendo a uma lista em cascata, quais os componentes presentes em determinada instalação, a orientação de cada *string*, o número de painéis em cada *string* e o modelo do painel e do inversor. A ferramenta foi desenvolvida para suportar qualquer instalação, mantendo sempre em pensamento durante o seu desenvolvimento a facilidade de uso para o utilizador e a compatibilidade com qualquer tipo de instalação necessária de analisar.

Seguidamente é apresentado o exemplo da folha referente aos dados da instalação onde é inserido o ciclo horário que o cliente possui, os preços que paga pela energia elétrica nos diferentes períodos (Tabela 4.1), e as características construtivas da instalação (Figura 4.2). No decorrer deste documento todos os valores, e a sua importância para a metodologia, serão explicados. Por uma questão de organização e facilidade de compreensão foi

decidido manter um seguimento lógico durante a explicação de todos os passos, começando pela informação necessária a introduzir pelo utilizador da ferramenta. No exemplo apresentado de agora em diante, foi utilizada uma instalação com quatro inversores possuindo cada um seis *strings*, em que a sexta *string* é dupla. Quanto às suas orientações, a primeira e segunda *string*, do primeiro e segundo inversor, estão orientadas a nascente, a terceira e quarta a poente e as restantes duas a sul. As *strings* dos restantes inversores estão todas orientadas a sul. O número de painéis por *string* varia e pode ser consultado na Figura 4.2.

Tabela 4.1: Exemplo da interface de inserção de dados, ciclo horário.

Ciclo	CICLO SEMANAL BT
Preço	
Potência em Horas de Ponta	0,264099 €
Super Vazio	0,082500 €
Vazio	0,083700 €
Ponta	0,122800 €
Cheia	0,113800 €

Inversor	Orientação						Qty painéis						Modelo do Painel	Potência do Painel	Potência Pico	
	Str_1	Str_2	Str_3	Str_4	Str_5	Str_6	Str_1	Str_2	Str_3	Str_4	Str_5	Str_6				
Inv_1	Huawei Sun2000 33KTL	N	N	P	P	S	S	35	35	35	35	35	70	MiaSolé MS 145 GG	145	35,53
Inv_2	Huawei Sun2000 33KTL	N	N	P	P	S	S	35	35	35	35	35	70	MiaSolé MS 145 GG	145	35,53
Inv_3	Huawei Sun2000 33KTL	S	S	S	S	S	S	36	36	36	36	36	72	MiaSolé MS 145 GG	145	36,54
Inv_4	Huawei Sun2000 33KTL	S	S	S	S	S	S	36	36	36	36	36	72	MiaSolé MS 145 GG	145	36,54
Inv_5																

Figura 4.2: Exemplo da interface de inserção de dados, características físicas.

Para a obtenção de uma dispersão de previsão da produção dividida por período horário, é necessário realizar uma distribuição coincidente entre as horas diárias e os períodos horários, facultados pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) (ERSE, 2017). Cada período horário possui diferentes custos que dependem da estação climática, do dia da semana e da hora específica. A caracterização dos períodos horários é apresentada em (ERSE, 2017) para Portugal continental.

Foi desenvolvido um processo capaz de determinar a que estação e dia da semana corresponde determinado dia do ano, se corresponde a um feriado ou não, e a divisão das horas pelos corretos períodos horários consoante as características apresentadas em (ERSE, 2017).

O processo de modelização recebe como entradas as datas correspondentes a todos os dias do ano divididos em intervalos de quinze minutos. A data de entrada é decomposta nas suas componentes básicas e é, depois, realizada a sua comparação com as datas estipuladas para o início de cada estação (inverno e verão), bem com as datas referentes a feriados nacionais. Na Tabela 4.2 é apresentado um exemplo da solução implementada.

Tabela 4.2: Resultados obtidos pelo processo de divisão horária.

Data Inserida	01/01/2017 00:00	01/01/2017 00:15	01/01/2017 00:30
Data	01/01/2017	01/01/2017	01/01/2017
Ano	2017	2017	2017
Mês	1	1	1
Dia	1	1	1
Hora	0	0	0
Minutos	0	15	30
Tempo	0	0,25	0,5
Estação	Inverno	Inverno	Inverno
Dia_Sem	Domingo	Domingo	Domingo
Feriado	Feriado	Feriado	Feriado

Neste ponto, o processo devolve o período horário para cada instante de cada data inserida. Para o exemplo apresentado anteriormente, é demonstrado na Tabela 4.3 o período horário devolvido pelo processo, para os três momentos apresentados do dia 01/01/2017.

Tabela 4.3: Resultados obtidos pelo processo para a classificação por ciclo.

		01/01/2017 00:00	01/01/2017 00:15	01/01/2017 00:30
Inverno	PH_Sem	FALSO	FALSO	FALSO
	PH_Sab	FALSO	FALSO	FALSO
	PH_Dom	V	V	V
Verão	PH_Sem	FALSO	FALSO	FALSO
	PH_Sab	FALSO	FALSO	FALSO
	PH_Dom	FALSO	FALSO	FALSO

As linhas referentes a “PH\_Sem”, “PH\_Sáb” e “PH\_Dom” devolvem o período horário correspondente à data introduzida. Analisando as duas tabelas anteriores é possível ver que o processo consegue detetar que o dia 01/01/2017 se trata de um domingo, é um feriado, e o período horário correspondente aos três momentos apresentados, é o vazio normal (V). As restantes possibilidades são: ponta (P), super vazio (SV) e cheias (C). A ferramenta varia os seus resultados automaticamente consoante o ciclo energético escolhido anteriormente pelo utilizador.

Após a filtragem por período horário, e se os campos necessários tiverem sido preenchidos, é possível prever a produção do sistema fotovoltaico. Visto já termos a potência de cada *string*, obtida através da multiplicação do número de painéis pela potência unitária de cada painel, basta apenas obter o número de horas de sol pico para cada dia do ano em intervalos de quinze minutos. Para o efeito foi utilizado o *software PVsyst*. Assim, foi possível obter a produção esperada para 35 módulos de 145Wp em intervalos de tempo de quinze minutos, para um ano completo. De forma a padronizar a ferramenta desenvolvida para qualquer tipo de instalação, foi escolhido simular os valores de produção apenas para uma *string* de 35 painéis para as diferentes orientações (Nascente, Poente e Sul). Obtidos os valores de produção esperada e sabendo a potência pico da *string*, utilizada na simulação, é possível transformar o valor de produção em horas de sol pico.

O cálculo matemático é expresso pela equação (4.1).

$$\text{Horas de Sol} = \frac{\text{Energia Produzida (KWh)}}{\text{Potência Pico da String (KWp)}} \quad (4.1)$$

Onde:

- Energia Produzida, corresponde ao valor de previsão de produção obtido no *software PVSist*, para uma *string* de 35 painéis de 145Wp de potência por painel.
- Potência de Pico da *string*, corresponde ao valor de potência de pico da *string* (35 painéis de 145Wp)

Obtidas as horas de sol pico esperadas para cada orientação, ao longo de um ano, multiplicando esse valor pela potência de pico de uma *string* com determinadas características, é obtida a energia produzida pela mesma. Conclusivamente neste ponto é possível realizar a matriz de previsão de produção, por *string* e por período horário.

O cálculo apresentado é automatizado, sendo fundamental, como explicado anteriormente, a introdução da orientação das *strings* da instalação em análise, do número de painéis e da potência pico do painel. Os restantes cálculos são realizados autonomamente.

Obtidos os valores por *string* e por período horário, uma simples soma dos valores de todas as *strings* referentes ao mesmo período horário, devolve o valor de energia produzida por inversor. É assim obtida a matriz de produções por inversor em intervalos diários, o que resulta numa significativa diminuição do volume de dados.

Aqui chegamos ao fim da etapa de simulação da previsão de produção da instalação. De lembrar que o processo, como demonstrado ao longo da explicação, se encontra preparado para calcular qualquer tipo de instalação, e não é uma metodologia aplicável a um caso em especial. A metodologia devolve a previsão para qualquer instalação, sendo apenas necessário saber a dimensão da mesma e inserir os dados necessários explicados anteriormente.

### **4.3. ESTUDO DO COMPORTAMENTO REAL DA INSTALAÇÃO**

O estudo do comportamento real da instalação recai sobre uma rotina secundária, criada separadamente da anteriormente explicada. Esta rotina desenvolvida é responsável pela abertura, manipulação e análise dos ficheiros retirados do servidor interno da empresa, onde se encontram os valores de tensão e corrente, referentes a cada *string* de cada inversor da respetiva instalação. Por uma questão de organização este ficheiro é mensal, ou seja, existe um ficheiro para cada mês do ano. Desta forma, limitamos o fluxo de dados por ficheiro, bem como a organização visual. A rotina desenvolvida em VBA consegue realizar o emparelhamento dos dados existentes nos ficheiros retirados do servidor, organizando os dados necessários referentes a cada inversor no sítio correto (Anexo B).

Antes de prosseguir com a análise da instalação, é necessário solucionar diversas questões adjacentes aos ficheiros retirados do servidor. De forma a manter uma organização sólida e concisa, os problemas encontrados são apresentados seguidamente bem com a solução adotada para a sua resolução.

- Inconsistência nos Dados Retirados do Servidor

O primeiro problema que a rotina ataca diretamente, corresponde ao facto de a informação obtida do servidor não estar organizada em intervalos de tempo fixos. Os valores podem surgir apresentados em intervalos temporais de cinco ou quinze minutos, o

que impedia um correto emparelhamento de valores. O problema foi solucionado através de uma análise lógica e possível de implementar recorrendo às funções matemáticas do VBA. Para tal, sempre que a rotina desenvolvida deteta valores apresentados em intervalos de cinco minutos, instantaneamente realiza a média dos três valores a montante ou a jusante dependendo da estrutura de dados. A Tabela 4.4 e Tabela 4.5 demonstram um exemplo real da implementação desta solução.

Tabela 4.4: Dados obtidos do servidor, sem manipulação do processo.

Data	Potência (KW)	
	Str_1	Str_2
20/02/2017 12:00	2,65	2,72
20/02/2017 12:05	2,68	2,75
20/02/2017 12:10	2,61	2,75
20/02/2017 12:15	2,63	2,78
20/02/2017 12:20	2,66	2,59
20/02/2017 12:25	2,59	2,03

Tabela 4.5: Dados obtidos pelo processo, após manipulação.

Data	Potência (KW)	
	Str_1	Str_2
20/02/2017 12:00	2,65	2,74
20/02/2017 12:15	2,63	2,47

Na Tabela 4.4 é possível ver os dados recolhidos do servidor, pela rotina, sem qualquer influência, em intervalos de cinco minutos. Já na Tabela 4.5 é possível visualizar o resultado depois de realizado o tratamento de dados pela rotina desenvolvida.

- Divisão do Valor de Produção em Períodos Horários

O segundo problema a solucionar passa, tal como anteriormente, pela divisão do dia em períodos horários semelhantes aos apresentados pela ERSE (ERSE, 2017). O facto de neste ponto os valores de produção já se encontrarem divididos em intervalos de quinze minutos, facilita a sua divisão em períodos horários correspondentes aos citados. Esta divisão permite assim obter um valor percentual da produção em cada período horário. Numa etapa futura, o valor obtido será utilizado na separação do valor de perdas pelos diferentes períodos, admitindo uma perda constante, ao longo do dia.

A divisão em períodos horários é realizada usando o método demonstrado anteriormente. Uma vez que os passos são exatamente os mesmos, foi decidido não repetir o processo, visto já se encontrar detalhadamente explicado.

Depois de obtida a potência real, em cada instante, é realizada a soma dos valores de cada *string* referentes ao mesmo período horário do mesmo dia e a sua divisão por 4, pois o intervalo de valores utilizados corresponde a intervalos de quinze minutos. Isto resulta no total de energia produzida em determinado inversor, por período horário, em KWh. A equação (4.2) traduz o cálculo de uma forma mais explícita.

$$Energia_{(n,t,PH)}(KWh) = \frac{\sum Potência_{(n,t,PH)}(KW)}{4} \quad (4.2)$$

Onde:

- Energia<sub>(n,t,PH)</sub>, corresponde ao valor de energia produzida no inversor *n*, em determinado período horário no dia *t*, em KWh;
- Potência<sub>(t,PH)</sub>, corresponde ao somatório das potências obtidas em todas as *strings* do inversor *n*, por período horário, no dia *t*, em KW;

Obtidos os valores de energia diários, por período horário para cada *string* (Anexo C), e recorrendo a somas sucessivas, é possível obter os totais de produção por inversor e por instalação (Anexo D).

Para obtenção dos valores percentuais de produção em cada período horário de determinado inversor (Anexo D), basta dividir o valor total de energia produzida, no período horário em questão, pela energia total produzida pelo inversor *n*, no dia *t*. A Equação (4.3) demonstra o cálculo matemático descrito.

$$Porcentagem_{(n,t,PH)}(\%) = \frac{Energia_{(n,t,PH)}(KWh)}{\sum Energia_{(n,t)}(KWh)} \times 100 \quad (4.3)$$

Onde:

- $\text{Percentagem}_{(n,t,PH)} (\%)$ , corresponde à percentagem de produção de um período horário em determinado inversor, no dia  $t$ ;
- $\text{Energia}_{(n,t,PH)} (\text{KWh})$ , corresponde ao valor de energia produzida num período horário, em determinado inversor, no dia  $t$ , em KWh;
- $\sum \text{Energia}_{(n,t)} (\text{KWh})$ , corresponde ao total de energia produzida no inversor  $n$ , do dia  $t$ , em KWh.

Com este cálculo, é terminada a resolução do problema apresentado. No fim desta etapa são obtidas, como variáveis de saída, a produção diária por inversor e a sua divisão percentual pelos quatro períodos horários. As variáveis de saída mencionadas vão ser utilizadas como entrada na rotina de contabilização de perdas. Contudo, é de mencionar que o ficheiro responsável pela análise da instalação devolve um conjunto de variáveis não utilizadas para o desenvolvimento do presente trabalho, mas que transmitem informação de forma simples e fácil de analisar.

#### 4.4. PROCESSO DE DETEÇÃO DE AVARIA

Uma avaria num sistema fotovoltaico traduz-se num decréscimo da produção da instalação. Para a deteção de um estado de avaria será então necessário calcular os valores de perdas existentes na instalação de um determinado momento e a sua comparação com um valor de referência. Obtidos os dois valores referidos, a decisão do sistema se encontrar em avaria, recai sobre a comparação de ambos. Se o valor de perdas do momento for superior ao valor de referência, estamos perante uma situação em que algo está a limitar a produção do inversor.

O valor de perdas existentes na instalação não pode ser calculado através da diferença entre as produções de dois momentos distintos. Qualquer variação de sombreamento, fracas condições climatéricas e avaria são visíveis nos valores apresentados para análise. Os valores de produção permitem observar uma imagem histórica da instalação. Assim, é possível visualizar o seu comportamento ao longo do tempo, o que permite detetar anomalias esporádicas ou comportamentos anormais consistentes. Como exemplo,

podemos imaginar um elemento arquitetônico que causa sombreamento na instalação a partir de determinada altura do dia. À primeira vista, a redução de produção pode ser classificada como avaria, porém através de uma análise temporal do funcionamento da instalação, é possível visualizar que o sistema se comporta assim todos os dias, dando a entender que a causa da perda de produção não recai sobre uma avaria, mas sim um sombreamento causado por elementos exteriores ao projeto. De tal modo, o processo de cálculo utiliza valores percentuais de produção, generalizando a análise, sendo possível comparar qualquer instalação, independentemente da sua localização ou capacidade. Um valor percentual mantém sempre uma relação correta.

### Percentagem de Produção de Cada Inversor

Com o objetivo de analisar o sistema como um todo e não partes distintas, caso os valores de produção sejam equivalentes em todos os inversores do sistema, podemos afirmar que não existe falha em nenhum inversor, apenas estamos perante um dia com características climáticas desfavoráveis à produção fotovoltaica. Uma discrepância anormal nos valores de produção percentuais é o primeiro sinal da existência de uma avaria ou de um elemento de sombreamento a afetar o inversor em questão.

Com este objetivo em mente foi desenvolvida a Equação (4.4):

$$P_{n,t}(\%) = \frac{P_{Inv,n,t}}{P_{Máx,t}} \quad (4.4)$$

Onde:

- $P_{n,t}(\%)$ , corresponde ao valor percentual de produção do inversor  $n$ , no dia  $t$ ;
- $P_{Inv,n,t}$ , corresponde ao valor de produção medido no inversor  $n$ , no dia  $t$ ;
- $P_{Máx,t}$ , corresponde ao maior valor de produção apresentado no conjunto de todos os inversores do sistema, no dia  $t$ .

Na Tabela 4.6, é demonstrado um exemplo da aplicação da equação. Neste exemplo, a instalação possui um total de quatro inversores sendo que o terceiro e quarto não se

encontravam ligados nas datas apresentadas. Os inversores cinco e seis apenas estão presentes para demonstrar a aplicabilidade da rotina a qualquer instalação.

Ao analisar a tabela é possível ver que o inversor dois é o que se encontra a produzir o máximo do sistema nos dias 01/01/2017 e 05/01/2017. Nos restantes dias a situação altera-se e a produção mais elevada é observada no inversor um. O que se apresenta na Tabela 4.6 corresponde a uma anomalia no inversor dois.

Tabela 4.6: Valores percentuais de produção diários, por inversor.

Percentagem de Produção Diária (%)							
Data	Inv_1	Inv_2	Inv_3	Inv_4	Inv_5	Inv_6	Inv_n
01/01/2017	92,19%	100,00%	0,00%	0,00%			...
02/01/2017	100,00%	86,18%	0,00%	0,00%			...
03/01/2017	100,00%	89,57%	0,00%	0,00%			...
04/01/2017	100,00%	94,37%	0,00%	0,00%			...
05/01/2017	90,84%	100,00%	0,00%	0,00%			...
...	...	...	...	...	...	...	...

### Peso Individual de cada Inversor na Produção do Sistema

Depois de obtido o valor percentual da produção de cada inversor, é possível atribuir um peso à influência que cada um possui no total da produção da instalação em questão.

A ideia é expressa matematicamente através da Equação (4.5):

$$P_{P,n,t}(\%) = \frac{P_{n,t}(\%)}{\sum_1^n P_{n,t}(\%)} \tag{4.5}$$

Onde:

- $P_{P,n,t}(\%)$ , corresponde ao peso do inversor  $n$  na produção total do sistema no dia  $t$ ;
- $P_{n,t}(\%)$ , corresponde ao valor percentual de produção do inversor  $n$  no dia  $t$ ;
- $\sum_1^n P_{n,t}(\%)$ , corresponde ao somatório dos valores percentuais de produção de todos os inversores do sistema, no dia  $t$ .

Tal como no caso anterior, é possível ver na Tabela 4.7 o comportamento da instalação, num cenário real. Assumindo que no momento da sua instalação o sistema se encontra a

funcionar corretamente, vemos que o seu comportamento normal consiste numa maior produção do inversor dois em decremento do inversor um. Caso a situação se altere, significa que existe uma anomalia a afetar o inversor dois, quer seja provocada por causas climatéricas ou construtivas.

Tabela 4.7: Peso de produção diária, por inversor.

Peso Individual Diário (%)							
Data	Inv_1	Inv_2	Inv_3	Inv_4	Inv_5	Inv_6	Inv_n
01/01/2017	47,97%	52,03%	0,00%	0,00%			...
02/01/2017	53,71%	46,29%	0,00%	0,00%			...
03/01/2017	52,75%	47,25%	0,00%	0,00%			...
04/01/2017	51,45%	48,55%	0,00%	0,00%			...
05/01/2017	47,60%	52,40%	0,00%	0,00%			...
...	...	...	...	...	...	...	...

Seguindo o mesmo exemplo apresentado na Tabela 4.6, a Tabela 4.7 demonstra a aplicação do cálculo do peso individual de cada inversor da instalação. É possível observar que no dia 01/01/2017 o inversor um está a produzir 47.97% e o inversor dois produz 52.03%, da totalidade de energia produzida na instalação.

É necessário salientar que a soma dos valores de  $P_{P,n,t}$  de todos os inversores terá de ser sempre igual a 100%. Matematicamente, o somatório dos pesos individuais de cada inversor corresponde ao total de produção do sistema.

### Perdas Percentuais

Para obtenção do valor percentual perdido pelo sistema em caso de anomalia, de um dia para o outro, é necessário realizar a diferença entre o peso referente ao inversor ( $n$ ) na presente data ( $t$ ), com o peso apresentado num momento passado ( $t-1$ ). A resultante deste cálculo consiste na variação de produção de determinado inversor. Um valor negativo é traduzido numa perda, um valor positivo traduz-se num ganho.

Matematicamente este aspeto foi incorporado através da equação (4.6) apresentada seguidamente:

$$P_{Diárias}(\%) = P_{P(n,t)}(\%) - P_{P(n,t-1)}(\%) \quad (4.6)$$

Onde:

- $P_{\text{Diárias}} (\%)$ , corresponde à variação percentual de produção entre o dia  $t$  e o dia  $t-1$ ;
- $P_{P(n,t)} (\%)$ , corresponde ao peso do inversor  $n$  na produção total do sistema no dia  $t$ ;
- $P_{P(n,t-1)} (\%)$ , corresponde ao peso do inversor  $n$  na produção total do sistema no dia  $t-1$ .

Tabela 4.8: Perdas de produção diárias, por inversor.

Perdas Percentuais Diárias (%)							
Data	Inv_1	Inv_2	Inv_3	Inv_4	Inv_5	Inv_6	Inv_n
01/01/2017	-	-	-	-	-	-	-
02/01/2017	5,74%	-5,74%	0,00%	0,00%			...
03/01/2017	-0,96%	0,96%	0,00%	0,00%			...
04/01/2017	-1,30%	1,30%	0,00%	0,00%			...
05/01/2017	-3,85%	3,85%	0,00%	0,00%			...
...	...	...	...	...	...	...	...

Uma variação negativa num inversor vai ser sempre repartida e compensada pelos restantes. A entrada em funcionamento dos inversores três e quatro foi realizada, apenas, no dia 18/02/2017. Com a existência de apenas dois inversores em funcionamento, as variações apresentadas vão ser sempre de valores absolutos iguais, variando apenas em sinal.

Obtida a matriz de variações apresentada na Tabela 4.8, é apenas necessário obter o valor de variação máxima admissível, para efeitos de comparação. Aquando da realização da análise, o primeiro dia nunca irá possuir valores, visto ser uma diferença entre o dia anterior e o dia atual, não existindo dados do dia anterior.

Como explicado anteriormente, uma variação negativa num inversor manifesta-se de diferentes formas, consoante o número total de inversores da instalação. Isto é, a existência de uma variação negativa é compensada positivamente, de forma igualmente repartida, pelos restantes inversores em funcionamento, devido ao peso percentual dos mesmos aumentar.

De forma a adaptar a ferramenta a qualquer número de inversor, foi desenvolvida uma equação que traduz matematicamente o padrão de dispersão de variação pelos restantes inversores em funcionamento.

$$VMA (\%) = \frac{NInv - 1}{NInv \times (7 \times NInv - 1)} \quad (4.7)$$

Onde:

- VMA (%), corresponde à variação máxima admissível entre o dia  $t$  e o dia  $t-1$ , para uma instalação de  $N$  inversores;
- $N_{Inv}$ , corresponde ao número total de inversores ligados na instalação.

De forma a contornar as perdas de produção causadas por elementos passageiros, o valor de variação utilizado passa a ser a soma de todas as variações anteriores à presente data. Deste modo, um sombreamento passageiro desaparecerá no dia seguinte. O sistema consegue fazer uma grande parte da função de analisar a instalação, contudo será sempre necessária uma análise crítica por parte do utilizador.

Tabela 4.9: Resultado obtido pelo processo de deteção de avaria.

Data	Estado						
	Inv_1	Inv_2	Inv_3	Inv_4	Inv_5	Inv_6	Inv_n
01/01/2017	-	-	-	-	-	-	-
02/01/2017	Normal	Avaria	Normal	Normal			...
03/01/2017	Normal	Avaria	Normal	Normal			...
04/01/2017	Normal	Avaria	Normal	Normal			...
05/01/2017	Normal	Normal	Normal	Normal			...
...	...	...	...	...	...	...	...

O resultado devolvido pela rotina de deteção de perdas é apresentado na Tabela 4.9 (e Anexo F). Mantendo o exemplo demonstrativo dos casos anteriores, no primeiro dia não existe comparação possível logo foi mantido vazio. No dia 02/01/2017 foi detetada uma quebra de produção no inversor dois, que resultou na deteção de avaria. Realizada uma análise visual da produção da instalação (Tabela 4.10), notou-se que a rotina assume que o estado normal da instalação passa pela produção do inversor dois ser superior à produção do inversor um, o que corresponde à realidade da instalação. Como no dia 02/01/2017

existiu uma alteração no comportamento normal da instalação, foi detetada a avaria. A quebra de produção apresentada foi resultante de fracas condições climatéricas. A instalação estava a funcionar em pleno, contudo como já foi explicado anteriormente, uma quebra de produção abrupta resultante de fracas condições meteorológicas resulta na deteção de uma avaria. É possível observar ainda que o estado de avaria desapareceu ao dia 05/01/2017 (Tabela 4.9), uma vez que a soma de valores de perdas deixou de ser inferior ao valor de comparação calculado pela Equação (4.7), e a instalação voltou ao seu normal funcionamento, passando o inversor dois a produzir um valor superior ao valor apresentado pelo inversor um (Tabela 4.10), significando que as fracas condições meteorológicas se alteraram e a produção voltou a valores regulares.

Tabela 4.10: Valores de produção diários, calculados através da análise Tensão/Corrente.

Produção (KWh)							
Data	Inv_1	Inv_2	Inv_3	Inv_4	Inv_5	Inv_6	Inv n
01/01/2017	65,59	71,15	0,00	0,00			...
02/01/2017	23,20	20,00	0,00	0,00			...
03/01/2017	25,35	22,70	0,00	0,00			...
04/01/2017	31,33	29,57	0,00	0,00			...
05/01/2017	67,44	74,24	0,00	0,00			...
...	...	...	...	...	...	...	...

O processo de perdas apresentado anteriormente pode ser utilizado como forma de deteção da origem de uma avaria, caso seja aplicado a uma análise instantânea. Alterando o valor comparativo de perdas máximas admissíveis, e sabendo o valor de perdas que cada avaria apresenta no sistema, é possível detetar a origem da avaria.

Sabendo o número de díodos de *by-pass* que cada módulo possui na sua construção, é possível calcular o valor de perdas em caso de falha. Assumindo um módulo com quatro díodos na sua construção (um díodo por cada quinze células), em caso de avaria de uma *string* de células, o valor de perdas será de 25%. As restantes *strings* do módulo continuam a produzir em condições normais (os restantes 75%).

Assumindo que o comportamento do módulo é o apresentado no parágrafo anterior, caso seja detetada uma variação nos valores de produção de uma *string*, superior a 25%, é plausível que exista uma avaria numa *string* de células, de determinado módulo.

O pensamento pode ser aplicado também no caso de perda total de uma *string* de módulos. Assumindo uma instalação com dez *strings*, a perda total de uma *string* corresponde à perda de 1/10 da produção total do sistema. Posto isto, uma variação superior a 10% da produção total do sistema, corresponde à perda total de uma *string*.

A ideia aqui demonstrada foi implementada durante o estudo do comportamento real da instalação, contudo, devido ao grande volume de dados, tornava-se impossível implementar a ideia a todos os inversores apenas num documento, o tempo necessário para realizar a análise tornava-se irrealista.

#### 4.5. PROCESSO DE CONTABILIZAÇÃO DE PERDAS

Após a deteção de uma avaria no sistema, surge a necessidade de contabilizar as perdas associadas, mantendo a mesma relação de produção percentual entre inversores da instalação em comportamento normal. O cálculo dos valores de perdas é complexo, extenso e dividido em duas componentes principais demonstradas na Figura 4.3.

Na Figura 4.3, são apresentadas todas as possibilidades de estado que cada inversor pode assumir durante a análise da instalação. Cada caso possui uma equação de cálculo de perdas distinta.

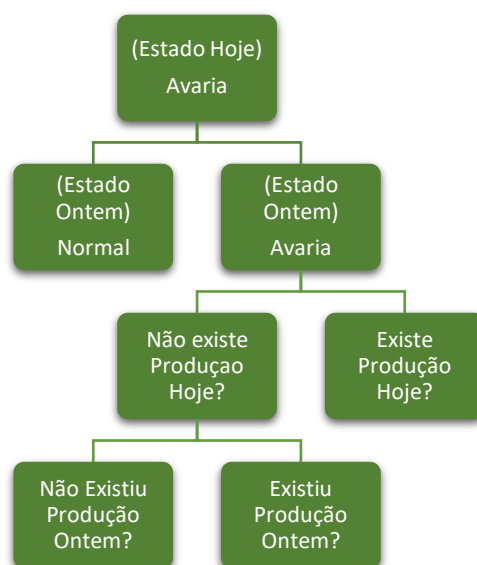


Figura 4.3: Ilustração do processo de cálculo de perdas, em caso de avaria do sistema.

No caso do estado no dia ( $t$ ) ser normal, não existe necessidade de calcular perdas, o sistema encontra-se a produzir em pleno. Este facto reduz o cálculo de perdas para quando apenas existir avaria. Com isto em mente, obtemos:

**( $t$ ) = Avaria -> ( $t-1$ ) = Normal**

Para o caso de existir avaria no dia ( $t$ ), tendo o sistema produzido em conformidade no dia ( $t-1$ ), não é necessária mais nenhuma condição e a equação utilizada corresponde à Equação (4.8).

$$Perdas_{(n,t)} = \frac{(P_{P(n,t)}(\%) - P_{P(n,t-1)}(\%))}{(1 - P_{P(n,t-1)}(\%))} \times \sum_1^n P_{(n,t)}(KWh) \quad (4.8)$$

Onde:

- $Perdas_{(n,t)}$  (KWh), corresponde ao valor de perdas no inversor  $n$ , no dia  $t$ .
- $P_{P(n,t)}$  (%), corresponde ao peso do inversor  $n$  na produção total do sistema no dia  $t$ ;
- $P_{P(n,t-1)}$  (%), corresponde ao peso do inversor  $n$  na produção total do sistema no dia  $t-1$ .
- $\sum_1^n P_{(n,t)}$  (KWh), corresponde ao somatório dos valores de produção de todos os inversores do sistema, no dia  $t$ .

**( $t$ ) = Avaria -> ( $t-1$ ) = Avaria**

No caso de ser o segundo dia em que a avaria se manifesta, são necessárias mais duas etapas de seleção de forma a saber se existem valores de produção no próprio dia, ou se se trata de um dia sem dados. Em caso de falta de dados (hoje), é necessário decidir se é o primeiro dia sem dados históricos ou não, o algoritmo necessita de alterar o cálculo para passar a utilizar os valores de previsão de produção adequados a cada caso.

No caso de existir uma avaria, mas os valores de produção (hoje) serem diferentes de vazio e superiores a zero, significa que existem valores históricos e estamos perante uma avaria

real que persiste. Para tal caso o cálculo sofre uma modificação e passa a ser realizado através da Equação (4.9).

$$Perdas_{(n,t)} = \frac{Perdas_{(n,t-1)}(KWh)}{P_{(n,t-1)}(KWh)} \times P_{(n,t)}(KWh) \quad (4.9)$$

Onde:

- $Perdas_{(n,t)}(KWh)$ , corresponde ao valor de perdas no inversor  $n$ , no dia  $t$ ;
- $Perdas_{(n,t-1)}(KWh)$ , corresponde ao valor de perdas no inversor  $n$ , no dia  $t-1$ ;
- $P_{(n,t-1)}(KWh)$ , corresponde à produção do inversor  $n$  no dia  $t-1$ ;
- $P_{(n,t)}(KWh)$ , corresponde à produção do inversor  $n$  no dia  $t$ .

Caso a produção (hoje) seja igual a zero, significa que não existem dados históricos. Neste ponto é necessário diferenciar se é o primeiro dia sem dados, ou se já não existiam dados históricos no dia anterior. Para tal, se não existirem dados (hoje), mas existir produção ontem o cálculo de perdas assume a Equação (4.10).

$$Perdas_{(n,t)} = \frac{Perdas_{(n,t-1)}(KWh)}{P_{(n,t-1)}(KWh) + Perdas_{(n-1,t)}(KWh)} \times Previsão_{(n,t)}(KWh) \quad (4.10)$$

Onde:

- $Perdas_{(n,t)}(KWh)$ , corresponde ao valor de perdas no inversor  $n$ , no dia  $t$ .
- $Perdas_{(n,t-1)}(KWh)$ , corresponde ao valor de perdas no inversor  $n$ , no dia  $t-1$ .
- $P_{(n,t-1)}(KWh)$ , corresponde à produção do inversor  $n$  no dia  $t-1$ ;
- $Previsão_{(n,t)}(KWh)$ , corresponde à previsão de produção do inversor  $n$  no dia  $t$ .

De notar que, neste ponto já são utilizados os valores de previsão de produção calculados no ponto 4.2, pois não existem dados históricos para inserir na lógica de cálculo. O quociente entre o valor de perdas, e o valor de produção que a instalação deveria apresentar, resulta numa percentagem de perdas que, no caso de ser o primeiro dia sem

dados históricos, vai ser sempre igual para o intervalo de tempo posterior ao dia  $t$  (hoje). Isto significa que independentemente dos valores de previsão, vai existir sempre o mesmo défice percentual demonstrado no último dia de análise histórica da instalação. Isto permite-nos simular o comportamento futuro da instalação caso a avaria demonstrada no dia  $t$  (hoje) se prolongue, sem reparação, mantendo o mesmo défice percentual de produção aplicado a qualquer que seja a quantidade de energia produzida.

O último caso de cálculo é realizado quando estamos perante um intervalo de tempo futuro onde, não existem dados históricos nem é referente ao primeiro dia em que existe ausência de dados. Neste caso o cálculo utiliza apenas os valores de perdas do dia anterior e as previsões existentes para o próprio dia. A Equação (4.11) demonstra o cálculo realizado.

$$Perdas_{(n,t)} = \frac{Perdas_{(n,t-1)}(KWh)}{Previsão_{(n,t-1)}(KWh)} \times Previsão_{(n,t)}(KWh) \quad (4.11)$$

Onde:

- $Perdas_{(n,t)}$  (KWh), corresponde ao valor de perdas no inversor  $n$ , no dia  $t$ .
- $Perdas_{(n,t-1)}$  (KWh), corresponde ao valor de perdas no inversor  $n$ , no dia  $t-1$ .
- $Previsão_{(n,t-1)}$  (KWh), corresponde à produção do inversor  $n$  no dia  $t-1$ ;
- $Previsão_{(n,t)}$  (KWh), corresponde à previsão de produção do inversor  $n$  no dia  $t$ .

Neste momento, o ficheiro desenvolvido já apresenta todas as perdas existentes até ao último dia do ano, organizadas por dia e por inversor. Na Tabela 4.11, Anexo F e Anexo G, são apresentados os valores obtidos pela rotina de cálculo. Acrescentando os valores presentes na tabela, aos valores de produção (Tabela 4.10) obtemos os valores que a instalação deveria estar a produzir em situação normal, mantendo a mesma relação percentual de peso de produção.

Tabela 4.11: Dados obtidos pelo processo de cálculo de perdas, em caso de avaria do sistema.

Perdas (KWh)							
Data	Inv_1	Inv_2	Inv_3	Inv_4	Inv_5	Inv_6	Inv n
01/01/2017	...	...	...	...	...	...	...
02/01/2017		5,17					...
03/01/2017		5,87					...
04/01/2017		7,65					...
05/01/2017							...
...	...	...	...	...	...	...	...

## 4.6. POUPANÇA NA FATURAÇÃO

### 4.6.1. ENERGIA ATIVA

Como explicado no ponto 2.3.3, para obter a poupança total da instalação, em caso de ser realizada uma intervenção não planeada no dia da avaria, é necessário realizar o somatório das perdas existentes nos diversos inversores afetados. Num caso real, a informação é transmitida ao proprietário num intervalo de tempo diário, não faria sentido realizar os cálculos para um intervalo mensal.

Os valores de perdas apresentados (Tabela 4.11) ainda não se encontram divididos por período horário, consistem numa perda diária aglomerada. Como já foi referido, caso existam perdas de produção, estas vão ser colmatadas pela RESP, o que significa um custo acrescido para o proprietário que paga à RESP, o que deveria estar a ser produzido pela instalação.

Para obter o valor de perdas monetárias que o produtor está a suportar, devido à quebra de produção da instalação, e pressupondo que as perdas são constantes durante o dia todo e proporcionais à produção, é necessário realizar a divisão do valor de perdas pelos quatro períodos horários. Após existir um valor de perdas, por período horário, basta multiplicar o seu valor pelo custo do período horário referente, pago à rede.

Para tal, os valores de perdas apresentados pelo algoritmo (Tabela 4.11), são multiplicados pela percentagem de produção, de cada período horário, calculada no ponto 4.4 pela Equação (4.3). Resultando nas perdas diárias por período horário expressa pela Equação (4.12).

$$Perdas_{(n,t,PH)}(KWh) = Perdas_{(n,t)}(KWh) \times Percentagem_{(n,t,PH)} (\%) \quad (4.12)$$

Onde:

- $Perdas_{(n,t,PH)}(KWh)$ , corresponde ao valor de perdas de determinado período horário (PH) no inversor  $n$ , no dia  $t$ .
- $Perdas_{(n,t)}(KWh)$ , corresponde ao valor de perdas no inversor  $n$ , no dia  $t$ .
- $Percentagem_{(n,t,PH)}(\%)$ , corresponde à percentagem de distribuição de produção no inversor  $n$ , no dia  $t$ ;

Daqui resultam as perdas por período horário apresentadas na Tabela 4.12 e Anexo H. De notar que o somatório dos valores de período horário resultam no valor das perdas totais da Tabela 4.11, como é suposto acontecer.

Tabela 4.12: Divisão do valor de perdas calculadas, pelos diferentes períodos horários.

Divisão de Perdas por Período Horário							
Data	Inv_1	Inv_2	Inv_2	Inv_2	Inv_2	Inv_3	Inv n
	...	P	C	V	SV	...	...
01/01/2017							...
02/01/2017		1,55	3,62	0,00	0,00		...
03/01/2017		1,16	4,72	0,00	0,00		...
04/01/2017		1,64	6,01	0,00	0,00		...
05/01/2017							...
06/01/2017	...	...	...	...	...	...	...

Realizada a separação das perdas pelos quatro períodos horários e sabendo o preço atribuído a cada período horário, é possível calcular quanto o proprietário do sistema vai perder diariamente em caso de avaria. Para tal, é realizado o somatório dos valores de perdas dos inversores afetados, em cada período horário e multiplicados pelo preço de compra de energia à rede, do determinado período horário, através da Equação (4.13).

$$Custo_{(t,PH)} = \sum_{n=1}^{28} Perdas_{(t,PH)}(KWh) \times Preço\ Energia_{(PH)} (\€/KWh) \quad (4.13)$$

Onde:

- $Custo_{(t,PH)}$  (€), corresponde ao valor monetário de perdas de determinado período horário (PH) da instalação, no dia  $t$ .
- $\sum_{n=1}^{28} Perdas_{(t,PH)}(KWh)$ , corresponde ao somatório dos valores de perdas de todos os inversores em avaria, em determinado PH, no dia  $t$ .
- Preço de Energia<sub>(PH)</sub> (€/KWh), corresponde ao preço pago à rede pelo fornecimento de energia, em determinado PH.

Tabela 4.13: Resultados obtidos de poupança na faturação, com manutenção instantânea.

Data	Perdas (€)			
	P	C	V	SV
01/01/2017	- €	- €	- €	- €
02/01/2017	0,19 €	0,44 €	- €	- €
03/01/2017	0,14 €	0,58 €	- €	- €
04/01/2017	0,20 €	0,74 €	- €	- €
05/01/2017	- €	- €	- €	- €
06/01/2017	- €	- €	- €	- €

Somando os valores referentes aos quatro períodos horários (Tabela 4.13 e Anexo I), obtemos o valor monetário que o proprietário perde, diariamente, referente à energia ativa com a presença da avaria no sistema (Anexo I).

#### 4.6.2. POTÊNCIA HORAS DE PONTA

Para o cálculo da poupança relativamente à potencia nas horas de ponta não requerida da rede e garantida pelo autoconsumo, é necessário saber o número de horas de ponta existentes em cada dia, (obtido pelo processo explicado no ponto 4.2), e a energia perdida durante o período de pontas, (obtida no ponto 4.6.1, Tabela 4.12).

Obtidos os valores e inserindo na Equação (4.14), obtemos o valor atribuído à lacuna de produção em horas de ponta.

$$Custo_{(t,P)} = \frac{\sum_{n=1}^{28} Perdas_{(t,P)}(KW)}{Horas\ de\ Ponta\ (h)} \times Preço\ Energia_{(P)}\ (€/KWh) \quad (4.14)$$

Onde:

- $\text{Custo}_{(t,P)}$  (€), corresponde ao valor monetário de perdas em horas de ponta da instalação, no dia  $t$ ;
- $\sum_{n=1}^{28} \text{Perdas}_{(t,P)}$  (KWh), corresponde ao somatório dos valores de perdas de todos os inversores em avaria, em período de ponta, no dia  $t$ ;
- Horas de Ponta (h), corresponde ao número de horas de ponta, no dia ( $t$ );
- Preço de Energia<sub>(P)</sub> (€/KWh), corresponde ao preço pago à rede pelo fornecimento de energia, em período de ponta.

Existindo um valor para ambos os parâmetros, o valor total perdido por dia com a avaria da instalação corresponde à soma de ambos. Sabendo o valor monetário perdido por dia, resta-nos apenas realizar a soma dos dias restantes até à próxima manutenção programada (Anexo I). Na análise económica este valor corresponde à receita obtida caso seja realizada uma intervenção de correção no momento da avaria. Para poder avaliar o momento mais oportuno para atuar na instalação, falta apenas o valor do custo da intervenção. Caso a receita obtida seja maior que o custo da reparação, é oportuno atuar e reparar o sistema. Caso seja inferior não é vantajoso reparar a instalação, mas sim esperar pelo dia da manutenção programada.

#### **4.7. CUSTO DA REPARAÇÃO**

Num fotovoltaico o custo das reparações é sempre calculado com base na potência pico instalada por inversor, no preço do Watt pico, e nos acréscimos referentes às deslocações. Devido à arquitetura do sistema em análise, o número de painéis diverge ao longo dos inversores presentes na instalação. Este aspeto foi tido em atenção e o cálculo automático da potência pico instalada em cada inversor é possível de realizar tendo em conta os parâmetros inseridos pelo utilizador no ponto (4.2).

Existindo um valor de perdas percentuais diárias em caso de avaria (calculado no ponto 4.4), estamos numa situação em que existem todos os argumentos necessários para realizar o cálculo do custo de reparação, no dia  $t$ , utilizando a Equação (4.15).

$$Custo_{(Reparação,t)} = \sum_{n=1}^{28} \left( Perdas_{Diárias(n,t)} (\%) \times Pot_{Wp(n)} (Wp) \right) \times 0.0866 (\text{€/Wp}) \quad (4.15)$$

Onde:

- $Custo_{(Reparação,t)}$  (€), corresponde ao custo da reparação, no dia  $t$ .
- $Perdas_{Diárias(n,t)}$  (%), corresponde ao valor percentual de perdas, em caso de avaria, do inversor  $n$ , no dia  $t$ .
- $Pot_{Wp(n)}$  (Wp), corresponde ao valor de potência de pico instalada, no inversor  $n$ .
- O valor 0.0866 €/Wp, corresponde a uma média do preço de reparação do Watt pico, no mercado Portugues, à presente data.

O resultado da equação consiste no custo total estimado da reparação das unidades em avaria da instalação. Mantendo o exemplo apresentado até este ponto, assumindo que a avaria no inversor dois é derivada de falha da instalação (o que não é verdade) e admitindo que a análise foi realizada no dia 04/01/2017, o resultado final é apresentado na Tabela 4.14.

Tabela 4.14: Resultados finais obtidos pela ferramenta e decisão atingida.

Data	Poupança Energia Ativa	Poupança Potência Horas de Ponta (€)	Total	Receita	Preço Reparação	Decisão
01/01/2017	- €		- €			
02/01/2017	0,64 €	0,08 €	0,72 €			
03/01/2017	0,72 €	0,06 €	0,78 €			
04/01/2017	0,94 €	0,09 €	1,03 €	878,52 €	82,44	Atuar
05/01/2017	3,87 €	0,67 €	4,55 €			
06/01/2017	12,24 €	1,63 €	13,87 €			
...	...	...	...	...	...	...

Na Tabela 4.14, é possível ver um resumo da poupança, estimada, realizada por dia em termos de energia ativa, potência em horas de ponta e o total de ambas. Na quinta coluna

o valor apresentado (878.52 €) corresponde à receita estimada, obtida caso a instalação seja reparada no momento da avaria. Como o nome indica, o “Preço de Reparação” corresponde ao custo referente à reparação da avaria que provocou as perdas do sistema. A coluna “Decisão” apresenta a conclusão obtida pela ferramenta. No Anexo J, é possível ver os resultados obtidos para o caso real de 31/5/2017. Os valores apresentados na Tabela 4.4 são resultantes caso a análise tivesse sido feita para o dia 4/1/2017.

#### **4.8. CONFIRMAÇÃO DE RESULTADOS**

De forma a validar o trabalho desenvolvido e suportar as afirmações realizadas no presente documento, o capítulo atual pretende analisar os dados utilizados nos processos desenvolvidos, bem como os resultados obtidos justificando as escolhas realizadas e respostas obtidas. Neste ponto são comparados os valores obtidos através da previsão e rotinas de cálculo implementadas, com os valores obtidos diretamente da instalação presentes no servidor (*NetEco*). De forma a manter coerência no documento e simplicidade de leitura, é apenas apresentado graficamente o exemplo de um inversor da instalação, contudo os restantes inversores são apresentados em anexo.

Em primeiro lugar, é possível realizar uma análise comparativa entre o comportamento real da instalação com a previsão modelizada no ponto 4.2. De salientar que a base de dados utilizada pelo *software (PVSist)*, que nos possibilitou obter um valor aproximado de horas de sol pico por dia, é referente ao intervalo entre ano de 1953 e 2005, o que se traduz numa margem de erro mais elevada tendo em conta a natureza imprevisível das condições climáticas e as mudanças observadas nos últimos anos.

Utilizando o caso do inversor um, é possível comparar o perfil de horas de sol mensais calculadas através da previsão realizada, a azul, com o perfil de horas solares a que realmente esteve exposta a instalação no presente ano (até ao momento), a verde.

É visível na Figura 4.4 que o presente ano (até ao momento) foi inferior à previsão, contudo, o panorama altera-se em meados de abril onde a produção real apresenta valores superiores aos esperados. Sendo o assunto em questão uma análise económica, a utilização de valores o mais aproximados possível é indispensável para a obtenção de valores de perdas o mais corretos possível.

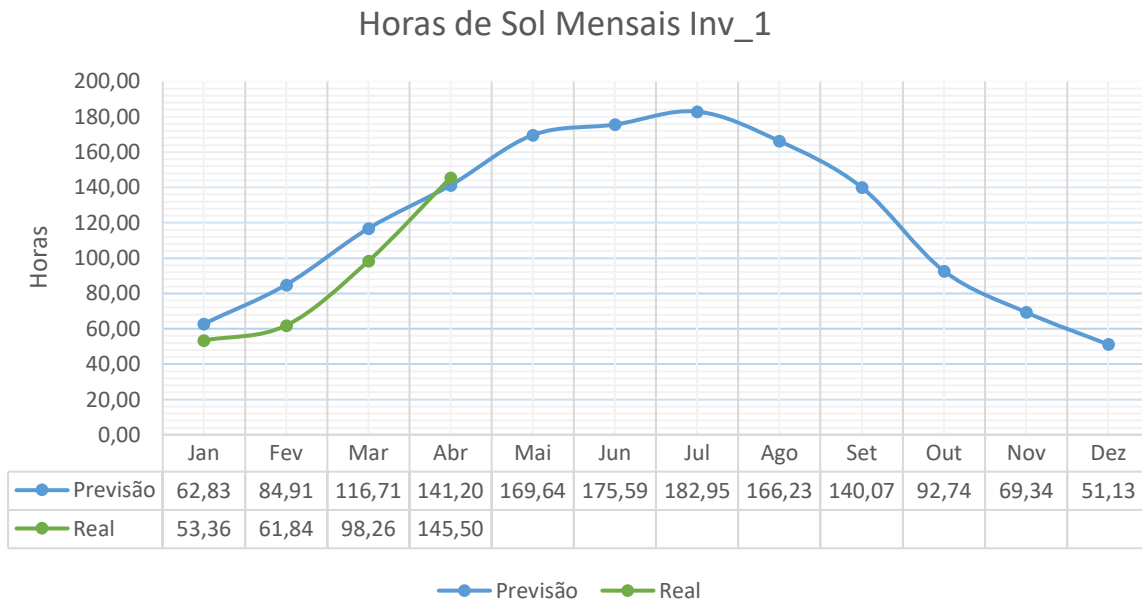


Figura 4.4: Comparação da previsão realizada com os valores reais de horas de sol pico.

No Anexo E são apresentados os restantes inversores da instalação em análise, sendo que o panorama é comum a todos os inversores, salientando o facto que os equipamentos três e quatro apenas foram ligados a meio do mês de fevereiro. Assim, foi optado por retirar o mês referido bem como o anterior, de forma a não conduzir a interpretações erradas.

Em termos de produção concreta, a instalação em questão exposta às horas de sol apresentadas na Figura 4.4, é apresentada na Figura 4.5. Como expectável, o gráfico da produção é idêntico ao gráfico das horas solares em termos visuais, utilizando uma escala de valores diferentes e apresentados em KWh.

No Anexo E são também, apresentados os restantes gráficos referentes à produção de cada inversor, tal como anteriormente a situação é comum a todos os aparelhos em análise. De salientar que nos gráficos de produção, foi escolhido manter os valores de fevereiro e janeiro de forma a apresentar toda a curva de produção.

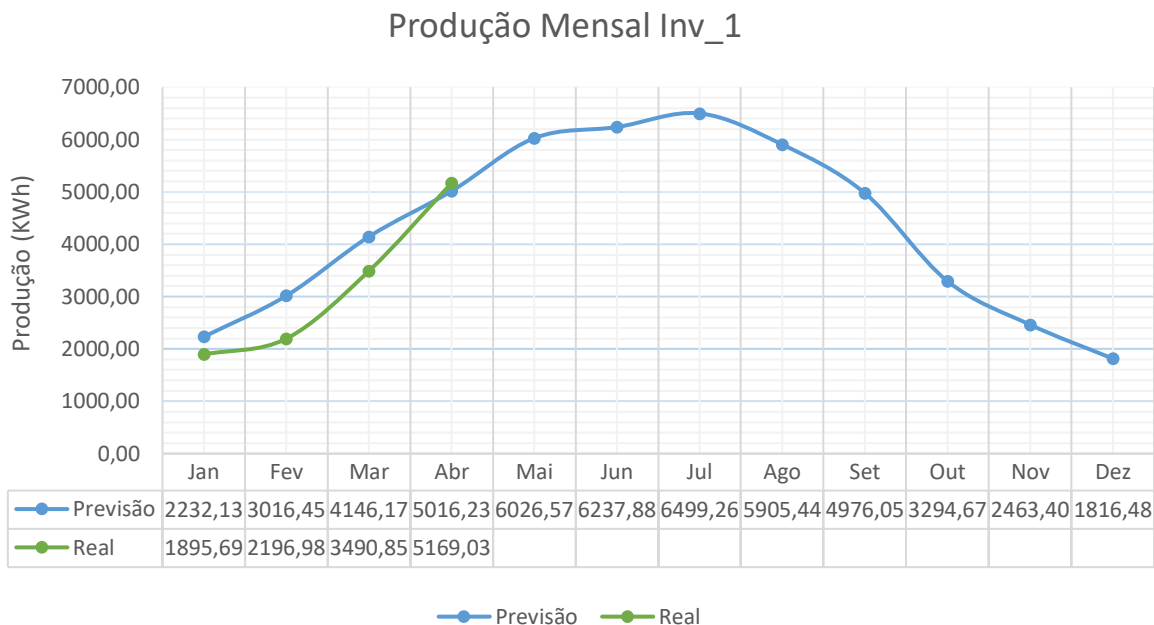


Figura 4.5: Comparação da previsão realizada com os valores reais de produção.

Visto já ter sido comprovado a compatibilidade entre valores reais e valores de previsão, em seguida é apresentado na Tabela 4.15 a relação entre os valores de energia ativa reais obtidos do servido (*NetEco*) e os valores calculados pelo processo desenvolvido. Com esta comparação é pretendido demonstrar que o método de cálculo utilizado (Corrente/Tensão) foi corretamente implementado. Caso os valores devolvidos pelo processo apresentassem uma grande variação perante os valores medidos pela instalação não seria possível validar o método de cálculo.

Tabela 4.15: Comparação entre os valores, calculados e os valores reais .

	Janeiro	Fevereiro	Março	Abril
Valores Calculados (DC) (KWh)	1895,69	2196,98	3490,85	5169,03
Valores NetEco (AC) (KWh)	1884,64	2172,71	3445,12	5104,45
Variação (%)	0.58	0.50	0.32	0.21

Como demonstrado pela Tabela 4.15, a variação entre valores não chega a atingir 1%. A variação apresentada não acontece devido a erros de cálculo, mas sim devido ao rendimento do inversor. Os valores calculados pelo algoritmo utilizam valores de tensão e corrente medidos em DC, enquanto os valores retirados do servidor são referentes ao lado AC do inversor. Os transformadores DC/AC utilizados na instalação apresentam um rendimento de 98.3%, o que justifica a variação apresentada. O restante valor é perdido ao longo do percurso por efeito de Joule.

Em termos de comparação de valores de produção diários, obtidos através da manipulação de dados, com os valores reais existentes no servidor *NetEco*, foi realizada uma análise gráfica do comportamento do inversor um para o mês de janeiro de forma a comprovar o método implementado.

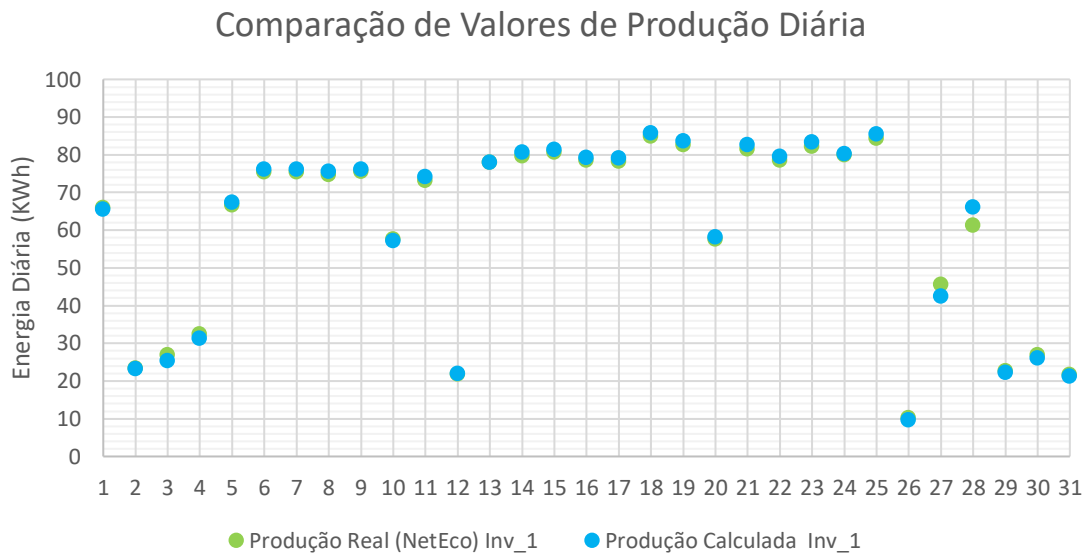


Figura 4.6: Comparação entre os valores diários, calculados através da análise Tensão/Corrente (DC) com os valores reais obtidos do servidor (AC).

É possível ver na Figura 4.6 a dispersão dos valores produtivos referentes ao inversor um da instalação para todos os dias do mês de janeiro. É possível notar que os valores são bastante aproximados pela sua sobreposição no gráfico, isto reforça a confirmação sobre método de cálculo utilizado.

A próxima etapa a comprovar corresponde ao algoritmo de divisão dos dias do ano em períodos horários, apresentado no ponto 4.2. Uma divisão em períodos horários errados traduz-se num cálculo errado dos valores de receita obtidos. Posto isto, queremos comprovar que o algoritmo devolve os períodos horários corretos para determinado dia. O exemplo utilizado corresponde ao dia 31 de dezembro de 2017, se este dia está correto todos os dias anteriores também estarão.

Tabela 4.16: Resultados obtidos pelo processo de divisão horária, em ciclos, para um instante escolhido aleatoriamente.

Data do Servidor	31/12/2017 12:00
Data	31/12/2017
Ano	2017
Mês	12
Dia	31
Hora	12
Minutos	0
Tempo	12
Estação	Inverno
Dia_Sem	Domingo
Feriado	Não
PH (Inv)	V
PH (Ver)	FALSO

Para o dia referido, a informação devolvida está apresentada na Tabela 4.16. Comparando com o calendário para o ano de 2017 (Figura 4.7), verificamos a veracidade dos resultados. Sendo um domingo, o período horário também se confirma como sendo o vazio normal.

**DEZEMBRO 2017**

DOM	SEG	TER	QUA	QUI	SEX	SÁB
26	27	28	29	30	01	02
03	04	05	06	07	08	09
10	11	12	13	14	15	16
17	18	19	20	21	22	23
24	25	26	27	28	29	30
31	01	02	03	04	05	06

Figura 4.7: Calendário do mês de dezembro, de 2017.

Como em qualquer situação construída sobre características imprevisíveis e incontrolláveis, irá sempre existir uma margem de erro. O objetivo é sempre diminuir essa margem. Como todas as ferramentas utilizadas foram comprovadas, é possível afirmar que os resultados obtidos se encontram muito aproximados da realidade.

Confirmados todos os métodos utilizados e a sua veracidade, a ferramenta foi implementada na instalação apresentada nos capítulos anteriores. Devido aos limites temporais impostos para a entrega do presente documento, a análise foi realizada apenas até dia 31/05/2017. Desta forma fica comprovado o correto funcionamento da ferramenta, utilizando valores reais e completos. Os resultados obtidos estão apresentados no Anexo F, onde é apresentada a produção diária de cada inversor, e a conclusão devolvida pela ferramenta, após analisar os valores calculados.

Analisando a tabela presente no Anexo F, é notável a presença de perdas de produção esporádicas que encontram justificação nas fracas condições para a produção fotovoltaica nos referentes dias. O caso que mereceu mais atenção aconteceu entre o dia 19/2/2017 e 19/3/2017, durante este intervalo de tempo é verificada uma quebra de produção constante no inversor dois. O fenómeno visualizado entre estas datas é justificado pelo facto de uma *string* do referido inversor ter sido desligada, entre as datas apresentadas. Isto levou a uma quebra de produção, que por sua vez foi detetada pelo algoritmo, que assume uma avaria. É possível ver na tabela presente em anexo que a produção do inversor dois, em todos os dias afetados, é inferior à produção dos restantes inversores. O comportamento normal do sistema, como já foi referido, corresponde a que o inversor dois produza mais que o inversor um. Nas datas referidas, a produção do inversor dois foi sempre menor que a produção do inversor um.

Focando agora apenas o último dia presente na análise (31/05/2017), na realidade não existiu qualquer perda de produção. Não existindo variação de produção, a análise económica resulta numa receita nula, pois a instalação está em pleno funcionamento e assim, não existem perdas. Caso fosse detetada uma avaria, seria devolvido o valor de receita obtida com a reparação instantânea do sistema, e a decisão de reparar o sistema ou não, como demonstrado no ponto 4.7.

#### 4.9. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste capítulo foram abordados todos os temas relacionados com a ferramenta de análise desenvolvida. A ferramenta foi capaz de eficazmente estimar a produção de energia esperada para a central fotovoltaica em questão, calcular a variação de produção entre dias, detetar situações de produção fora do normal, calcular as perdas de produção em caso de avaria, dividir as perdas por período horário e calcular o valor monetário perdido, devido à quebra de produção.

Foi explicado o processo de pensamento utilizado para o desenvolvimento da ferramenta, bem como os passos de cálculo mais significativos. Foi adotado um método pouco usual de cálculo preditivo através de horas solares, obtidas por manipulação dos valores de produção para uma instalação de referência, localizada na mesma área ou semelhante. Apesar de pouco utilizado, o método demonstrou ser correto e bastante aproximado, como indicado no ponto anterior, mesmo recorrendo a bases de dados com, na melhor das hipóteses, 12 anos.

A escolha da análise temporal permite ao utilizador comparar os valores atuais com o comportamento habitual do sistema fotovoltaico, eliminando assim possíveis anomalias resultantes de sombreamentos persistentes, causados por elementos arquitetónicos fixos. A utilização de valores (DC), medidos na entrada do inversor garantem um valor de produção mais real, tendo em conta que o rendimento do inversor não é contabilizado.

A ferramenta desenvolvida não é unicamente aplicável ao exemplo demonstrado, pode ser comutada para diversas instalações, requerendo apenas pequenos ajustes de formatação aos ficheiros desenvolvidos, mantendo as rotinas intactas. O método de cálculo implementado é aplicável a qualquer situação referente a UPAC's.

Verificou-se que o resultado obtido, depois de utilizada a ferramenta desenvolvida, corresponde a um valor bastante realista de perdas monetárias. O objetivo de ajudar o utilizador a ter uma visão mais aprofundada do sistema em análise foi garantido tendo em mente que a ferramenta serve apenas de apoio à decisão. Assim, deve existir sempre uma análise crítica sobre a origem do incorreto funcionamento do sistema. Se existe verdadeiramente uma avaria ou apenas um dia não favorável à produção fotovoltaica.



# 5. CONCLUSÕES

## 5.1. ANÁLISE GLOBAL

No início da presente dissertação foi proposto, como objetivo, o desenvolvimento de uma ferramenta capaz de analisar o comportamento histórico de uma unidade de produção de autoconsumo, modelizar a sua previsão de produção, realizar uma análise tensão corrente de forma eficaz, detetar possíveis variações de produção maléfica à instalação e informar o proprietário das variáveis económicas influenciadas por uma falha de produção na instalação.

Neste documento, foi sugerido um modelo matemático, capaz de analisar qualquer instalação de produção fotovoltaica de autoconsumo, cumprindo os requisitos enumerados anteriormente. O modelo é capaz de transferir os dados obtidos através da monitorização, analisar os dados instantâneos, diários ou mensais, por inversor e capaz de aglomerar a informação mensal num período anual onde realiza uma análise económica de apoio à decisão, que serve de auxílio ao proprietário sobre qual o melhor momento para realizar uma ação de manutenção corretiva.

## 5.2. ANÁLISE CONCLUSIVA

Os modelos matemáticos foram testados com sucesso na instalação apresentada ao longo do presente documento. Os processos implementados, referentes à transferência automática de dados, demonstraram um comportamento positivo. O processo foi utilizado para transferir, autonomamente, os valores de monitorização referentes aos meses presentes na análise apresentada (janeiro, fevereiro, março, abril e maio), da instalação em questão. Ficou comprovado no ponto 4.8 a sua veracidade.

A rotina responsável pela organização da informação transferida, também demonstrou um correto comportamento ao realizar a correta distribuição de informação pelos locais apropriados, bem como todos os passos de cálculo. Através deste ficheiro foi detetado que existia uma quebra de produção diária e constante, desde o início de operação da instalação. Apesar desta quebra não ser visível num espectro diário, devido à sua reduzida influência no panorama geral da instalação, a análise instantânea realizada permitiu detetar esta anomalia. Após deteção e com auxílio de um estudo à instalação, foi detetado que existia uma estrutura de telecomunicações a criar sombreamento nas diversas *strings*, do sistema. A variação manifesta-se em diferentes alturas do dia, nos diferentes inversores, devido às diferentes orientações das *strings*. A rotação do sol origina a uma rotação da sombra projetada na instalação.

Passando para a análise diária, foram detetados diversos dias onde se verificou uma anomalia no inversor dois. A maior parte dos casos corresponde a dias esporádicos, justificado pelas más condições climatéricas dos referentes dias. O período mais preocupante corresponde ao intervalo de dias entre 26 de janeiro e 29 março, onde se notou uma presença anormal de variação de produção. Realizada uma análise comportamental das *strings*, do referido inversor, foi verificado que nos dias 19, 20 e 21, um mau funcionamento levou à queima de um cabo da sexta *string*, (*string* dupla, conectada por um ligador “Y”, apenas uma foi afetada). Nos referidos dias, ambas as *strings* foram desligas. No vigésimo segundo dia, a *string* não afetada foi conectada, mantendo a restante fora de serviço. Este fenómeno levou a uma perda de produção significativa que só foi reposta no dia 29 de março.

Em termos de melhorias para a empresa, ao associar uma copia das rotinas desenvolvidas a cada instalação fotovoltaica é possível analisar os valores de produção diários, manter um registo dos mesmos e apresenta-los numa análise gráfica. A empresa é agora capaz de saber quando existiu uma quebra de produção, em que inversor e *string* existiu essa quebra e afunilar o leque de causas possíveis. É também possível detetar se se trata de um acontecimento esporádico ou de uma avaria persistente, como demonstrado pelos resultados obtidos, saber o impacto que o acontecimento teve na instalação e informar o proprietário de quanto está a perder em termos energéticos e monetários. Permitindo assim uma atuação preventiva que poupe o sistema a avarias de maior gravidade. Tudo isto autonomamente, sendo apenas necessário adaptar o ficheiro a cada instalação.

### **5.3. LIMITAÇÕES E PROPOSTAS FUTURAS**

É possível apontar que devido ao volume de dados, a ferramenta demora alguns minutos (cerca de 5 minutos para o exemplo apresentado), a realizar a análise. A implementação do algoritmo numa linguagem mais apropriada, ou mesmo certas modificações no código de VBA, podem conduzir a tempos de análise mais reduzidos. No início do desenvolvimento não existia noção do volume de dados. Quando se tornou um problema, já era tarde demais para recomeçar do início, de forma a respeitar os limites temporárias impostos.

Referindo a base de dados, seria também bastante positivo a utilização, ou atualização, da base de dados presente no *software PVsyst*. O clima atual sofreu grandes alterações desde o passado recente. Apesar dos valores continuarem aproximados, quando o objetivo final passa por grandezas monetárias sensíveis, os valores utilizados nas previsões devem ser os mais exatos possíveis.

Posto isto, é de salientar que a ferramenta cumpriu os requisitos propostos. Assim, foi capaz de realizar a transferência de dados do sistema de monitorização, organizou a informação nos locais apropriados, analisou o comportamento da instalação, realizou a previsão de produção para a mesma instalação, calculou o valor de perdas, em caso de existir uma avaria na presente data, e devolveu o valor de receita obtida e custo, em caso de reparação instantânea. Como referido, existe espaço para melhorias capazes de reduzir o tempo de processamento.



# REFERÊNCIAS

- Ambiente, A. P. (2015). *Agência Portuguesa do Ambiente*. Obtido em 12 de 06 de 2017, de <https://www.apambiente.pt/index.php?ref=16&subref=81&sub2ref=1251>
- Ambiente, M. d. (2014). *Decreto-Lei n.º 153/2014*.
- Andrade, V. (2017). A monitorização fotovoltaica - Um elemento indispensável. *Renováveis Magazine*, 29(Energias Renováveis).
- Azzouzi, Popescu, & Bouchahdane. (2016). Modeling of Electrical Characteristics of Photovoltaic Cell. *Journal of Clean Energy Technologies*. Obtido de [http://www.greenrhinoenergy.com/solar/technologies/pv\\_electronics.php](http://www.greenrhinoenergy.com/solar/technologies/pv_electronics.php)
- Barros, T. M. (07 de 2014). Previsão de carga – Comparação de técnicas. Porto.
- Becquerel, E. (1867). *La lumière, ses causes et ses effets*. Paris: Paris, Firmin Didot frères, fils et cie.
- Bordalo, A. (29 de 10 de 2015). *Coface*. Obtido em 16 de 06 de 2017, de <http://www.coface.pt/Noticias-e-Publicacoes/Noticias/O-futuro-da-energia-solar-na-Europa-energia-fotovoltaica>
- Borthakur, S. (11 de 02 de 2017). *LinkedIn*. Obtido em 07 de 06 de 2017, de <https://www.linkedin.com/pulse/photovoltaics-pv-solar-cells-panels-available-types-best-borthakur>
- Carneiro, J. (2010). Módulos Fotovoltaicos Características e Associações. Guimarães. Obtido de [https://repositorium.sdum.uminho.pt/bitstream/1822/16961/1/M%C3%B3dulos%20Fotovoltaicos\\_Caracteristicas%20e%20Associa%C3%A7%C3%B5es.pdf](https://repositorium.sdum.uminho.pt/bitstream/1822/16961/1/M%C3%B3dulos%20Fotovoltaicos_Caracteristicas%20e%20Associa%C3%A7%C3%B5es.pdf)
- Castro, R. (2002). *Introdução à Energia Fotovoltaica*. Lisboa: Instituto Superior Técnico.
- Civic Solar. (2011). *Civic Solar*. Obtido em 08 de 06 de 2017, de <https://www.civicsolar.com/support/installer/questions/what-bypass-diode>
- Comissão Europeia. (s.d.). *Comissão Europeia*. Obtido em 07 de 06 de 2017, de [http://ec.europa.eu/europe2020/targets/eu-targets/index\\_pt.htm](http://ec.europa.eu/europe2020/targets/eu-targets/index_pt.htm)

Comissão Técnica de Normalização Electrotécnica. (03 de 2015). *Direção Geral de Energia e Geologia*. Obtido em 25 de 04 de 2017, de [www.dgeg.pt/wwwbase/wwwinclude/ficheiro.aspx?access=1&id=14601](http://www.dgeg.pt/wwwbase/wwwinclude/ficheiro.aspx?access=1&id=14601)

Diário da República. (11 de 1 de 2017). *Portaria n.º 20/2017*. Obtido em 24 de 4 de 2017, de <http://data.dre.pt/eli/port/20/2017/01/11/p/dre/pt/html>

Direção Geral de Energia e Geologia. (01 de 01 de 2017). *Associação Portuguesa de Energias Renováveis*. Obtido em 20 de 04 de 2017, de [http://www.apren.pt/fotos/newsletter/conteudos/estatisticas\\_rapidas-renovaveis\\_outubro\\_2016\\_dgeg\\_1483544731.pdf](http://www.apren.pt/fotos/newsletter/conteudos/estatisticas_rapidas-renovaveis_outubro_2016_dgeg_1483544731.pdf)

Electronics, T. (s.d.). *PN Junction Theory*. Obtido em 06 de 07 de 2017

ERSE. (02 de 05 de 2017). *Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos*. Obtido em 02 de 05 de 2017, de <http://www.erse.pt/pt/electricidade/tarifaseprecos/periodoshorarios/Paginas/default.aspx>

*First Solar*. (05 de 08 de 2014). Obtido em 22 de 04 de 2017, de [http://files.shareholder.com/downloads/FSLR/4419409897x0x773989/5F8CC8FE-7D05-4C4D-B8E8-78206CEDE53D/FSLR\\_News\\_2014\\_8\\_5\\_English.pdf](http://files.shareholder.com/downloads/FSLR/4419409897x0x773989/5F8CC8FE-7D05-4C4D-B8E8-78206CEDE53D/FSLR_News_2014_8_5_English.pdf)

Goetzberger, A., & Hoffmann, V. U. (2005). *Photovoltaic Solar Energy Generation*. Alemanha: Springer Science & Business Media.

Henrique, E. (2012). *Ligas Metálicas para Formação de Fusíveis*. Recife.

Huawei, T. (19 de 08 de 2014). Obtido em 02 de 06 de 2017, de Huawei: [file:///C:/Users/Migue/Downloads/HUAWEI%20iManager%20NetEco%20V300R006%20\(Site\)%20Product%20Description%20\(1\).pdf](file:///C:/Users/Migue/Downloads/HUAWEI%20iManager%20NetEco%20V300R006%20(Site)%20Product%20Description%20(1).pdf)

Instituto Superior Técnico. (s.d.). *IST*. Obtido em 07 de 06 de 2017, de <http://e-lee.ist.utl.pt/realisations/EnergiesRenouvelables/FiliereSolaire/PanneauxPhotovoltaiques/Cellule/Association.htm>

Kaneka Corporation. (14 de 09 de 2016). *Kaneka Corporation*. Obtido em 12 de 04 de 2017, de [http://www.kaneka.co.jp/kaneka-e/images/topics/1473811995/1473811995\\_101.pdf](http://www.kaneka.co.jp/kaneka-e/images/topics/1473811995/1473811995_101.pdf)

Lorenzo, E. (1994). *Solar Electricity - Engineering of Photovoltaic Systems*. Sevilla: Progensa.

Luque, A., & Hegedus, S. (2003). *Handbook of Photovoltaic Science and Engineering*. Inglaterra: John Wiley & Sons Ltd.

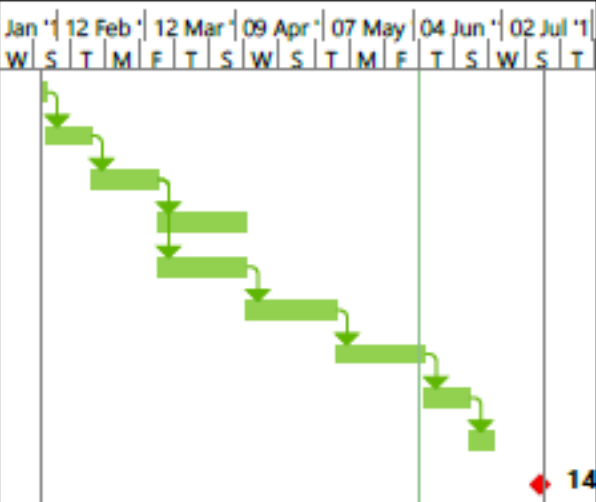
- Luz, P. (21 de 04 de 2015). *Krannich Solar*. Obtido em 07 de 06 de 2017, de <http://pt.krannich-solar.eu/2015/04/21/regime-de-producao-distribuida-em-portugal/>
- Martin A. Green, Keith Emery, Yoshihiro Hishikawa, Wilhelm Warta, Ewan D. Dunlop, Dean H. Levi, & Anita W. Y. Ho-Baillie. (28 de 11 de 2016). Solar Cell Efficiency Tables. *Progress In Photovoltaics*(Eficiência de Células Fotovoltaicas). Obtido em 24 de 4 de 2017, de <http://onlinelibrary.wiley.com/doi/10.1002/pip.2855/epdf>
- Martínez, J. F. (2017). Como Optimizar a Manutenção Nas Instalações Fotovoltaicas. *Renováveis Magazine*.
- Mau, F. S., & Jorge, N. (2017). Optimização de Parques Fotovoltaicos Através de Smart Monitoring. *Renováveis Magazine*, 29(Energias Renováveis).
- McEvoy, A., Markvart, T., & Castaner, L. (2011). *Practical Handbook of Photovoltaics - Fundamentals and Applications*. Estados Unidos da América: Elsevier.
- Monteiro, C. (2015). Energia 2030. *Renováveis Magazine*.
- Morais, J. L. (2009). *Sistemas Fotovoltaicos, da Teoria à Prática*. Porto: Publindústria.
- Nieves, A. A. (2011). *Mantenimiento de instalaciones solares fotovoltaicas*. Espanha: Editorial Vértice.
- Parlamento Europeu. (s.d.). *Parlamento Europeu*. Obtido em 05 de 03 de 2017, de <http://www.europarl.europa.eu/sides/getDoc.do?language=pt&type=IMPRESS&reference=20081208BKG44004>
- Pierre J, V. (2016). Will we have >22% Efficient Multi-Crystalline Silicon Solar Cells? *International PVSEC-26*. Singapura.
- Pinto, F. (21 de 11 de 2015). *Ordem dos Engenheiros*. Obtido em 05 de 04 de 2017, de [http://www.ordemengenheiros.pt/fotos/dossier\\_artigo/20151120\\_filipepinto\\_7615808675660254a2675c.pdf](http://www.ordemengenheiros.pt/fotos/dossier_artigo/20151120_filipepinto_7615808675660254a2675c.pdf)
- Portal da Energia*. (28 de 11 de 2011). (Principais tipos de células fotovoltaicas constituintes de painéis solares) Obtido em 29 de 05 de 2017, de <https://www.portal-energia.com/principais-tipos-de-celulas-fotovoltaicas-constituientes-de-paineis-solares/>
- R. B., & Nashelsky, L. (1986). *Dispositivos Eletrônicos e Teoria de Circuitos*. Rio de Janeiro: PrenticeHall do Brasil.

- Renováveis na Hora. (s.d.). *Renováveis na Hora*. Obtido em 04 de 05 de 2017, de <http://www.renovaveisnahora.pt/web/srm/legislacao>
- Rodrigues, C. (2017). Manutenção de instalações fotovoltaicas ligadas à rede. *Renováveis Magazine*, 29(Energias Renováveis).
- Roselund, C. (15 de 06 de 2016). *PV-Magazine*. Obtido em 05 de 05 de 2017, de [https://www.pv-magazine.com/2016/06/15/zsw-sets-new-thin-film-solar-world-record-with-22-6-efficient-cigs-pv-cell\\_100024995/](https://www.pv-magazine.com/2016/06/15/zsw-sets-new-thin-film-solar-world-record-with-22-6-efficient-cigs-pv-cell_100024995/)
- Sampaio, C. (2015). Oportunidades e Ameaças para o Autoconsumo. *Renováveis Magazine*.
- Schneider Electric. (2012). *Schneider Electric*. Obtido em 08 de 06 de 2017, de [www.Schneider-Electric.com: http://www2.schneider-electric.com/documents/solar/pdf/safe-and-reliable-photovoltaic-energy-generation-en.pdf](http://www2.schneider-electric.com/documents/solar/pdf/safe-and-reliable-photovoltaic-energy-generation-en.pdf)
- Simon Mathew, Aswani Yella, Peng Gao, Robin Humphry-Baker, Basile F. E. Curchod, Negar Ashari-Astani, . . . Michael Gratzel. (2014). Dye-sensitized solar cells with 13% efficiency achieved through the molecular engineering of porphyrin sensitizers. *Nature Chemistry*.
- SMA, S. T. (2011). Obtido em 02 de 06 de 2017, de SMA: <http://files.sma.de/dl/7680/Perfratio-TI-en-11.pdf>
- Sonnenenergie, D. G. (2012). *Planning and Installing Photovoltaic Systems - A Guide for Installers, Architects and Engineers*. Alemanha: Routledge.
- Tiwari, G. N., & Dubey, S. (2010). *Fundamentals of Photovoltaic Modules and Their Applications*. Reino Unido: Royal Society of Chemistry.
- Zhang, S. (1 de 2016). 335-W World-Record p-Type Monocrystalline Module With 20.6% Efficient PERC Solar Cells. *IEEE Journal of Photovoltaics*.

## Anexo A. Planeamento da Dissertação.



ID	Task Mode	Task Name	Duration	Jan '17	12 Feb '17	12 Mar '17	09 Apr '17	07 May '17	04 Jun '17	02 Jul '17			
				W	S	T	M	F	T	S	W	S	T
1		Visita à Instalação Utilizada para o Desenvolvimento da Ferramenta	2 days										
2		Análise do Decreto Lei - nº 153/2014	10 days										
3		Recolha e Análise de Informação Sobre o Tema da Monitorização Fotovoltaica	15 days										
4		Início do Desenvolvimento do Segundo e Terceiro Capítulo	20 days										
5		Desenvolvimento da Componente de Transferência de Dados	20 days										
6		Desenvolvimento da Ferramenta de Análise	20 days										
7		Início do Desenvolvimento do Quarto Capítulo	20 days										
8		Início do Desenvolvimento do Primeiro e Quinto Capítulo	10 days										
9		Correções e Últimos Pormenores	5 days										
10		Entrega da Versão Final do Documento Escrito	0 days										



Project: Project1  
Date: Tue 06/06/17

Task		Inactive Summary		External Tasks	
Split		Manual Task		External Milestone	
Milestone		Duration-only		Deadline	
Summary		Manual Summary Rollup		Progress	
Project Summary		Manual Summary		Manual Progress	
Inactive Task		Start-only			
Inactive Milestone		Finish-only			



**Anexo B. Produção do Inversor Um, por Instante, no dia 01/01/2017.** (Exemplo Demonstrativo dos Valores Calculados Através dos Valores Tensão/Corrente, obtidos do sistema de monitorização, pela rotina em VBA



Data	Produção (KW)					
	Str_1	Str_2	Str_3	Str_4	Str_5	Str_6
01/01/2017 08:00	0,09	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
01/01/2017 08:15	0,00	0,06	0,00	0,00	0,06	0,06
01/01/2017 08:30	0,00	0,12	0,07	0,07	0,14	0,14
01/01/2017 08:45	0,07	0,14	0,07	0,07	0,15	0,30
01/01/2017 09:00	0,07	0,37	0,07	0,14	0,46	0,91
01/01/2017 09:15	0,27	0,48	0,15	0,15	0,80	1,52
01/01/2017 09:30	0,51	0,65	0,39	0,19	1,11	2,15
01/01/2017 09:45	0,59	0,89	0,56	0,45	1,35	2,54
01/01/2017 10:00	0,81	0,96	0,75	0,68	1,47	2,95
01/01/2017 10:15	0,90	1,13	0,94	0,94	1,71	3,26
01/01/2017 10:30	1,08	1,23	1,00	1,08	1,77	3,47
01/01/2017 10:45	1,16	1,31	1,08	1,23	1,85	3,62
01/01/2017 11:00	1,38	1,53	1,30	1,46	2,15	4,21
01/01/2017 11:15	1,37	1,52	1,37	1,52	2,20	4,33
01/01/2017 11:30	1,51	1,58	1,51	1,58	2,26	4,44
01/01/2017 11:45	1,51	1,58	1,58	1,66	2,33	4,52
01/01/2017 12:00	1,57	1,64	1,64	1,71	2,31	4,62
01/01/2017 12:15	1,44	1,00	1,72	1,79	2,32	4,63
01/01/2017 12:30	1,37	0,72	1,73	1,80	2,38	4,69
01/01/2017 12:45	0,86	0,72	1,80	1,87	2,30	4,67
01/01/2017 13:00	0,64	0,79	1,72	1,79	2,22	4,43
01/01/2017 13:15	0,63	0,91	1,53	1,46	1,95	3,83
01/01/2017 13:30	0,67	1,29	1,86	1,21	2,17	4,27
01/01/2017 13:45	0,50	0,92	1,23	0,82	1,45	2,90
01/01/2017 14:00	0,74	1,40	1,62	1,18	1,99	3,91
01/01/2017 14:15	0,81	1,25	1,32	1,17	1,76	3,52
01/01/2017 14:30	0,89	1,49	1,41	1,56	2,23	4,46
01/01/2017 14:45	0,51	0,95	0,89	1,24	1,47	2,94
01/01/2017 15:00	0,35	0,77	0,68	1,16	1,32	2,65
01/01/2017 15:15	0,35	0,63	0,59	1,05	1,09	2,41
01/01/2017 15:30	0,35	0,42	0,42	0,71	0,56	1,48
01/01/2017 15:45	0,21	0,34	0,34	0,62	0,47	1,14
01/01/2017 16:00	0,13	0,13	0,13	0,20	0,20	0,39
01/01/2017 16:15	0,13	0,13	0,13	0,20	0,13	0,34
01/01/2017 16:30	0,13	0,13	0,13	0,20	0,13	0,33
01/01/2017 16:45	0,00	0,13	0,07	0,07	0,07	0,14
01/01/2017 17:00	0,00	0,05	0,00	0,00	0,00	0,00



Anexo C. Produção do Inversor Um, por *String*, por dia, para Janeiro de 2017. (Exemplo Demonstrativo, Apenas *Strings* um a quatro)



Data	Energia p/ Dia (KWh)																
	Str_1				Str_2				Str_3				Str_4				Str_n
	P	C	V	SV	P	C	V	SV	P	C	V	SV	P	C	V	SV	...
01/01/2017	0,00	0,00	5,90	0,00	0,00	0,00	7,35	0,00	0,00	0,00	7,95	0,00	0,00	0,00	8,26	0,00	...
02/01/2017	0,92	2,09	0,00	0,00	0,94	2,31	0,00	0,00	0,94	2,29	0,00	0,00	1,01	2,34	0,00	0,00	...
03/01/2017	0,66	2,41	0,00	0,00	0,76	2,86	0,00	0,00	0,74	2,67	0,00	0,00	0,76	2,87	0,00	0,00	...
04/01/2017	0,93	2,51	0,00	0,00	1,04	3,13	0,00	0,00	0,97	3,33	0,00	0,00	1,04	3,41	0,00	0,00	...
05/01/2017	2,69	2,91	0,00	0,00	3,04	4,16	0,00	0,00	2,65	5,81	0,00	0,00	2,69	6,03	0,00	0,00	...
06/01/2017	3,15	2,97	0,00	0,00	3,59	4,63	0,00	0,00	3,02	6,18	0,00	0,00	3,06	6,49	0,00	0,00	...
07/01/2017	0,00	4,63	1,54	0,00	0,00	4,72	3,58	0,00	0,00	4,93	4,23	0,00	0,00	5,07	4,49	0,00	...
08/01/2017	0,00	0,00	6,06	0,00	0,00	0,00	8,30	0,00	0,00	0,00	9,18	0,00	0,00	0,00	9,44	0,00	...
09/01/2017	3,05	3,24	0,00	0,00	3,50	4,87	0,00	0,00	2,95	6,31	0,00	0,00	2,94	6,62	0,00	0,00	...
10/01/2017	1,94	3,72	0,00	0,00	2,02	4,69	0,00	0,00	1,98	5,52	0,00	0,00	2,09	5,86	0,00	0,00	...
11/01/2017	3,13	3,29	0,00	0,00	3,49	4,75	0,00	0,00	2,90	6,09	0,00	0,00	2,95	6,24	0,00	0,00	...
12/01/2017	0,78	1,97	0,00	0,00	0,84	2,27	0,00	0,00	0,84	2,20	0,00	0,00	0,90	2,34	0,00	0,00	...
13/01/2017	3,19	3,66	0,00	0,00	3,57	5,13	0,00	0,00	2,99	6,43	0,00	0,00	3,01	7,04	0,00	0,00	...
14/01/2017	0,00	4,86	1,94	0,00	0,00	4,81	4,05	0,00	0,00	5,00	4,75	0,00	0,00	5,11	5,02	0,00	...
15/01/2017	0,00	0,00	6,75	0,00	0,00	0,00	8,71	0,00	0,00	0,00	9,95	0,00	0,00	0,00	10,29	0,00	...
16/01/2017	3,28	3,44	0,00	0,00	3,67	5,01	0,00	0,00	3,07	6,55	0,00	0,00	3,07	6,96	0,00	0,00	...
17/01/2017	3,26	3,65	0,00	0,00	3,63	5,14	0,00	0,00	3,01	6,53	0,00	0,00	3,05	6,94	0,00	0,00	...
18/01/2017	3,49	3,79	0,00	0,00	3,85	5,57	0,00	0,00	3,13	7,27	0,00	0,00	3,21	7,56	0,00	0,00	...
19/01/2017	3,54	3,85	0,00	0,00	3,91	5,44	0,00	0,00	3,23	6,97	0,00	0,00	3,25	7,29	0,00	0,00	...
20/01/2017	1,43	3,78	0,00	0,00	1,68	5,06	0,00	0,00	1,39	6,11	0,00	0,00	1,25	6,46	0,00	0,00	...
21/01/2017	0,00	5,07	2,22	0,00	0,00	4,99	4,29	0,00	0,00	5,13	5,03	0,00	0,00	5,18	5,35	0,00	...
22/01/2017	0,00	0,00	6,97	0,00	0,00	0,00	8,95	0,00	0,00	0,00	10,07	0,00	0,00	0,00	10,29	0,00	...



23/01/2017	3,44	3,98	0,00	0,00	3,79	5,59	0,00	0,00	3,14	7,08	0,00	0,00	3,16	7,53	0,00	0,00	...
24/01/2017	3,38	4,00	0,00	0,00	3,70	5,38	0,00	0,00	3,16	6,78	0,00	0,00	3,14	7,27	0,00	0,00	...
25/01/2017	3,49	4,20	0,00	0,00	3,84	5,79	0,00	0,00	3,21	7,31	0,00	0,00	3,23	7,70	0,00	0,00	...
26/01/2017	0,29	0,97	0,00	0,00	0,25	1,03	0,00	0,00	0,31	1,14	0,00	0,00	0,30	1,04	0,00	0,00	...
27/01/2017	1,95	2,50	0,00	0,00	2,04	3,71	0,00	0,00	2,02	3,69	0,00	0,00	2,08	3,72	0,00	0,00	...
28/01/2017	0,00	5,55	2,77	0,00	0,00	5,77	3,10	0,00	0,00	5,48	2,99	0,00	0,00	5,57	3,12	0,00	...
29/01/2017	0,00	0,00	2,88	0,00	0,00	0,00	3,24	0,00	0,00	0,00	3,09	0,00	0,00	0,00	3,27	0,00	...
30/01/2017	1,27	2,09	0,00	0,00	1,34	2,26	0,00	0,00	1,35	2,30	0,00	0,00	1,37	2,46	0,00	0,00	...
31/01/2017	0,73	2,05	0,00	0,00	0,80	2,25	0,00	0,00	0,76	2,14	0,00	0,00	0,80	2,29	0,00	0,00	...



Anexo D. Totais de Energia do Inversor Um, por Período Horário, por Inversor e Percentagens de Produção, para o mês de Janeiro de 2017. (Exemplo Demonstrativo)



Data	Total de Energia p/ph (KWh)				Total de Energia no inversor	Porcentagem de Energia p/ PH			
	P	C	V	SV		P	C	V	SV
01/01/2017	0,00	0,00	65,59	0,00	65,59	0,00%	0,00%	100,00%	0,00%
02/01/2017	6,92	16,29	0,00	0,00	23,20	29,80%	70,20%	0,00%	0,00%
03/01/2017	5,36	19,99	0,00	0,00	25,35	21,14%	78,86%	0,00%	0,00%
04/01/2017	7,25	24,08	0,00	0,00	31,33	23,13%	76,87%	0,00%	0,00%
05/01/2017	23,97	43,48	0,00	0,00	67,44	35,54%	64,46%	0,00%	0,00%
06/01/2017	28,17	48,04	0,00	0,00	76,21	36,96%	63,04%	0,00%	0,00%
07/01/2017	0,00	42,65	33,49	0,00	76,14	0,00%	56,01%	43,99%	0,00%
08/01/2017	0,00	0,00	75,53	0,00	75,53	0,00%	0,00%	100,00%	0,00%
09/01/2017	27,61	48,52	0,00	0,00	76,14	36,27%	63,73%	0,00%	0,00%
10/01/2017	15,77	41,49	0,00	0,00	57,26	27,54%	72,46%	0,00%	0,00%
11/01/2017	27,44	46,75	0,00	0,00	74,19	36,99%	63,01%	0,00%	0,00%
12/01/2017	6,14	15,80	0,00	0,00	21,94	27,98%	72,02%	0,00%	0,00%
13/01/2017	28,08	49,83	0,00	0,00	77,92	36,04%	63,96%	0,00%	0,00%
14/01/2017	0,00	43,23	37,48	0,00	80,71	0,00%	53,56%	46,44%	0,00%
15/01/2017	0,00	0,00	81,39	0,00	81,39	0,00%	0,00%	100,00%	0,00%
16/01/2017	28,67	50,61	0,00	0,00	79,28	36,16%	63,84%	0,00%	0,00%
17/01/2017	28,35	50,80	0,00	0,00	79,15	35,82%	64,18%	0,00%	0,00%
18/01/2017	30,03	55,81	0,00	0,00	85,84	34,99%	65,01%	0,00%	0,00%
19/01/2017	30,39	53,25	0,00	0,00	83,65	36,34%	63,66%	0,00%	0,00%
20/01/2017	11,93	46,30	0,00	0,00	58,23	20,49%	79,51%	0,00%	0,00%
21/01/2017	0,00	43,77	38,96	0,00	82,72	0,00%	52,91%	47,09%	0,00%
22/01/2017	0,00	0,00	79,55	0,00	79,55	0,00%	0,00%	100,00%	0,00%
23/01/2017	29,16	54,15	0,00	0,00	83,30	35,00%	65,00%	0,00%	0,00%
24/01/2017	28,54	51,69	0,00	0,00	80,23	35,57%	64,43%	0,00%	0,00%
25/01/2017	29,56	55,89	0,00	0,00	85,45	34,60%	65,40%	0,00%	0,00%
26/01/2017	2,16	7,48	0,00	0,00	9,65	22,42%	77,58%	0,00%	0,00%
27/01/2017	15,47	27,07	0,00	0,00	42,53	36,36%	63,64%	0,00%	0,00%
28/01/2017	0,00	43,88	22,25	0,00	66,13	0,00%	66,36%	33,64%	0,00%
29/01/2017	0,00	0,00	22,32	0,00	22,32	0,00%	0,00%	100,00%	0,00%
30/01/2017	9,68	16,42	0,00	0,00	26,09	37,08%	62,92%	0,00%	0,00%
31/01/2017	5,52	15,70	0,00	0,00	21,21	26,01%	73,99%	0,00%	0,00%



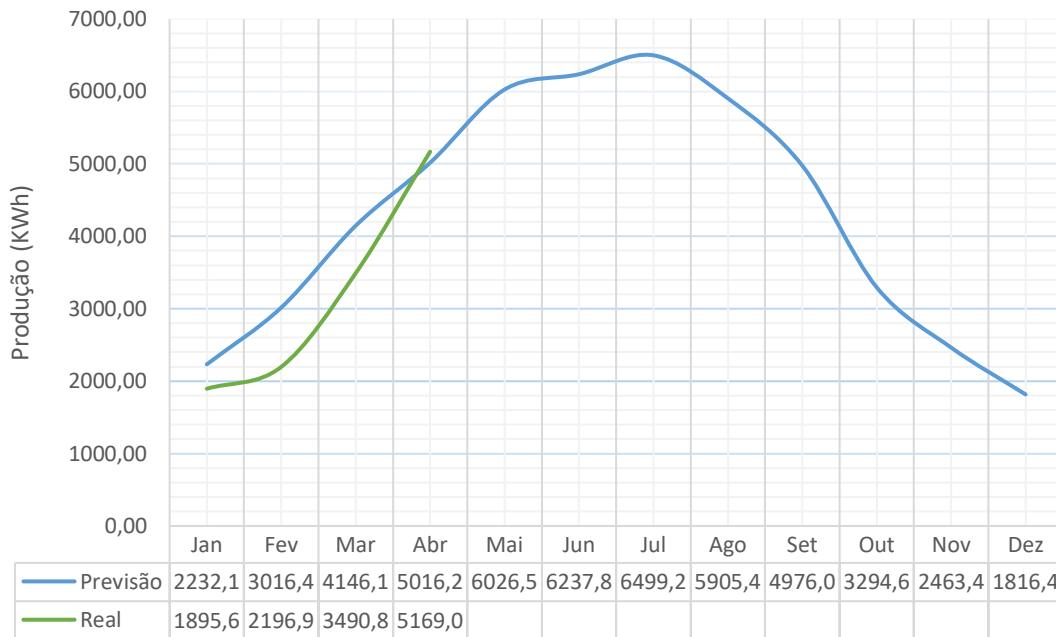
## Anexo E. Horas de Sol Pico e Produção de cada Inversor da Instalação.





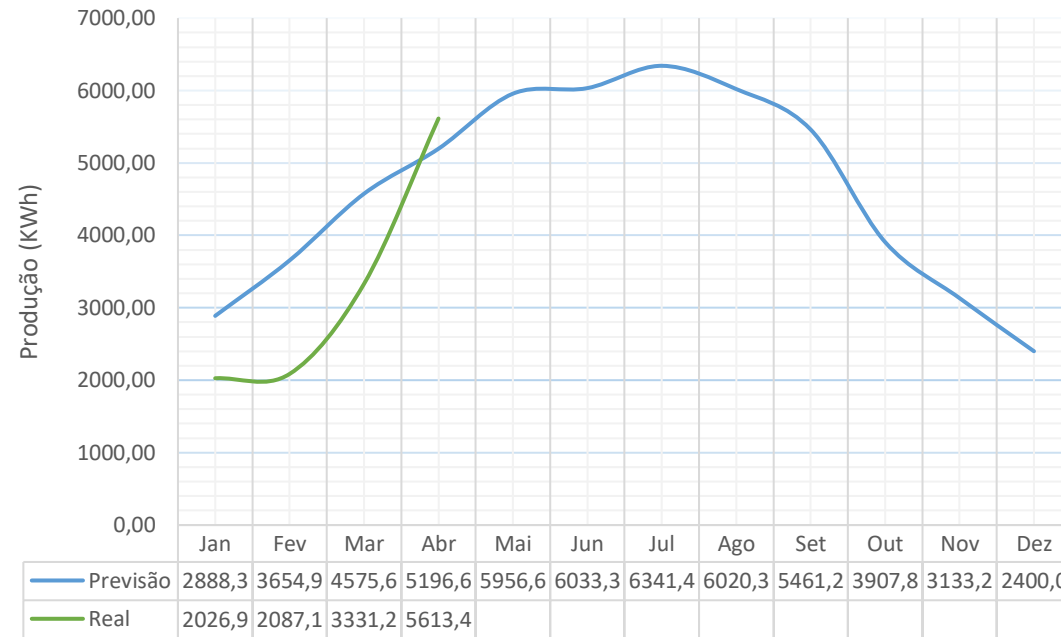


### Produção Mensal Inv\_1



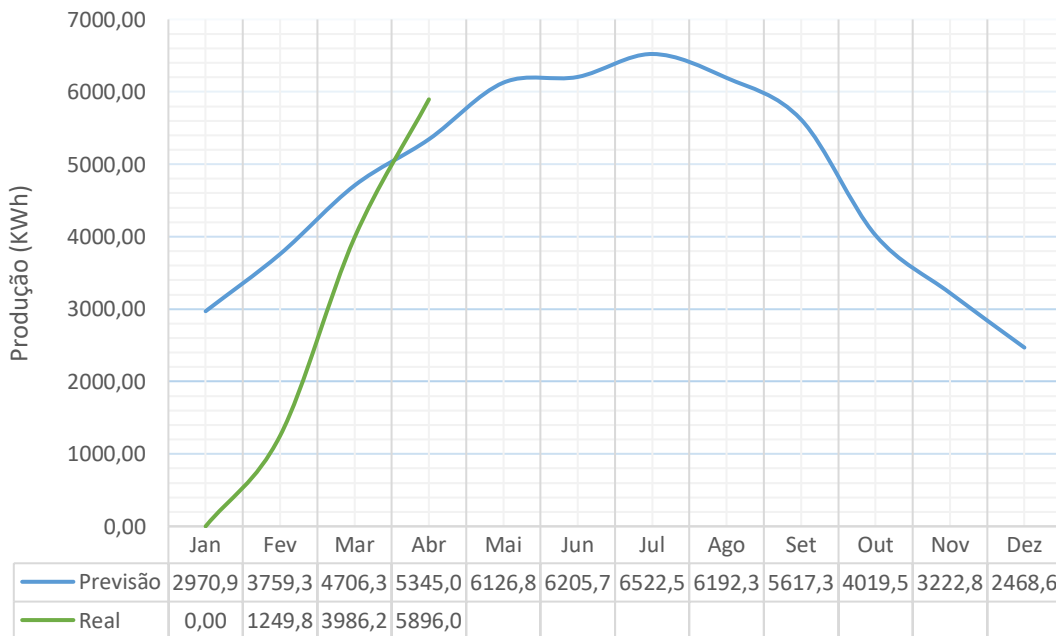
— Previsão — Real

### Produção Mensal Inv\_2



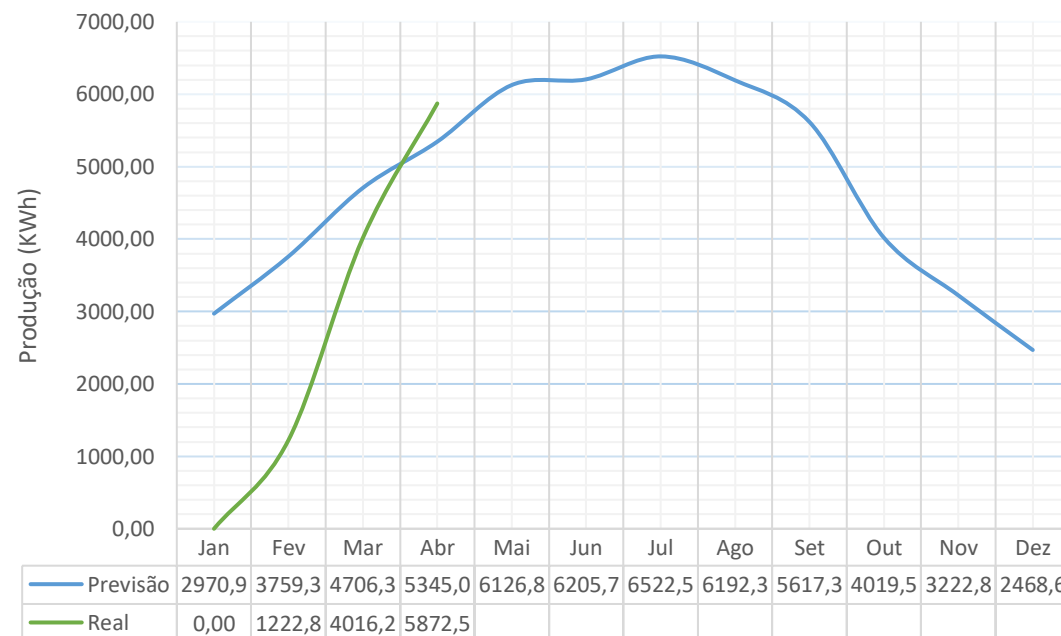
— Previsão — Real

### Produção Mensal Inv\_3



— Previsão — Real

### Produção Mensal Inv\_4



— Previsão — Real



Anexo F. Resultados Obtidos Pela Rotina de Detecção de Avaria e Perdas, até ao dia 31 de maio de 2017.



Data	Produção Real (KWh)				Estado				Perdas (KWh)			
	Inv_1	Inv_2	Inv_3	Inv_4	Inv_1	Inv_2	Inv_3	Inv_4	Inv_1	Inv_2	Inv_3	Inv_4
01/01/2017	65,59	71,15	0,00	0,00								
02/01/2017	23,20	20,00	0,00	0,00	Normal	Avaria	Normal	Normal		5,17		
03/01/2017	25,35	22,70	0,00	0,00	Normal	Avaria	Normal	Normal		5,87		
04/01/2017	31,33	29,57	0,00	0,00	Normal	Avaria	Normal	Normal		7,65		
05/01/2017	67,44	74,24	0,00	0,00	Normal	Normal	Normal	Normal				
06/01/2017	76,21	85,69	0,00	0,00	Normal	Normal	Normal	Normal				
07/01/2017	76,14	85,33	0,00	0,00	Normal	Normal	Normal	Normal				
08/01/2017	75,53	84,47	0,00	0,00	Normal	Normal	Normal	Normal				
09/01/2017	76,14	83,85	0,00	0,00	Normal	Normal	Normal	Normal				
10/01/2017	57,26	57,53	0,00	0,00	Normal	Normal	Normal	Normal				
11/01/2017	74,19	81,85	0,00	0,00	Normal	Normal	Normal	Normal				
12/01/2017	21,94	18,90	0,00	0,00	Normal	Avaria	Normal	Normal		5,30		
13/01/2017	77,92	85,52	0,00	0,00	Normal	Normal	Normal	Normal				
14/01/2017	80,71	90,02	0,00	0,00	Normal	Normal	Normal	Normal				
15/01/2017	81,39	91,67	0,00	0,00	Normal	Normal	Normal	Normal				
16/01/2017	79,28	88,50	0,00	0,00	Normal	Normal	Normal	Normal				
17/01/2017	79,15	87,83	0,00	0,00	Normal	Normal	Normal	Normal				
18/01/2017	85,84	95,83	0,00	0,00	Normal	Normal	Normal	Normal				
19/01/2017	83,65	92,19	0,00	0,00	Normal	Normal	Normal	Normal				
20/01/2017	58,23	61,70	0,00	0,00	Normal	Normal	Normal	Normal				
21/01/2017	82,72	90,89	0,00	0,00	Normal	Normal	Normal	Normal				
22/01/2017	79,55	86,67	0,00	0,00	Normal	Normal	Normal	Normal				
23/01/2017	83,30	91,40	0,00	0,00	Normal	Normal	Normal	Normal				
24/01/2017	80,23	86,41	0,00	0,00	Normal	Normal	Normal	Normal				
25/01/2017	85,45	93,27	0,00	0,00	Normal	Normal	Normal	Normal				
26/01/2017	9,65	8,00	0,00	0,00	Normal	Avaria	Normal	Normal		2,53		
27/01/2017	42,53	40,83	0,00	0,00	Normal	Avaria	Normal	Normal		12,88		
28/01/2017	66,13	61,76	0,00	0,00	Normal	Avaria	Normal	Normal		19,49		
29/01/2017	22,32	18,99	0,00	0,00	Normal	Avaria	Normal	Normal		5,99		
30/01/2017	26,09	22,16	0,00	0,00	Normal	Avaria	Normal	Normal		6,99		
31/01/2017	21,21	18,06	0,00	0,00	Normal	Avaria	Normal	Normal		5,70		
01/02/2017	48,91	44,60	0,00	0,00	Normal	Avaria	Normal	Normal		14,07		
02/02/2017	46,55	43,07	0,00	0,00	Normal	Avaria	Normal	Normal		13,59		
03/02/2017	12,82	10,74	0,00	0,00	Normal	Avaria	Normal	Normal		3,39		
04/02/2017	7,47	6,36	0,00	0,00	Normal	Avaria	Normal	Normal		2,01		
05/02/2017	82,63	81,41	0,00	0,00	Normal	Normal	Normal	Normal				
06/02/2017	41,73	37,91	0,00	0,00	Normal	Avaria	Normal	Normal		3,21		
07/02/2017	107,09	111,47	0,00	0,00	Normal	Normal	Normal	Normal				
08/02/2017	99,17	104,15	0,00	0,00	Normal	Normal	Normal	Normal				
09/02/2017	69,00	63,15	0,00	0,00	Normal	Avaria	Normal	Normal		9,32		
10/02/2017	56,45	54,14	0,00	0,00	Normal	Avaria	Normal	Normal		7,99		
11/02/2017	90,24	91,61	0,00	0,00	Normal	Normal	Normal	Normal				
12/02/2017	32,59	28,16	0,00	0,00	Normal	Avaria	Normal	Normal		4,92		
13/02/2017	67,62	67,40	0,00	0,00	Normal	Normal	Normal	Normal				
14/02/2017	43,88	41,21	0,00	0,00	Normal	Avaria	Normal	Normal		2,52		
15/02/2017	81,47	76,83	0,00	0,00	Normal	Avaria	Normal	Normal		4,71		
16/02/2017	116,35	120,42	0,00	0,00	Normal	Normal	Normal	Normal				
17/02/2017	113,77	116,35	0,00	0,00	Normal	Normal	Normal	Normal				
18/02/2017	92,29	89,83	107,12	97,45	Normal	Normal	Normal	Normal				
19/02/2017	118,63	102,62	140,86	127,74	Normal	Avaria	Normal	Normal		14,56		
20/02/2017	123,42	105,96	147,59	133,72	Normal	Avaria	Normal	Normal		15,03		
21/02/2017	114,46	79,21	138,61	125,26	Normal	Avaria	Normal	Normal		11,24		



Data	Produção Real (KWh)				Estado				Perdas (KWh)			
	Inv_1	Inv_2	Inv_3	Inv_4	Inv_1	Inv_2	Inv_3	Inv_4	Inv_1	Inv_2	Inv_3	Inv_4
22/02/2017	113,30	113,70	132,01	137,45	Normal	Avaria	Normal	Normal		16,13		
23/02/2017	114,65	114,06	132,09	137,60	Normal	Avaria	Normal	Normal		16,18		
24/02/2017	117,05	118,35	138,00	143,47	Normal	Avaria	Normal	Normal		16,79		
25/02/2017	118,87	120,90	141,34	146,47	Normal	Avaria	Normal	Normal		17,15		
26/02/2017	62,47	54,22	64,04	64,48	Normal	Avaria	Normal	Normal		7,69		
27/02/2017	44,01	37,73	45,35	45,94	Normal	Avaria	Normal	Normal		5,35		
28/02/2017	60,12	51,61	62,79	63,30	Normal	Avaria	Normal	Normal		7,32		
01/03/2017	61,31	53,98	63,75	64,46	Normal	Avaria	Normal	Normal		7,66		
02/03/2017	61,12	53,34	64,33	65,61	Normal	Avaria	Normal	Normal		7,57		
03/03/2017	29,37	24,57	30,05	30,24	Normal	Avaria	Normal	Normal		3,49		
04/03/2017	116,33	113,11	130,18	131,13	Normal	Avaria	Normal	Normal		16,05		
05/03/2017	47,51	41,06	49,45	50,01	Normal	Avaria	Normal	Normal		5,82		
06/03/2017	76,25	67,07	81,85	82,74	Normal	Avaria	Normal	Normal		9,51		
07/03/2017	64,14	55,11	73,47	72,13	Normal	Avaria	Normal	Normal		7,82		
08/03/2017	123,83	120,03	148,61	149,39	Normal	Avaria	Normal	Normal		17,03		
09/03/2017	143,96	142,32	174,11	177,04	Normal	Avaria	Normal	Normal		20,19		
10/03/2017	147,42	145,22	176,90	179,56	Normal	Avaria	Normal	Normal		20,60		
11/03/2017	91,75	85,76	98,83	98,11	Normal	Avaria	Normal	Normal		12,17		
12/03/2017	144,85	139,24	163,69	164,21	Normal	Avaria	Normal	Normal		19,75		
13/03/2017	160,84	159,29	194,29	196,44	Normal	Avaria	Normal	Normal		22,60		
14/03/2017	149,31	145,69	176,97	178,98	Normal	Avaria	Normal	Normal		20,67		
15/03/2017	148,61	144,65	179,80	180,81	Normal	Avaria	Normal	Normal		20,52		
16/03/2017	151,86	148,53	184,43	185,34	Normal	Avaria	Normal	Normal		21,07		
17/03/2017	157,16	153,09	188,25	189,68	Normal	Avaria	Normal	Normal		21,72		
18/03/2017	151,99	148,31	183,68	184,25	Normal	Avaria	Normal	Normal		21,04		
19/03/2017	95,05	85,17	116,62	116,84	Normal	Avaria	Normal	Normal		12,08		
20/03/2017	77,60	67,19	72,45	73,55	Normal	Avaria	Normal	Normal		9,53		
21/03/2017	156,54	153,79	197,06	198,27	Normal	Avaria	Normal	Normal		21,82		
22/03/2017	104,24	94,49	113,06	114,08	Normal	Avaria	Normal	Normal		13,40		
23/03/2017	105,88	93,72	116,59	117,71	Normal	Avaria	Normal	Normal		13,30		
24/03/2017	92,86	81,35	99,27	99,94	Normal	Avaria	Normal	Normal		11,54		
25/03/2017	101,20	95,81	106,61	110,07	Normal	Avaria	Normal	Normal		13,59		
26/03/2017	71,29	65,10	75,61	75,49	Normal	Avaria	Normal	Normal		9,24		
27/03/2017	105,50	96,76	111,11	108,59	Normal	Avaria	Normal	Normal		13,73		
28/03/2017	168,26	159,44	192,81	195,44	Normal	Avaria	Normal	Normal		22,62		
29/03/2017	151,84	147,36	178,16	179,02	Normal	Avaria	Normal	Normal		20,91		
30/03/2017	131,50	141,46	138,95	139,75	Normal	Normal	Normal	Normal				
31/03/2017	101,51	109,21	105,27	107,34	Normal	Normal	Normal	Normal				
01/04/2017	138,21	149,85	153,75	153,52	Normal	Normal	Normal	Normal				
02/04/2017	186,99	208,31	223,25	222,99	Normal	Normal	Normal	Normal				
03/04/2017	183,87	202,69	218,14	217,82	Normal	Normal	Normal	Normal				
04/04/2017	183,45	203,15	217,94	217,30	Normal	Normal	Normal	Normal				
05/04/2017	189,15	209,44	222,70	221,99	Normal	Normal	Normal	Normal				
06/04/2017	185,32	204,53	218,51	217,56	Normal	Normal	Normal	Normal				
07/04/2017	185,67	205,00	217,47	216,71	Normal	Normal	Normal	Normal				
08/04/2017	183,46	201,98	214,00	212,63	Normal	Normal	Normal	Normal				
09/04/2017	163,86	180,35	191,54	190,71	Normal	Normal	Normal	Normal				
10/04/2017	163,21	180,98	188,10	188,17	Normal	Normal	Normal	Normal				
11/04/2017	180,66	197,87	208,17	207,55	Normal	Normal	Normal	Normal				
12/04/2017	184,67	204,23	216,19	214,63	Normal	Normal	Normal	Normal				
13/04/2017	147,97	157,56	165,90	163,74	Normal	Normal	Normal	Normal				
14/04/2017	103,51	103,20	104,83	104,85	Normal	Normal	Normal	Normal				



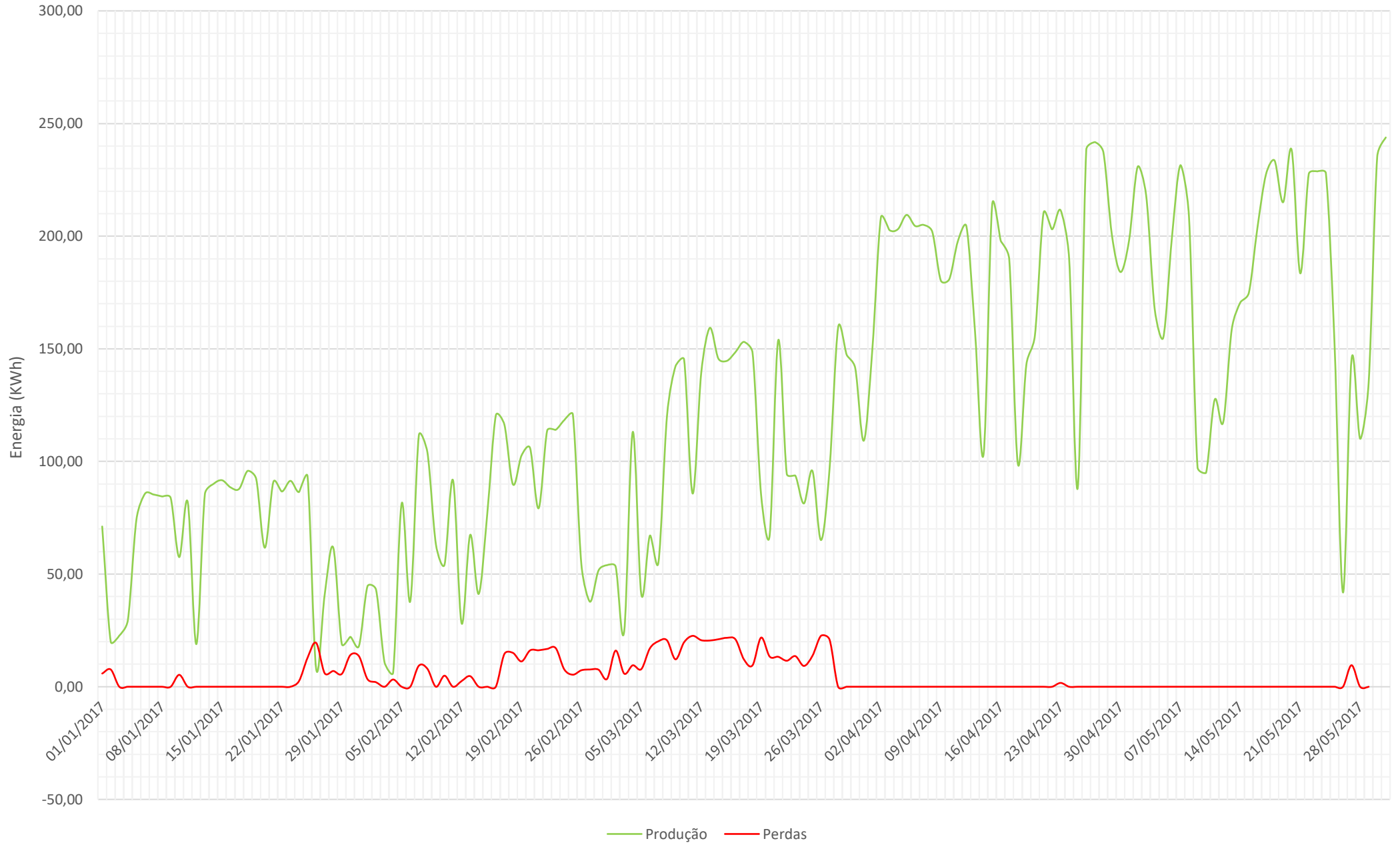
Data	Produção Real (KWh)				Estado				Perdas (KWh)			
	Inv_1	Inv_2	Inv_3	Inv_4	Inv_1	Inv_2	Inv_3	Inv_4	Inv_1	Inv_2	Inv_3	Inv_4
15/04/2017	194,02	213,78	225,23	223,87	Normal	Normal	Normal	Normal				
16/04/2017	182,30	198,00	209,25	208,46	Normal	Normal	Normal	Normal				
17/04/2017	175,28	189,68	199,11	198,02	Normal	Normal	Normal	Normal				
18/04/2017	98,64	99,02	101,04	100,86	Normal	Normal	Normal	Normal				
19/04/2017	132,75	143,01	153,53	154,80	Normal	Normal	Normal	Normal				
20/04/2017	148,56	156,05	160,63	161,15	Normal	Normal	Normal	Normal				
21/04/2017	193,36	210,25	223,04	222,28	Normal	Normal	Normal	Normal				
22/04/2017	187,99	203,03	215,04	214,84	Normal	Normal	Normal	Normal				
23/04/2017	194,81	211,51	225,23	224,08	Normal	Normal	Normal	Normal				
24/04/2017	176,16	189,92	204,69	204,22	Normal	Normal	Normal	Normal				
25/04/2017	89,05	88,23	93,78	94,24	Normal	Avaria	Normal	Normal		1,71		
26/04/2017	217,27	238,41	243,05	238,47	Normal	Normal	Normal	Normal				
27/04/2017	221,34	241,77	249,07	248,13	Normal	Normal	Normal	Normal				
28/04/2017	217,01	237,22	248,83	247,92	Normal	Normal	Normal	Normal				
29/04/2017	181,76	200,36	208,32	208,24	Normal	Normal	Normal	Normal				
30/04/2017	178,75	184,08	175,72	172,77	Normal	Normal	Normal	Normal				
01/05/2017	189,73	198,08	197,63	191,37	Normal	Normal	Normal	Normal				
02/05/2017	214,31	230,77	245,47	243,70	Normal	Normal	Normal	Normal				
03/05/2017	201,90	218,01	226,38	225,75	Normal	Normal	Normal	Normal				
04/05/2017	157,29	167,55	170,90	171,54	Normal	Normal	Normal	Normal				
05/05/2017	147,91	155,00	154,75	151,70	Normal	Normal	Normal	Normal				
06/05/2017	184,94	198,99	201,14	200,47	Normal	Normal	Normal	Normal				
07/05/2017	213,18	231,48	241,23	241,12	Normal	Normal	Normal	Normal				
08/05/2017	194,91	208,68	220,93	219,54	Normal	Normal	Normal	Normal				
09/05/2017	96,79	97,45	98,38	98,93	Normal	Normal	Normal	Normal				
10/05/2017	92,96	94,98	96,07	96,54	Normal	Normal	Normal	Normal				
11/05/2017	119,57	127,34	126,61	126,57	Normal	Normal	Normal	Normal				
12/05/2017	115,75	117,41	117,43	117,09	Normal	Normal	Normal	Normal				
13/05/2017	150,69	158,62	158,60	153,58	Normal	Normal	Normal	Normal				
14/05/2017	163,60	170,54	167,95	167,41	Normal	Normal	Normal	Normal				
15/05/2017	170,09	174,91	181,40	180,62	Normal	Normal	Normal	Normal				
16/05/2017	194,14	203,72	215,42	213,73	Normal	Normal	Normal	Normal				
17/05/2017	215,73	227,43	227,58	221,45	Normal	Normal	Normal	Normal				
18/05/2017	217,83	233,59	217,59	218,07	Normal	Normal	Normal	Normal				
19/05/2017	205,38	215,05	208,77	212,11	Normal	Normal	Normal	Normal				
20/05/2017	224,63	238,26	251,03	249,24	Normal	Normal	Normal	Normal				
21/05/2017	177,87	183,53	191,00	192,60	Normal	Normal	Normal	Normal				
22/05/2017	215,76	227,59	242,06	239,90	Normal	Normal	Normal	Normal				
23/05/2017	215,94	228,76	239,09	239,13	Normal	Normal	Normal	Normal				
24/05/2017	214,84	227,97	237,12	236,76	Normal	Normal	Normal	Normal				
25/05/2017	148,69	153,29	161,01	160,95	Normal	Normal	Normal	Normal				
26/05/2017	42,03	41,84	42,67	43,04	Normal	Normal	Normal	Normal				
27/05/2017	140,92	145,35	150,62	150,66	Normal	Normal	Normal	Normal				
28/05/2017	105,19	110,11	108,16	108,63	Normal	Normal	Normal	Normal				
29/05/2017	137,70	135,02	142,41	142,65	Normal	Avaria	Normal	Normal		9,55		
30/05/2017	227,33	235,24	244,13	245,78	Normal	Normal	Normal	Normal				
31/05/2017	232,26	243,81	258,41	256,68	Normal	Normal	Normal	Normal				
...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...



## Anexo G. Comparação da Produção no Inversor Dois e Desvio de Produção, em Caso de Avaria.



# Produção e Perdas (Inv\_2)





Anexo H. Valores de Perdas em Termos de Energia Ativa por Período Horário, Associados à Perda de Produção no Inversor Dois.



Data	Inv_1	Inv_1	Inv_1	Inv_1	Inv_2	Inv_2	Inv_2	Inv_2	Inv_3	Inv_3	Inv_3	Inv_3	Inv_4	Inv_4	Inv_4	Inv_4
	P	C	V	SV	P	C	V	SV	P	C	V	SV	P	C	V	SV
01/01/2017																
02/01/2017					1,55	3,62	0,00	0,00								
03/01/2017					1,16	4,72	0,00	0,00								
04/01/2017					1,64	6,01	0,00	0,00								
05/01/2017																
06/01/2017																
07/01/2017																
08/01/2017																
09/01/2017																
10/01/2017																
11/01/2017																
12/01/2017					1,47	3,82	0,00	0,00								
13/01/2017																
14/01/2017																
15/01/2017																
16/01/2017																
17/01/2017																
18/01/2017																
19/01/2017																
20/01/2017																
21/01/2017																
22/01/2017																
23/01/2017																
24/01/2017																



Data	Inv_1	Inv_1	Inv_1	Inv_1	Inv_2	Inv_2	Inv_2	Inv_2	Inv_3	Inv_3	Inv_3	Inv_3	Inv_4	Inv_4	Inv_4	Inv_4
	P	C	V	SV	P	C	V	SV	P	C	V	SV	P	C	V	SV
25/01/2017																
26/01/2017					0,56	1,96	0,00	0,00								
27/01/2017					4,40	8,48	0,00	0,00								
28/01/2017					0,00	13,28	6,21	0,00								
29/01/2017					0,00	0,00	5,99	0,00								
30/01/2017					2,60	4,39	0,00	0,00								
31/01/2017					1,45	4,25	0,00	0,00								
01/02/2017					4,46	9,61	0,00	0,00								
02/02/2017					4,50	9,09	0,00	0,00								
03/02/2017					1,85	1,54	0,00	0,00								
04/02/2017					0,00	1,25	0,76	0,00								
05/02/2017																
06/02/2017					1,41	1,80	0,00	0,00								
07/02/2017																
08/02/2017																
09/02/2017					3,21	6,11	0,00	0,00								
10/02/2017					1,54	6,45	0,00	0,00								
11/02/2017																
12/02/2017					0,00	0,00	4,92	0,00								
13/02/2017																
14/02/2017					0,67	1,85	0,00	0,00								
15/02/2017					1,71	2,99	0,00	0,00								
16/02/2017																
17/02/2017																



Data	Inv_1	Inv_1	Inv_1	Inv_1	Inv_2	Inv_2	Inv_2	Inv_2	Inv_3	Inv_3	Inv_3	Inv_3	Inv_4	Inv_4	Inv_4	Inv_4
	P	C	V	SV	P	C	V	SV	P	C	V	SV	P	C	V	SV
18/02/2017																
19/02/2017					0,00	0,00	14,56	0,00								
20/02/2017					4,81	10,22	0,00	0,00								
21/02/2017					3,78	7,46	0,00	0,00								
22/02/2017					5,17	10,96	0,00	0,00								
23/02/2017					5,15	11,03	0,00	0,00								
24/02/2017					5,51	11,28	0,00	0,00								
25/02/2017					0,00	8,35	8,80	0,00								
26/02/2017					0,00	0,00	7,69	0,00								
27/02/2017					1,13	4,22	0,00	0,00								
28/02/2017					1,94	5,38	0,00	0,00								
01/03/2017					2,75	4,90	0,00	0,00								
02/03/2017					2,50	5,07	0,00	0,00								
03/03/2017					0,68	2,81	0,00	0,00								
04/03/2017					0,00	5,72	10,32	0,00								
05/03/2017					0,00	0,00	5,82	0,00								
06/03/2017					2,00	7,52	0,00	0,00								
07/03/2017					1,22	6,60	0,00	0,00								
08/03/2017					4,92	12,11	0,00	0,00								
09/03/2017					6,44	13,75	0,00	0,00								
10/03/2017					6,41	14,19	0,00	0,00								
11/03/2017					0,00	6,24	5,92	0,00								
12/03/2017					0,00	0,00	19,75	0,00								
13/03/2017					7,21	15,39	0,00	0,00								



Data	Inv_1	Inv_1	Inv_1	Inv_1	Inv_2	Inv_2	Inv_2	Inv_2	Inv_3	Inv_3	Inv_3	Inv_3	Inv_4	Inv_4	Inv_4	Inv_4
	P	C	V	SV	P	C	V	SV	P	C	V	SV	P	C	V	SV
14/03/2017					6,82	13,85	0,00	0,00								
15/03/2017					6,22	14,30	0,00	0,00								
16/03/2017					6,53	14,54	0,00	0,00								
17/03/2017					6,76	14,96	0,00	0,00								
18/03/2017					0,00	9,52	11,52	0,00								
19/03/2017					0,00	0,00	12,08	0,00								
20/03/2017					2,29	7,24	0,00	0,00								
21/03/2017					7,33	14,49	0,00	0,00								
22/03/2017					5,38	8,01	0,01	0,00								
23/03/2017					3,91	9,36	0,02	0,00								
24/03/2017					2,46	9,07	0,01	0,00								
25/03/2017					0,00	6,69	6,90	0,00								
26/03/2017					0,00	0,00	9,24	0,00								
27/03/2017					3,71	10,01	0,01	0,00								
28/03/2017					7,35	15,25	0,03	0,00								
29/03/2017					6,66	14,22	0,03	0,00								
30/03/2017																
31/03/2017																
01/04/2017																
02/04/2017																
03/04/2017																
04/04/2017																
05/04/2017																
06/04/2017																



Data	Inv_1	Inv_1	Inv_1	Inv_1	Inv_2	Inv_2	Inv_2	Inv_2	Inv_3	Inv_3	Inv_3	Inv_3	Inv_4	Inv_4	Inv_4	Inv_4
	P	C	V	SV	P	C	V	SV	P	C	V	SV	P	C	V	SV
07/04/2017																
08/04/2017																
09/04/2017																
10/04/2017																
11/04/2017																
12/04/2017																
13/04/2017																
14/04/2017																
15/04/2017																
16/04/2017																
17/04/2017																
18/04/2017																
19/04/2017																
20/04/2017																
21/04/2017																
22/04/2017																
23/04/2017																
24/04/2017																
25/04/2017					0,00	0,00	1,71	0,00								
26/04/2017																
27/04/2017																
28/04/2017																
29/04/2017																
30/04/2017																



Data	Inv_1	Inv_1	Inv_1	Inv_1	Inv_2	Inv_2	Inv_2	Inv_2	Inv_3	Inv_3	Inv_3	Inv_3	Inv_4	Inv_4	Inv_4	Inv_4
	P	C	V	SV	P	C	V	SV	P	C	V	SV	P	C	V	SV
01/05/2017																
02/05/2017																
03/05/2017																
04/05/2017																
05/05/2017																
06/05/2017																
07/05/2017																
08/05/2017																
09/05/2017																
10/05/2017																
11/05/2017																
12/05/2017																
13/05/2017																
14/05/2017																
15/05/2017																
16/05/2017																
17/05/2017																
18/05/2017																
19/05/2017																
20/05/2017																
21/05/2017																
22/05/2017																
23/05/2017																
24/05/2017																



Data	Inv_1	Inv_1	Inv_1	Inv_1	Inv_2	Inv_2	Inv_2	Inv_2	Inv_3	Inv_3	Inv_3	Inv_3	Inv_4	Inv_4	Inv_4	Inv_4
	P	C	V	SV	P	C	V	SV	P	C	V	SV	P	C	V	SV
25/05/2017																
26/05/2017																
27/05/2017																
28/05/2017																
29/05/2017					2,55	6,87	0,12	0,02								
30/05/2017																
31/05/2017																
...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...



Anexo I. Valores de Perdas em Termos de Energia Ativa e Potência em Horas de Ponta, Associados à Perda de Produção no Inversor Dois.



Data	Potência Ativa				Potência Horas de Ponta			
	Valor Perdido na Instalação (€)				Perdas Energia Totais Ponta (KWh)	Horas Ponta (H)	Potência Média (KW)	Poupança Potência Horas de Ponta (€)
	P	C	V	SV				
01/01/2017	- €	- €	- €	- €	0,00	0,00		
02/01/2017	0,19 €	0,44 €	- €	- €	1,55	5,00	0,31	0,08 €
03/01/2017	0,14 €	0,58 €	- €	- €	1,16	5,00	0,23	0,06 €
04/01/2017	0,20 €	0,74 €	- €	- €	1,64	5,00	0,33	0,09 €
05/01/2017	- €	- €	- €	- €	0,00	5,00	0,00	- €
06/01/2017	- €	- €	- €	- €	0,00	5,00	0,00	- €
07/01/2017	- €	- €	- €	- €	0,00	0,00		
08/01/2017	- €	- €	- €	- €	0,00	0,00		
09/01/2017	- €	- €	- €	- €	0,00	5,00	0,00	- €
10/01/2017	- €	- €	- €	- €	0,00	5,00	0,00	- €
11/01/2017	- €	- €	- €	- €	0,00	5,00	0,00	- €
12/01/2017	0,18 €	0,47 €	- €	- €	1,47	5,00	0,29	0,08 €
13/01/2017	- €	- €	- €	- €	0,00	5,00	0,00	- €
14/01/2017	- €	- €	- €	- €	0,00	0,00		
15/01/2017	- €	- €	- €	- €	0,00	0,00		
16/01/2017	- €	- €	- €	- €	0,00	5,00	0,00	- €
17/01/2017	- €	- €	- €	- €	0,00	5,00	0,00	- €
18/01/2017	- €	- €	- €	- €	0,00	5,00	0,00	- €
19/01/2017	- €	- €	- €	- €	0,00	5,00	0,00	- €
20/01/2017	- €	- €	- €	- €	0,00	5,00	0,00	- €
21/01/2017	- €	- €	- €	- €	0,00	0,00		
22/01/2017	- €	- €	- €	- €	0,00	0,00		
23/01/2017	- €	- €	- €	- €	0,00	5,00	0,00	- €



Data	Potência Ativa				Potência Horas de Ponta			
	Valor Perdido na Instalação (€)				Perdas Energia Totais Ponta (KWh)	Horas Ponta (H)	Potência Média (KW)	Poupança Potência Horas de Ponta (€)
	P	C	V	SV				
24/01/2017	- €	- €	- €	- €	0,00	5,00	0,00	- €
25/01/2017	- €	- €	- €	- €	0,00	5,00	0,00	- €
26/01/2017	0,07 €	0,24 €	- €	- €	0,56	5,00	0,11	0,03 €
27/01/2017	0,54 €	1,04 €	- €	- €	4,40	5,00	0,88	0,23 €
28/01/2017	- €	1,63 €	0,76 €	- €	0,00	0,00		
29/01/2017	- €	- €	0,74 €	- €	0,00	0,00		
30/01/2017	0,32 €	0,54 €	- €	- €	2,60	5,00	0,52	0,14 €
31/01/2017	0,18 €	0,52 €	- €	- €	1,45	5,00	0,29	0,08 €
01/02/2017	0,55 €	1,18 €	- €	- €	4,46	5,00	0,89	0,24 €
02/02/2017	0,55 €	1,12 €	- €	- €	4,50	5,00	0,90	0,24 €
03/02/2017	0,23 €	0,19 €	- €	- €	1,85	5,00	0,37	0,10 €
04/02/2017	- €	0,15 €	0,09 €	- €	0,00	0,00		
05/02/2017	- €	- €	- €	- €	0,00	0,00		
06/02/2017	0,17 €	0,22 €	- €	- €	1,41	5,00	0,28	0,07 €
07/02/2017	- €	- €	- €	- €	0,00	5,00	0,00	- €
08/02/2017	- €	- €	- €	- €	0,00	5,00	0,00	- €
09/02/2017	0,39 €	0,75 €	- €	- €	3,21	5,00	0,64	0,17 €
10/02/2017	0,19 €	0,79 €	- €	- €	1,54	5,00	0,31	0,08 €
11/02/2017	- €	- €	- €	- €	0,00	0,00		
12/02/2017	- €	- €	0,60 €	- €	0,00	0,00		
13/02/2017	- €	- €	- €	- €	0,00	5,00	0,00	- €
14/02/2017	0,08 €	0,23 €	- €	- €	0,67	5,00	0,13	0,04 €
15/02/2017	0,21 €	0,37 €	- €	- €	1,71	5,00	0,34	0,09 €



Data	Potência Ativa				Potência Horas de Ponta			
	Valor Perdido na Instalação (€)				Perdas Energia Totais Ponta (KWh)	Horas Ponta (H)	Potência Média (KW)	Poupança Potência Horas de Ponta (€)
	P	C	V	SV				
16/02/2017	- €	- €	- €	- €	0,00	5,00	0,00	- €
17/02/2017	- €	- €	- €	- €	0,00	5,00	0,00	- €
18/02/2017	- €	- €	- €	- €	0,00	0,00		
19/02/2017	- €	- €	1,79 €	- €	0,00	0,00		
20/02/2017	0,59 €	1,26 €	- €	- €	4,81	5,00	0,96	0,25 €
21/02/2017	0,46 €	0,92 €	- €	- €	3,78	5,00	0,76	0,20 €
22/02/2017	0,64 €	1,35 €	- €	- €	5,17	5,00	1,03	0,27 €
23/02/2017	0,63 €	1,35 €	- €	- €	5,15	5,00	1,03	0,27 €
24/02/2017	0,68 €	1,39 €	- €	- €	5,51	5,00	1,10	0,29 €
25/02/2017	- €	1,03 €	1,08 €	- €	0,00	0,00		
26/02/2017	- €	- €	0,94 €	- €	0,00	0,00		
27/02/2017	0,14 €	0,52 €	- €	- €	1,13	5,00	0,23	0,06 €
28/02/2017	0,24 €	0,66 €	- €	- €	1,94	5,00	0,39	0,10 €
01/03/2017	0,34 €	0,60 €	- €	- €	2,75	5,00	0,55	0,15 €
02/03/2017	0,31 €	0,62 €	- €	- €	2,50	5,00	0,50	0,13 €
03/03/2017	0,08 €	0,34 €	- €	- €	0,68	5,00	0,14	0,04 €
04/03/2017	- €	0,70 €	1,27 €	- €	0,00	0,00		
05/03/2017	- €	- €	0,72 €	- €	0,00	0,00		
06/03/2017	0,25 €	0,92 €	- €	- €	2,00	5,00	0,40	0,11 €
07/03/2017	0,15 €	0,81 €	- €	- €	1,22	5,00	0,24	0,06 €
08/03/2017	0,60 €	1,49 €	- €	- €	4,92	5,00	0,98	0,26 €
09/03/2017	0,79 €	1,69 €	- €	- €	6,44	5,00	1,29	0,34 €
10/03/2017	0,79 €	1,74 €	- €	- €	6,41	5,00	1,28	0,34 €



Data	Potência Ativa				Potência Horas de Ponta			
	Valor Perdido na Instalação (€)				Perdas Energia Totais Ponta (KWh)	Horas Ponta (H)	Potência Média (KW)	Poupança Potência Horas de Ponta (€)
	P	C	V	SV				
11/03/2017	- €	0,77 €	0,73 €	- €	0,00	0,00		
12/03/2017	- €	- €	2,43 €	- €	0,00	0,00		
13/03/2017	0,89 €	1,89 €	- €	- €	7,21	5,00	1,44	0,38 €
14/03/2017	0,84 €	1,70 €	- €	- €	6,82	5,00	1,36	0,36 €
15/03/2017	0,76 €	1,76 €	- €	- €	6,22	5,00	1,24	0,33 €
16/03/2017	0,80 €	1,78 €	0,00 €	- €	6,53	5,00	1,31	0,35 €
17/03/2017	0,83 €	1,84 €	0,00 €	- €	6,76	5,00	1,35	0,36 €
18/03/2017	- €	1,17 €	1,41 €	- €	0,00	0,00		
19/03/2017	- €	- €	1,48 €	- €	0,00	0,00		
20/03/2017	0,28 €	0,89 €	- €	- €	2,29	5,00	0,46	0,12 €
21/03/2017	0,90 €	1,78 €	- €	- €	7,33	5,00	1,47	0,39 €
22/03/2017	0,66 €	0,98 €	0,00 €	- €	5,38	5,00	1,08	0,28 €
23/03/2017	0,48 €	1,15 €	0,00 €	- €	3,91	5,00	0,78	0,21 €
24/03/2017	0,30 €	1,11 €	0,00 €	- €	2,46	5,00	0,49	0,13 €
25/03/2017	- €	0,82 €	0,85 €	- €	0,00	0,00		
26/03/2017	- €	- €	1,13 €	- €	0,00	0,00		
27/03/2017	0,46 €	1,23 €	0,00 €	- €	3,71	3,00	1,24	0,33 €
28/03/2017	0,90 €	1,87 €	0,00 €	- €	7,35	3,00	2,45	0,65 €
29/03/2017	0,82 €	1,75 €	0,00 €	- €	6,66	3,00	2,22	0,59 €
30/03/2017	- €	- €	- €	- €	0,00	3,00	0,00	- €
31/03/2017	- €	- €	- €	- €	0,00	3,00	0,00	- €
01/04/2017	- €	- €	- €	- €	0,00	0,00		
02/04/2017	- €	- €	- €	- €	0,00	0,00		



Data	Potência Ativa				Potência Horas de Ponta			
	Valor Perdido na Instalação (€)				Perdas Energia Totais Ponta (KWh)	Horas Ponta (H)	Potência Média (KW)	Poupança Potência Horas de Ponta (€)
	P	C	V	SV				
03/04/2017	- €	- €	- €	- €	0,00	3,00	0,00	- €
04/04/2017	- €	- €	- €	- €	0,00	3,00	0,00	- €
05/04/2017	- €	- €	- €	- €	0,00	3,00	0,00	- €
06/04/2017	- €	- €	- €	- €	0,00	3,00	0,00	- €
07/04/2017	- €	- €	- €	- €	0,00	3,00	0,00	- €
08/04/2017	- €	- €	- €	- €	0,00	0,00		
09/04/2017	- €	- €	- €	- €	0,00	0,00		
10/04/2017	- €	- €	- €	- €	0,00	3,00	0,00	- €
11/04/2017	- €	- €	- €	- €	0,00	3,00	0,00	- €
12/04/2017	- €	- €	- €	- €	0,00	3,00	0,00	- €
13/04/2017	- €	- €	- €	- €	0,00	3,00	0,00	- €
14/04/2017	- €	- €	- €	- €	0,00	0,00		
15/04/2017	- €	- €	- €	- €	0,00	0,00		
16/04/2017	- €	- €	- €	- €	0,00	0,00		
17/04/2017	- €	- €	- €	- €	0,00	3,00	0,00	- €
18/04/2017	- €	- €	- €	- €	0,00	3,00	0,00	- €
19/04/2017	- €	- €	- €	- €	0,00	3,00	0,00	- €
20/04/2017	- €	- €	- €	- €	0,00	3,00	0,00	- €
21/04/2017	- €	- €	- €	- €	0,00	3,00	0,00	- €
22/04/2017	- €	- €	- €	- €	0,00	0,00		
23/04/2017	- €	- €	- €	- €	0,00	0,00		
24/04/2017	- €	- €	- €	- €	0,00	3,00	0,00	- €
25/04/2017	- €	- €	0,21 €	0,00 €	0,00	0,00		



Data	Potência Ativa				Potência Horas de Ponta			
	Valor Perdido na Instalação (€)				Perdas Energia Totais Ponta (KWh)	Horas Ponta (H)	Potência Média (KW)	Poupança Potência Horas de Ponta (€)
	P	C	V	SV				
26/04/2017	- €	- €	- €	- €	0,00	3,00	0,00	- €
27/04/2017	- €	- €	- €	- €	0,00	3,00	0,00	- €
28/04/2017	- €	- €	- €	- €	0,00	3,00	0,00	- €
29/04/2017	- €	- €	- €	- €	0,00	0,00		
30/04/2017	- €	- €	- €	- €	0,00	0,00		
01/05/2017	- €	- €	- €	- €	0,00	0,00		
02/05/2017	- €	- €	- €	- €	0,00	3,00	0,00	- €
03/05/2017	- €	- €	- €	- €	0,00	3,00	0,00	- €
04/05/2017	- €	- €	- €	- €	0,00	3,00	0,00	- €
05/05/2017	- €	- €	- €	- €	0,00	3,00	0,00	- €
06/05/2017	- €	- €	- €	- €	0,00	0,00		
07/05/2017	- €	- €	- €	- €	0,00	0,00		
08/05/2017	- €	- €	- €	- €	0,00	3,00	0,00	- €
09/05/2017	- €	- €	- €	- €	0,00	3,00	0,00	- €
10/05/2017	- €	- €	- €	- €	0,00	3,00	0,00	- €
11/05/2017	- €	- €	- €	- €	0,00	3,00	0,00	- €
12/05/2017	- €	- €	- €	- €	0,00	3,00	0,00	- €
13/05/2017	- €	- €	- €	- €	0,00	0,00		
14/05/2017	- €	- €	- €	- €	0,00	0,00		
15/05/2017	- €	- €	- €	- €	0,00	3,00	0,00	- €
16/05/2017	- €	- €	- €	- €	0,00	3,00	0,00	- €
17/05/2017	- €	- €	- €	- €	0,00	3,00	0,00	- €
18/05/2017	- €	- €	- €	- €	0,00	3,00	0,00	- €



Data	Potência Ativa				Potência Horas de Ponta			
	Valor Perdido na Instalação (€)				Perdas Energia Totais Ponta (KWh)	Horas Ponta (H)	Potência Média (KW)	Poupança Potência Horas de Ponta (€)
	P	C	V	SV				
19/05/2017	- €	- €	- €	- €	0,00	3,00	0,00	- €
20/05/2017	- €	- €	- €	- €	0,00	0,00		
21/05/2017	- €	- €	- €	- €	0,00	0,00		
22/05/2017	- €	- €	- €	- €	0,00	3,00	0,00	- €
23/05/2017	- €	- €	- €	- €	0,00	3,00	0,00	- €
24/05/2017	- €	- €	- €	- €	0,00	3,00	0,00	- €
25/05/2017	- €	- €	- €	- €	0,00	3,00	0,00	- €
26/05/2017	- €	- €	- €	- €	0,00	3,00	0,00	- €
27/05/2017	- €	- €	- €	- €	0,00	0,00		
28/05/2017	- €	- €	- €	- €	0,00	0,00		
29/05/2017	0,31 €	0,84 €	0,01 €	0,00 €	2,55	3,00	0,85	0,22 €
30/05/2017	- €	- €	- €	- €	0,00	3,00	0,00	- €
31/05/2017	- €	- €	- €	- €	0,00	3,00	0,00	- €
...								



## Anexo J. Resultados Finais e Decisão Obtidos Pela Ferramenta.



Data	Poupança Energia	Poupança Potência Horas de Ponta (€)	Total	Receita	Preço Reparação	Decisão
01/01/2017	- €		- €			
02/01/2017	0,64 €	0,08 €	0,72 €			
03/01/2017	0,72 €	0,06 €	0,78 €			
04/01/2017	0,94 €	0,09 €	1,03 €			
05/01/2017	- €	- €	- €			
06/01/2017	- €	- €	- €			
07/01/2017	- €		- €			
08/01/2017	- €		- €			
09/01/2017	- €	- €	- €			
10/01/2017	- €	- €	- €			
11/01/2017	- €	- €	- €			
12/01/2017	0,65 €	0,08 €	0,73 €			
13/01/2017	- €	- €	- €			
14/01/2017	- €		- €			
15/01/2017	- €		- €			
16/01/2017	- €	- €	- €			
17/01/2017	- €	- €	- €			
18/01/2017	- €	- €	- €			
19/01/2017	- €	- €	- €			
20/01/2017	- €	- €	- €			
21/01/2017	- €		- €			
22/01/2017	- €		- €			
23/01/2017	- €	- €	- €			
24/01/2017	- €	- €	- €			
25/01/2017	- €	- €	- €			
26/01/2017	0,31 €	0,03 €	0,34 €			
27/01/2017	1,58 €	0,23 €	1,81 €			
28/01/2017	2,39 €		2,39 €			
29/01/2017	0,74 €		0,74 €			
30/01/2017	0,86 €	0,14 €	1,00 €			
31/01/2017	0,70 €	0,08 €	0,78 €			
01/02/2017	1,73 €	0,24 €	1,96 €			
02/02/2017	1,67 €	0,24 €	1,91 €			
03/02/2017	0,42 €	0,10 €	0,51 €			
04/02/2017	0,25 €		0,25 €			
05/02/2017	- €		- €			
06/02/2017	0,39 €	0,07 €	0,47 €			
07/02/2017	- €	- €	- €			
08/02/2017	- €	- €	- €			
09/02/2017	1,14 €	0,17 €	1,31 €			



Data	Poupança Energia	Poupança Potência Horas de Ponta (€)	Total	Receita	Preço Reparação	Decisão
10/02/2017	0,98 €	0,08 €	1,06 €			
11/02/2017	- €		- €			
12/02/2017	0,60 €		0,60 €			
13/02/2017	- €	- €	- €			
14/02/2017	0,31 €	0,04 €	0,35 €			
15/02/2017	0,58 €	0,09 €	0,67 €			
16/02/2017	- €	- €	- €			
17/02/2017	- €	- €	- €			
18/02/2017	- €		- €			
19/02/2017	1,79 €		1,79 €			
20/02/2017	1,85 €	0,25 €	2,10 €			
21/02/2017	1,38 €	0,20 €	1,58 €			
22/02/2017	1,98 €	0,27 €	2,25 €			
23/02/2017	1,99 €	0,27 €	2,26 €			
24/02/2017	2,06 €	0,29 €	2,35 €			
25/02/2017	2,11 €		2,11 €			
26/02/2017	0,94 €		0,94 €			
27/02/2017	0,66 €	0,06 €	0,72 €			
28/02/2017	0,90 €	0,10 €	1,00 €			
01/03/2017	0,94 €	0,15 €	1,09 €			
02/03/2017	0,93 €	0,13 €	1,06 €			
03/03/2017	0,43 €	0,04 €	0,46 €			
04/03/2017	1,97 €		1,97 €			
05/03/2017	0,72 €		0,72 €			
06/03/2017	1,17 €	0,11 €	1,27 €			
07/03/2017	0,96 €	0,06 €	1,02 €			
08/03/2017	2,09 €	0,26 €	2,35 €			
09/03/2017	2,48 €	0,34 €	2,82 €			
10/03/2017	2,53 €	0,34 €	2,87 €			
11/03/2017	1,49 €		1,49 €			
12/03/2017	2,43 €		2,43 €			
13/03/2017	2,78 €	0,38 €	3,16 €			
14/03/2017	2,54 €	0,36 €	2,90 €			
15/03/2017	2,52 €	0,33 €	2,85 €			
16/03/2017	2,59 €	0,35 €	2,93 €			
17/03/2017	2,67 €	0,36 €	3,02 €			
18/03/2017	2,58 €		2,58 €			
19/03/2017	1,48 €		1,48 €			
20/03/2017	1,17 €	0,12 €	1,29 €			
21/03/2017	2,68 €	0,39 €	3,07 €			



Data	Poupança Energia	Poupança Potência Horas de Ponta (€)	Total	Receita	Preço Reparação	Decisão
22/03/2017	1,65 €	0,28 €	1,93 €			
23/03/2017	1,63 €	0,21 €	1,84 €			
24/03/2017	1,42 €	0,13 €	1,55 €			
25/03/2017	1,67 €		1,67 €			
26/03/2017	1,13 €		1,13 €			
27/03/2017	1,69 €	0,33 €	2,01 €			
28/03/2017	2,78 €	0,65 €	3,42 €			
29/03/2017	2,57 €	0,59 €	3,15 €			
30/03/2017	- €	- €	- €			
31/03/2017	- €	- €	- €			
01/04/2017	- €		- €			
02/04/2017	- €		- €			
03/04/2017	- €	- €	- €			
04/04/2017	- €	- €	- €			
05/04/2017	- €	- €	- €			
06/04/2017	- €	- €	- €			
07/04/2017	- €	- €	- €			
08/04/2017	- €		- €			
09/04/2017	- €		- €			
10/04/2017	- €	- €	- €			
11/04/2017	- €	- €	- €			
12/04/2017	- €	- €	- €			
13/04/2017	- €	- €	- €			
14/04/2017	- €		- €			
15/04/2017	- €		- €			
16/04/2017	- €		- €			
17/04/2017	- €	- €	- €			
18/04/2017	- €	- €	- €			
19/04/2017	- €	- €	- €			
20/04/2017	- €	- €	- €			
21/04/2017	- €	- €	- €			
22/04/2017	- €		- €			
23/04/2017	- €		- €			
24/04/2017	- €	- €	- €			
25/04/2017	0,21 €		0,21 €			
26/04/2017	- €	- €	- €			
27/04/2017	- €	- €	- €			
28/04/2017	- €	- €	- €			
29/04/2017	- €		- €			
30/04/2017	- €		- €			



Data	Poupança Energia	Poupança Potência Horas de Ponta (€)	Total	Receita	Preço Reparação	Decisão
01/05/2017	- €		- €			
02/05/2017	- €	- €	- €			
03/05/2017	- €	- €	- €			
04/05/2017	- €	- €	- €			
05/05/2017	- €	- €	- €			
06/05/2017	- €		- €			
07/05/2017	- €		- €			
08/05/2017	- €	- €	- €			
09/05/2017	- €	- €	- €			
10/05/2017	- €	- €	- €			
11/05/2017	- €	- €	- €			
12/05/2017	- €	- €	- €			
13/05/2017	- €		- €			
14/05/2017	- €		- €			
15/05/2017	- €	- €	- €			
16/05/2017	- €	- €	- €			
17/05/2017	- €	- €	- €			
18/05/2017	- €	- €	- €			
19/05/2017	- €	- €	- €			
20/05/2017	- €		- €			
21/05/2017	- €		- €			
22/05/2017	- €	- €	- €			
23/05/2017	- €	- €	- €			
24/05/2017	- €	- €	- €			
25/05/2017	- €	- €	- €			
26/05/2017	- €	- €	- €			
27/05/2017	- €		- €			
28/05/2017	- €		- €			
29/05/2017	1,17 €	0,22 €	1,40 €			
30/05/2017	- €	- €	- €			
31/05/2017	- €	- €	- €	- €	0,00	Esperar
...	...	...	...	...	...	...



Anexo K. Exemplo de CashFlow, Para Uma Avaria no Inversor 2, no Dia 4/1/2017, com Manutenção Programada Para o Dia 20/3/2017.



# CashFlow

