

Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto



**Análise de viabilidade de Projectos de
minigeração Fotovoltaica**

Raphael Nunes Freire

VERSÃO FINAL

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

Orientador: Prof. Dr. Cláudio Domingos Martins Monteiro

Junho de 2011

Resumo

A minigeração fotovoltaica é mais uma aposta de Portugal em reduzir a sua dependência energética do exterior e vem completar a microgeração que já estava em vigor. Tal como acontece com a microgeração, a minigeração fotovoltaica contribui para o melhoramento da eficiência energética dos edifícios e da mitigação do consumo do sector dos edifícios no consumo total de energia eléctrica do país. Neste sentido, e no contexto da produção descentralizada, as minicentrals fotovoltaicas são implementadas nos locais de consumo, pelo que têm que se adaptar ao ambiente onde são instaladas. Por esse motivo, a minigeração fotovoltaica trás consigo novos desafios no seu dimensionamento em ambiente urbano. Sistemas em bloco, efeito de dispersão, inversores de *strings*, inversores de *multi-strings*, módulos AC, etc. São apenas alguns exemplos dos novos desafios.

Este trabalho faz uma análise das principais condicionantes de um dimensionamento de um sistema fotovoltaico ligado à rede e apresenta uma metodologia de dimensionamento que aborda os novos desafios da minigeração fotovoltaica nos edifícios, nomeadamente o impacto do local de instalação na configuração do sistema. É assim feita uma caracterização dos principais factores de dimensionamento, nomeadamente os módulos fotovoltaicos, os inversores, a radiação solar e os cabos DC, que constituirão a base da metodologia de dimensionamento de sistemas fotovoltaicos que consiste na geração de alternativas de dimensionamento (configuração eléctrica e física do sistema) e da produção de energia eléctrica para um ano típico, considerando as condicionantes do local. De forma a avaliar a viabilidade deste tipo de projectos, é apresentado um caso de estudo, os resultados da aplicação da metodologia apresentada e uma análise de sensibilidade de indicadores de investimento para a variabilidade típica de alguns parâmetros, como o custo de investimento e a produção de energia.

Abstract

The photovoltaic minigeneration is one more Portugal's strategy to reduce its dependence on external energy and complements the microgeneration that's already in force. As with microgeneration, photovoltaic minigeneration contribute to improve the energy efficiency of buildings and the mitigation of consumption of the buildings sector in the total consumption of electricity in the country. In this sense, and in the context of decentralized production, the photovoltaic system is implemented where the consumption is, so they have to adapt to the environment where they are installed. For this reason, the photovoltaic minigeneration brings with it new challenges in its design that did not existed in this type of installation on urban environment. Block systems, mismatch effect, string inverters, multi-string inverters, modules AC, etc. These are just some examples of new challenges.

This paper analyzes the main determinant factors of a design of a grid-connected photovoltaic system and presents a methodology that addresses the new challenges of photovoltaics minigeneration in buildings, including the impact of location on the PV system configuration. A characterization of the design main factors is made, including photovoltaic modules, inverters, solar radiation and DC cables, that will be the core of the methodology for sizing photovoltaic systems. The methodology will generate all possible alternatives designs (physical and electrical system configuration) and the production of electricity for a typical year, considering the constraints of the site. In order to evaluate the viability of such projects is presented a case study, the results of applying the methodology presented and a sensitivity analysis of investment indicators typical to the variability of some parameters such as the cost of investment and energy production .

Agradecimentos

Quero deixar aqui os meus agradecimentos a todos aqueles que de alguma forma contribuíram para o meu desenvolvimento pessoal e profissional durante o período de realização deste trabalho.

Ao meu orientador Professor Doutor Cláudio Monteiro e ao Engenheiro Paulo Saraiva pelo apoio e disponibilidade. Também o meu agradecimento ao aluno Alejandro Hernández pela sua disponibilidade.

À minha família, pelo apoio incondicional e pelas oportunidades que me proporcionaram.

Índice

Resumo	3
Abstract	5
Agradecimentos.....	7
Índice	9
Lista de figuras.....	11
Lista de tabelas	13
Abreviaturas e Símbolos.....	15
Capítulo 1	1
Introdução.....	1
1.1 - Enquadramento da Dissertação	1
1.1 - 1	
1.2 - Motivação	1
1.3 - Objectivos.....	2
1.4 - Informação utilizada na dissertação.....	2
1.5 - Organização do documento	2
Capítulo 2	5
Fundamentos sobre minigeração fotovoltaica	5
2.1 - Decreto-Lei Nº34/2011.....	5
2.1.1 - Introdução.....	5
2.1.2 - Escalões de potência de ligação.....	5
2.1.3 - Remuneração	6
2.1.4 - Requisitos para ser miniprodutor	6
2.1.5 - Eficiência Energética	6
2.1.6 - Contra-ordenações.....	7
2.2 - Minigeração	7
2.2.1 - Local de Instalação	8
2.2.2 - Radiação Solar.....	9
2.2.3 - Módulos Fotovoltaicos.....	11
2.2.4 - Inversor DC/AC	12
2.2.5 - Sombreamento	14
2.2.6 - Caixa de derivação	17

Capítulo 3	19
Dimensionamento de uma central de minigeração FV	19
3.1 - Metodologia de dimensionamento de minicentral FV	19
3.1.1 - Base de Dados	20
3.1.1.1 - Área Disponível.....	20
3.1.1.2 - Características dos módulos fotovoltaicos	20
3.1.1.3 - Características dos Inversores DC/AC	21
3.1.1.4 - Dados climatéricos	22
3.1.2 - Disposição física dos módulos fotovoltaicos	23
3.1.3 - Disposição eléctrica dos módulos fotovoltaicos	24
3.1.4 - Dimensionamento dos inversores DC/AC	27
3.1.5 - Produção de energia dos Módulos fotovoltaicos.....	28
3.2 - Geração de alternativas de dimensionamento	29
3.3 - Metodologia de dimensionamento dos cabos DC	30
3.4 - Dimensionamento dos cabos AC	32
3.5 - Análise Económica	32
3.5.1 - Custo Nivelado de Energia	33
3.5.1.1 - Valor Actual Líquido (VAL)	33
3.5.1.2 - Taxa Interna de Rentabilidade (TIR)	34
3.5.1.3 - Período de Recuperação do Investimento (PRI)	34
Capítulo 4	35
Caso de Estudo	35
4.1 - Locais de Instalação	35
4.1.1 - Edifício B	36
4.1.2 - Parque dos Professores	36
4.2 - Radiação Solar.....	38
4.3 - Módulos fotovoltaicos	38
4.4 - Inversores DC/AC	38
4.5 - Análise Técnica	38
4.5.1 - Edifício B	38
4.5.1.1 - Cenário 1	39
4.5.1.2 - Cenário 2	41
4.5.1.3 - Cenário 3	42
4.5.2 - Parque de estacionamento dos professores.....	43
4.5.2.1 - Sistema FV de 160 kWp	43
4.5.2.2 - Sistema FV de 240 KWp.....	44
4.5.3 - Dimensionamento dos cabos AC	45
4.6 - Análise Económica	46
4.6.1 - Mapas de Quantidade	46
4.6.2 - Resultados.....	48
4.6.3 - Análise de Sensibilidade	49
4.6.3.1 - Análise de Sensibilidade: Investimento	49
4.6.3.2 - Análise de Sensibilidade: Tarifa de Venda	51
4.6.3.3 - Análise de Sensibilidade: Produção.....	52
4.6.3.4 - Análise de Sensibilidade: Taxa de Juro	53
4.6.3.5 - Grau de Sensibilidade	55
Capítulo 5	57
5.1 - Conclusões gerais	57
5.2 - Futuros Desenvolvimentos	57
Referências	59

Lista de figuras

Figura 2.1 - Factores de dimensionamento de um sistema FV.....	7
Figura 2.2 - Efeito da irradiação solar na curva I-V do módulo [1]	9
Figura 2.3 - Efeito da temperatura na curva I-V do módulo [1]	9
Figura 2.4 - Curva característica de um módulo [1]	10
Figura 2.5 - Variação da irradiação solar com o azimute e a inclinação da superfície receptora [1]	10
Figura 2.6 - Inversor central [13]	13
Figura 2.7 - Inversor de String [13]	13
Figura 2.8 - Inversor multi-string [13].....	13
Figura 2.9 - Módulos AC [13]	14
Figura 2.10 - Configuração da sombra e curvas I-V para uma ligação em série [1]	15
Figura 2.11 - Configuração da sombra e curvas I-V para uma ligação em paralelo, com sombreamento em 2 strings [1].....	16
Figura 2.12 - Configuração da sombra e curvas I-V para ligação em paralelo, com sombreamento em 1 a 4 strings [1]	16
Figura 2.13 - Esquema de uma caixa de derivação [1]	17
Figura 3.1 - Fluxograma da metodologia de dimensionamento.....	20
Figura 3.2 - Comparação entre o modelo e os valores reais da eficiência de um inversor	22
Figura 3.3 - Plataforma PVGIS	23
Figura 3.4 - Disposição física dos módulos	23
Figura 3.5 - Fluxograma da disposição eléctrica dos módulos fotovoltaicos	26
Figura 3.6 - Fluxograma do dimensionamento dos inversores	28
Figura 3.7 - Ilustração do efeito de dispersão	29
Figura 3.8 - Fluxograma do dimensionamento dos cabos DC.....	31
Figura 4.1 - Local de instalação do sistema FV	35
Figura 4.2 - Bloco do edifício B.....	36
Figura 4.3 - Estrutura para parque de estacionamento [21]	37
Figura 4.4 - Blocos de instalação no parque de estacionamento.....	37

Figura 4.5 - Locais de instalação no edifício B	39
Figura 4.6 - Efeito da dispersão	40
Figura 4.7 - Comparação entre o modelo e o valor fixo da eficiência do inversor	40
Figura 4.8 - Distâncias cabos AC	45
Figura 4.9 - Comparação do fluxo de caixa entre as duas alternativas	49
Figura 4.10 - Variação do VAL com o custo de investimento	50
Figura 4.11 - Variação do TIR com o custo de investimento	50
Figura 4.12 - Variação do PRI com o custo de investimento	50
Figura 4.13 - Variação do VAL com a tarifa de venda de energia	51
Figura 4.14 - Variação do VAL com a tarifa de venda de energia	51
Figura 4.15 - Variação do PRI com a tarifa de venda de energia.....	52
Figura 4.16 - Variação do VAL com a produção	52
Figura 4.17 - Variação do TIR com a produção	53
Figura 4.18 - Variação do PRI com a produção	53
Figura 4.19 - Variação do VAL com a taxa de juro.....	54
Figura 4.20 - Variação do TIR com a taxa de juro	54
Figura 4.21 - Variação do PRI com a taxa de juro	55
Figura 4.22 - Análise do grau de sensibilidade para o VAL	55
Figura 4.23 - Análise do grau de sensibilidade para o TIR.....	56
Figura 4.24 - Análise do grau de sensibilidade para o PRI	56

Lista de tabelas

Tabela 2.1 - Comparação entre tecnologias das células FV [13]	12
Tabela 3.1 - Características de um módulo fotovoltaico	21
Tabela 3.2 - Características de um inversor	22
Tabela 4.1 - Módulo fotovoltaico	38
Tabela 4.2 - Inversor DC/AC	39
Tabela 4.3 - Resultados da simulação para o cenário 1	39
Tabela 4.4 - Avaliação das alternativas para o cenário 1	41
Tabela 4.5 - Inversor DC/AC para o cenário 2	41
Tabela 4.6 - Alternativas para o cenário 2	42
Tabela 4.7 - Avaliação das alternativas para o cenário 2	42
Tabela 4.8 - Inversor DC/AC do cenário 3	42
Tabela 4.9 - Alternativas para o cenário 3	43
Tabela 4.10 - Inversor DC/AC para o sistema de 160 kWp	44
Tabela 4.11 - Alternativas para o sistema FV de 160 kWp	44
Tabela 4.12 - Inversor DC/AC para o sistema FV de 240 kWp	44
Tabela 4.13 - Alternativas para o sistema FV de 240 kWp	44
Tabela 4.14 - Avaliação das alternativas para o sistema FV de 250 kWp	45
Tabela 4.15 - Mapa de quantidade do sistema FV do edifício B	46
Tabela 4.16 - Mapa de Quantidade do sistema FV do parque - 160 kWp	47
Tabela 4.17 - Mapa de Quantidade do sistema FV Edifício B + Parque	47
Tabela 4.18 - Mapa de Quantidade do sistema FV do parque - 250 kWp	48

Tabela 4.19 - Resultados dos indicadores económicos (Edifício B + Parque)	48
Tabela 4.20 - Resultados dos indicadores económicos (Parque)	48

Abreviaturas e Símbolos

Lista de Abreviaturas (ordenadas por ordem alfabética)

AR	<i>autoregressive</i>
ARMA	<i>autoregressive moving average</i>
ARIMA	<i>autoregressive integrated moving average</i>
ENE	Estratégia Nacional de Energia
FEUP	Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto
FV	Fotovoltaico
MPP	<i>Maximum Power Point</i>
MPPT	<i>Maximum Power Point Track</i>
PRI	Período de Retorno do Investimento
PVGIS	<i>Photovoltaic Geographic Information System</i>
RESP	Rede Eléctrica de Serviço Público
STC	<i>Standard Test Condition</i>
TIR	Taxa Interna de Rentabilidade
VAL	Valor Actual Líquido
VBA	<i>Visual Basic for Applications</i>

Lista de Símbolos

DIM1	Comprimento perpendicular a sul
DIM2	comprimento paralelo a sul
N1	Número total de módulos
B	Inclinação dos módulos
$N_{s,min}$	Número mínimo de painéis em serie ligados a um inversor
$N_{s,Max}$	Número máximo de painéis em serie ligados a um inversor
U_{MPPT}	Tensão mínima de rastreio do MPP do inversor
U_m	Tensão do módulo para a potência nominal
$U_{inv,Max}$	Tensão máxima permitida na entrada do inversor
U_{oc}	Tensão de circuito aberto do módulo
I_{SC}	Corrente de curto circuito do módulo
Kv	Coefficiente de correcção de temperatura da tensão
K_I	Coefficiente de correcção de temperatura da corrente

NOCT	Temperatura normal de funcionamento da célula
T_c	Temperatura da célula fotovoltaica
G	Irradiação solar
L_{pv1}	Comprimento do módulo fotovoltaico
L_{pv2}	Largura do módulo fotovoltaico
P_{max}	Potência nominal do inversor
$P_{dc,pu}$	Potência nominal do inversor em função da potência real do sistema fotovoltaico
η	Rendimento do inversor
$U_{min,MPPT}$	Tensão mínima do sistema MPPT do inversor
U_{max}	Tensão máxima do inversor
P_m	Potência nominal do módulo
N_{sl}	Número de módulos por fileira
N_f	Número de fileiras
N_{Mod}	Número máximo de módulos a instalar
N_s	Número de módulos ligados em série
N_{smax}	Número máximo de módulos ligados em série
N_{smin}	Número mínimo de módulos ligados em série
N_{st}	Número de <i>strings</i>
N_{dc}	Número de inversores
$N_{p,Max}$	Número máximo de <i>strings</i> ligadas a cada inversor
N_p	Número de <i>strings</i> ligados ao inversor
N_{dc}	Número total de inversores do sistema
F_y	Distância entre fileiras
d	dia
h	hora
b	Largura do módulo
γ	Elevação solar
h	Altura do módulo
Φ	Latitude
δ	Declinação solar
ω	Ângulo solar
S_{min}	Secção mínima do cabo
L	Comprimento do cabo
ρ	resistividade eléctrica do material
I_s	Corrente de serviço na canalização
I_n	Calibre da protecção
I_z	Corrente máxima admissível na canalização
I_f	Corrente convencional de funcionamento da protecção
T_p	tempo de actuação da protecção
T_{FT}	Temperatura de fadiga térmica da canalização
U_s	Tensão simples
R_t	Receitas Brutas
D_t	Despesas Brutas
I_o	Custo de investimento
i	taxa de actualização

Capítulo 1

Introdução

1.1 - Enquadramento da Dissertação

O incentivo à produção de energia a partir dos recursos renováveis faz parte da política energética da União Europeia e Nacional de forma a combater a dependência da UE da energia externa, nomeadamente do petróleo e gás natural. O combate a esta dependência passa pela promoção da geração endógena (renovável), que faz parte do item da segurança e abastecimento da UE, sendo uma das três vertentes da política energética europeia. Em Portugal foi aprovado pela Resolução do Conselho de Ministros n.º 29/2010 a Estratégia Nacional para a Energia (ENE 2020), com o horizonte de 2020, que definiu objectivos muito claros para as produções de energia a partir das diversas fontes renováveis. Inicialmente a aposta foi efectuada na energia hídrica e eólica, mas agora a energia solar posicionou-se com o maior potencial de desenvolvimento, desde já pela sua complementaridade com as restantes. Foi assim que se passou para a concretização de diversos programas, inicialmente microgeração com capacidades de instalação até 3,68 kW. Mais recente é a novidade do programa da minigeração que através do novo decreto-lei n.º34/2011 permite a produção de energia eléctrica até 250 kW.

1.2 - Motivação

A minigeração partilha as vantagens da microgeração, nomeadamente a obtenção de bons rendimentos mensais e a contribuição para os objectivos fixados na ENE 2020, mas possui um conjunto de particularidades que necessitam de uma análise mais cuidada e aprofundada do que na microgeração.

Ao contrário do que acontece na microgeração, na minigeração fotovoltaica não existem kits de instalação sendo necessário recorrer a projectos de engenharia para a sua implementação. É assim necessário um dimensionamento baseado na análise de todos os factores de dimensionamento e respectivos impactos, acompanhado com um estudo de viabilidade de forma a determinar as possibilidades de sucesso económico e financeiro desses projectos.

Existe actualmente no mercado vários softwares de dimensionamento de sistemas fotovoltaicos, em que a maioria necessita que o utilizador defina o número de módulos fotovoltaicos, ou seja, definir a potência do sistema, e a sua disposição eléctrica, ou seja, definir o tamanho e número de *strings*. Uma análise destes softwares nem sempre é fácil dado o seu número e dificuldade da sua aquisição já que a maioria são *softwares* pagos. Contudo, em [1] podemos encontrar uma análise de alguns *softwares* disponíveis constatando-se que são poucos os softwares que simulam a melhor configuração do sistema. Como estes sistemas irão ser implementados em ambiente urbano, a questão da disposição eléctrica (e consequentemente a disposição física) dos módulos fotovoltaicos deve ser analisada dado a dimensão do próprio sistema que terá que se adaptar à área disponível, diferenciando-se dos sistemas de microgeração e grandes centrais. Assim sendo, este trabalho centra-se na avaliação dos factores de dimensionamento de um sistema fotovoltaico ligado à rede e na apresentação de uma metodologia que facilmente pode ser implementada recorrendo à programação, que permite fornecer as alternativas em relação à disposição física e eléctrica de um sistema através da definição dos factores que influenciam directamente o dimensionamento. Esta metodologia será acompanhada com um caso de estudo e respectiva análise de viabilidade.

1.3 - Objectivos

Este trabalho surge num momento em que a minigeração ainda é uma novidade sendo necessário analisar os vários aspectos que a caracteriza em termos de dimensionamento. Assim, este trabalho consiste no estudo da viabilidade e optimização de sistemas de minigeração fotovoltaica no âmbito da nova lei de minigeração, que passa por:

- Identificar e modelizar os factores de dimensionamento de uma minicentral fotovoltaica ligada à rede;
- Desenvolver uma metodologia de dimensionamento deste tipo de sistemas, através da simulação de produção de energia para todas as alternativas geradas em relação à disposição física e eléctrica dos módulos fotovoltaicos;
- Analisar o efeito das perdas por dispersão no dimensionamento do sistema;
- Desenvolver um modelo em VBA com base na metodologia desenvolvida;
- Analisar a viabilidade de implementação de sistemas de minigeração fotovoltaica para um caso de estudo.

1.4 - Informação utilizada na dissertação

Para a realização desta dissertação foi utilizada informação pública e dados fornecidos pela empresa Smartwatt. Foram estudados exemplos de projectos de minicentrais fotovoltaicas desenvolvidos pela Smartwatt, cujo conhecimento adquirido permitiu desenvolver a metodologia apresentada neste trabalho. A informação usada no caso de estudo é de conhecimento geral, quer no âmbito de custos quer no âmbito dos factores de dimensionamento (radiação solar, distâncias, etc).

1.5 - Organização do documento

Este documento está organizado em 5 capítulos onde se descreve todo o trabalho realizado, cuja organização é descrita nesta secção. O primeiro capítulo destina-se a fazer o

enquadramento da dissertação, bem como definir quais os objectivos pretendidos com a realização desta dissertação e a motivação. O capítulo 2 descreve os principais factores que influenciam o dimensionamento de sistemas de minigeração fotovoltaicos ligados à rede e apresenta algumas abordagens bibliográficas em termos de caracterização/modelização. No capítulo 3 é apresentado a metodologia desenvolvida neste trabalho, dividida por secções correspondentes aos aspectos de dimensionamento identificados no capítulo 2. No capítulo 4 é apresentado o caso de estudo e respectiva análise de viabilidade do projecto. No capítulo 5 é feita as conclusões gerais do trabalho realizado e sugeridos futuros desenvolvimentos nesta área.

Capítulo 2

Fundamentos sobre minigeração fotovoltaica

2.1 - Decreto-Lei Nº34/2011

2.1.1 - Introdução

A produção de electricidade a partir da energia solar em sistemas de minigeração vem completar o regime de microgeração já existente e legislado pelo decreto-lei nº 118-A/2010. A minigeração permite ao produtor consumir a energia que produz mas também, dentro de certas restrições, vender toda a energia que produz à RESP (Rede Eléctrica de Serviço Público). O decreto-lei Nº34/2011¹ que vem reger a miniprodução refere que para se ser produto, é necessário deter um contrato de fornecimento de electricidade com consumos que sejam significativos, e que a instalação do sistema seja no local servido por esse contrato. No seguimento deste ponto, é também obrigatório que a minigeração a ser instalada não ultrapasse os 50% da potência contratada do local da instalação. Entidades terceiras, como por exemplo empresas ou investidores, podem instalar unidades de minigeração em locais que respeitem as condições para tal, desde que sejam autorizadas pelos proprietários através da celebração de um contrato.

2.1.2 - Escalões de potência de ligação

De acordo com o decreto que rege a legislação da minigeração, as unidades geradoras são divididas por três escalões que se diferenciam pela potência de ligação à rede eléctrica. Esta divisão será diferenciadora do regime de bonificação da tarifa de venda de energia à RESP, para os 15 anos que vigora a tarifa a contar desde o 1º dia do mês seguinte ao início do fornecimento.

Os escalões de potência de ligação à RESP definem-se por Escalão I, II e III, onde:

- Escalão I: unidades cuja potência seja menor ou igual a 20 kW;
- Escalão II: unidades cuja potência seja superior a 20 kW e igual ou inferior a 100 kW;
- Escalão III: unidades cuja potência seja superior a 100 kW e igual ou inferior a 250kW.

¹ Disponível no diário da república electrónico

2.1.3 - Remuneração

A remuneração da minigeração pode ser obtida através do regime geral e do regime bonificado. No regime geral a remuneração da electricidade produzida é estabelecida em condição de mercado, ou seja, o preço do MWh é vendido ao preço de mercado actual, não existindo qualquer bonificação. No regime bonificado o produtor recebe um preço pelo MWh compensatório relativamente ao preço existente no mercado. O acesso ao regime bonificado depende ainda uma prévia comprovação de uma avaliação da eficiência energética do edifício onde o sistema será implementado, através de uma auditoria energética que determine a implementação de medidas de eficiência energética (com períodos de retorno de dois para o escalão I, três para o escalão II e quatro anos para o escalão III), ou comprovação de uma certificação ou acordo de racionalização do consumo. O regime bonificado é diferenciado pelos escalões de potência de ligação à RESP. Para o primeiro escalão (até 20 kW) o valor da tarifa é fixo por 15 anos ao valor de 250€/MWh, onde os pedidos de registo são ordenados por ordem de chegada. Nos escalões 2 e 3 (potências de ligação superior a 20 kW) a remuneração é com base na tarifa mais alta que resultar das maiores ofertas de desconto à tarifa de referência de 250€/MWh. Neste caso os pedidos de registo são ordenados não por ordem de chegada, mas pelo maior desconto à tarifa de referência. O valor da tarifa de referência é então de 250 €/MWh, sendo este valor reduzido anualmente em 7% a cada ano que passe a partir da entrada em vigor do novo regime da minigeração.

2.1.4 - Requisitos para ser miniprodutor

- Disponha de uma instalação de utilização de energia eléctrica e seja titular de contrato de compra e venda de electricidade. Ao registo de uma central de minigeração tem que estar associada uma instalação de consumo, em que o miniprodutor pode ser titular, ou não, da mesma;
- A unidade de minigeração seja instalada no local servido pela instalação eléctrica de utilização;
- A potência de ligação da unidade de minigeração não seja superior a 50 % da potência contratada;
- A energia consumida na instalação de utilização seja igual ou superior a 50 % da energia produzida pela unidade de minigeração.
- A electricidade vendida está limitada a 2,6 MWh/ano por cada kW de potência de ligação para o Solar e 5 MWh/ano para as restantes tecnologias;
- O miniprodutor ainda está limitado ao trânsito de potências no posto de transformação ou subestação a que está ligado, que não pode ser superior a 20% da sua potência.

2.1.5 - Eficiência Energética

Nos dias que correm a eficiência energética é tão mais importante como a produção de energia com base nos recursos renováveis, dado o seu impacto no consumo final de energia. Neste ponto iremos abordar de que forma a minigeração converge para a eficiência energética e a complementa.

O consumo de energia eléctrica por parte dos edifícios representa uma fatia significativa do consumo total realizado. O decreto-lei nº.34/2011 surge como mais um incentivo para a adopção de medidas de eficiência energética, obrigando as empresas que queiram aceder ao regime bonificado darem prova da eficiência energética dos seus edifícios. Isto é, como antes explicado, qualquer consumidor de energia que pretenda ser produtor de energia eléctrica e

aceder ao regime bonificado tem de comprovar que foi realizado uma auditoria energética ao edifício onde será implementado a minigeração. Essa auditoria terá de identificar medidas de eficiência energética. As medidas de eficiência energética identificadas nessa auditoria têm de ter um período de retorno de dois (Escala I), três (Escala II) e quatro anos (Escala III), e terão de ser implementadas pela entidade/empresa que pretenda aceder à produção de energia descentralizada através do regime bonificado. As medidas de eficiência energética identificadas em auditoria energética passam pela análise cuidada do edifício, pela sua envolvente e características. As principais medidas identificadas nas auditorias podem passar pelo isolamento térmico nas coberturas e paredes exteriores, a troca de iluminação por iluminação mais eficiente, os tipos de envidraçados, a instalação de painéis solares térmicos para aquecimento de águas sanitárias e também a própria implementação de um sistema de produção de energia através de painéis solares fotovoltaicos. Apesar dos benefícios das medidas de eficiência energética há um conjunto de barreiras que impedem a sua implementação e adopção como as dificuldades para financiamento, percepção dos riscos envolvidos, falta de informação, consciencialização, conhecimento das regras de um contrato de *performance*, acesso às tecnologias e equipamentos de uso eficiente da energia, altos custos de transacção, falta de confiança no resultado das medidas e prioridades dos decisores.

2.1.6 - Contra-ordenações

O regime de minigeração está devidamente legislado e quem não cumprir com as regras será sancionado com coimas que podem atingir valores que vão dos 100 a 3740 euros (caso seja em nome individual) e dos 250 aos 44.800 euros (para empresas).

2.2 - Minigeração

O dimensionamento de uma minicentral fotovoltaica é complexo dado que são muitas as variáveis em jogo, algumas de ordem técnica e outras de ordem económica e muita das vezes conflituantes. Na figura 2.1 é apresentado os factores de dimensionamento mais importantes deste tipo de sistemas.

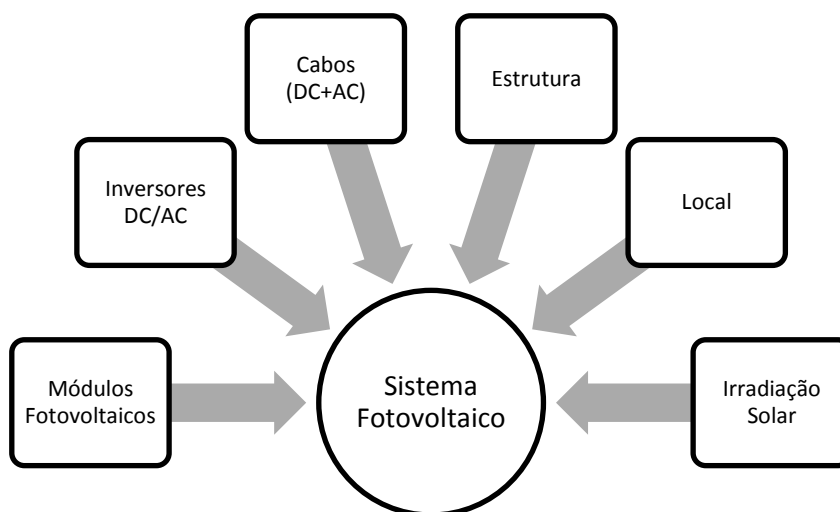


Figura 2.1 - Factores de dimensionamento de um sistema FV

Na literatura encontram-se alguns estudos onde se desenvolvem metodologias de optimização de dimensionamento de sistemas fotovoltaicos, como a que se encontra em [2]. Neste tipo de modelos são definidos um conjunto de variáveis de decisão que são submetidos a um conjunto de restrições de forma a obter um dimensionamento óptimo. Estas variáveis de decisão integram uma função objectivo a maximizar durante um processo iterativo que consiste numa função económica definida pela diferença entre o lucro obtido com a venda da energia produzida e os custos associados à produção, nomeadamente os custos do sistema e os custos de manutenção. O algoritmo utilizado consiste em técnicas de inteligência artificial ou, como o aplicado em [3], em algoritmos de optimização por Enxame de Partículas.

Este tipo de modelos de dimensionamento têm como princípio de funcionamento agregar toda a informação disponível e, através de um conjunto de restrições, aplicar algoritmos de optimização de forma a gerar soluções e encontrar uma candidata a solução óptima. Em termos práticos estes modelos não são viáveis uma vez que na realidade o dimensionamento não pode/deve ser feito sem um conhecimento básico das características próprias do local e por si só são insuficientes para dar uma resposta prática para um dimensionamento. Neste sentido, vão ser apresentados nas secções seguintes deste capítulo outras abordagens onde cada secção enfoca um aspecto do dimensionamento e apresenta algumas abordagens bibliográficas em termos de modelização.

2.2.1 - Local de Instalação

O ponto de partida de um dimensionamento é o levantamento das características do local de instalação. Este aspecto é de maior importância uma vez que irá permitir conhecer não só os possíveis locais como em que condições o sistema irá operar. Segundo [1] uma visita ao local de instalação permite obter resposta às seguintes questões:

1. Disponibilidade da área do telhado, fachadas e/ou superfícies disponíveis na envolvente;
2. Orientação e inclinação das estruturas disponíveis à colocação do sistema;
3. Formato do telhado, características da estrutura e subestrutura e tipo de cobertura;
4. Aberturas utilizáveis no telhado (as telhas de ventilação, as condutas de chaminé);
5. Dados sobre sombreamentos;
6. Locais potenciais à instalação do gerador, das caixas de derivação, do interruptor de corte principal (DC) e do inversor;
7. Caixa do contador e espaço para um contador extra;
8. Comprimento dos cabos, rede de cablagem e método de implantação da canalização eléctrica;
9. Acessos, particularmente se forem necessário equipamento específico para a instalação do gerador (guindaste, andaime, etc.);
10. Tipo de módulo, concepção do sistema, método de instalação;
11. Produção energética desejada versus potência fotovoltaica a instalar;
12. Enquadramento financeiro, tendo em conta as respectivas condições para a atribuição de subsídios.

A familiarização com as características do local irá permitir ao projectista avaliar o recurso solar do local e as condicionantes do dimensionamento. Se o sistema for implementado na cobertura de um edifício a inclinação dos módulos está condicionada à inclinação da própria estrutura. Em [4], [5] e [6] é feito um estudo sobre o impacto da variação da inclinação do sistema e os factores que influenciam o rendimento. Em [7] é feita

uma abordagem totalmente diferente onde é feita uma abordagem estatística ao problema das perdas em grandes centrais, através da aplicação de técnicas de simulação de Monte Carlo, cujo princípio é considerar os parâmetros eléctricos dos painéis como variáveis aleatórias com uma função de densidade de probabilidade Gaussiana.

2.2.2 - Radiação Solar

O conhecimento do recurso solar é fundamental para o dimensionamento de sistemas fotovoltaicos dado a sua variabilidade espacial e temporal. O desempenho e as curvas características dos módulos dependem de vários factores entre eles a irradiação incidente e a temperatura da célula. A relação entre a corrente que atravessa o módulo e a irradiação é directamente proporcional e, por isso, quando a irradiação diminui para metade, a electricidade produzida diminui também para metade, figura 2.2.

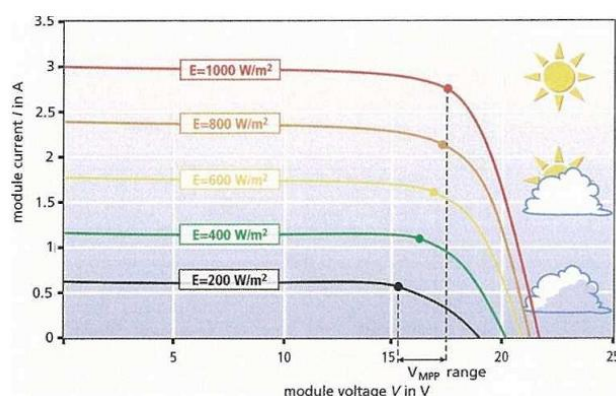


Figura 2.2 - Efeito da irradiação solar na curva I-V do módulo [1]

Por outro lado, a tensão MPP (ponto máximo de operação) permanece relativamente constante com as variações da radiação solar. Ocorre uma diminuição significativa da tensão apenas para valores muito baixos de radiação solar. Na figura 2.3, é apresentado o impacto da temperatura da célula na tensão e corrente do módulo. A corrente mantém-se praticamente constante com a variação da temperatura.

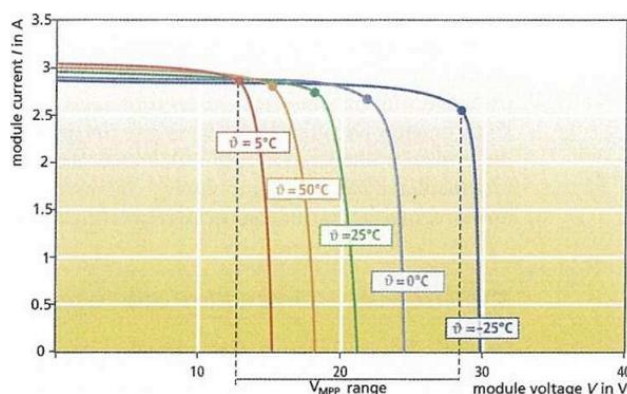


Figura 2.3 - Efeito da temperatura na curva I-V do módulo [1]

O MPP do sistema, figura 2.4, varia assim ao longo do dia e do ano e compete ao inversor o rastrear.

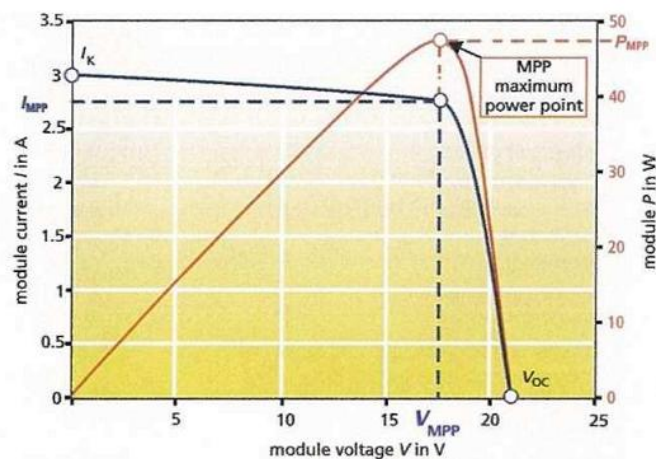


Figura 2.4 - Curva característica de um módulo [1]

O recurso solar é uma fonte inesgotável mas que está sujeita a perdas durante o seu percurso até à superfície receptora. Estas perdas são motivadas pela reflexão, absorção e dispersão da radiação solar na atmosfera e pela localização do sol e posição da superfície receptora. A localização do sol permite determinar a altura do sol que irá influenciar directamente a irradiação solar incidente na superfície do módulo, sujeita às perdas referidas durante o percurso da radiação solar pela atmosfera. Este percurso varia ao longo do dia e ao longo do ano, sendo mais curto ao meio-dia, quando a posição do sol é perpendicular à superfície da terra o que resulta numa menor absorção e difusão da radiação solar, o que implica uma maior irradiação. Este aspecto é avaliado pelo facto AM que indica um múltiplo do percurso da radiação solar na atmosfera para um local preciso, num determinado momento. Para além da localização do sol, é importante que o plano de incidência solar seja perpendicular aos raios solares e para isso é necessário avaliar o azimuth e a inclinação do colector de forma a maximizar a produção. Na figura 2.5 podemos observar a relação entre a irradiação incidente e a orientação da superfície receptora.

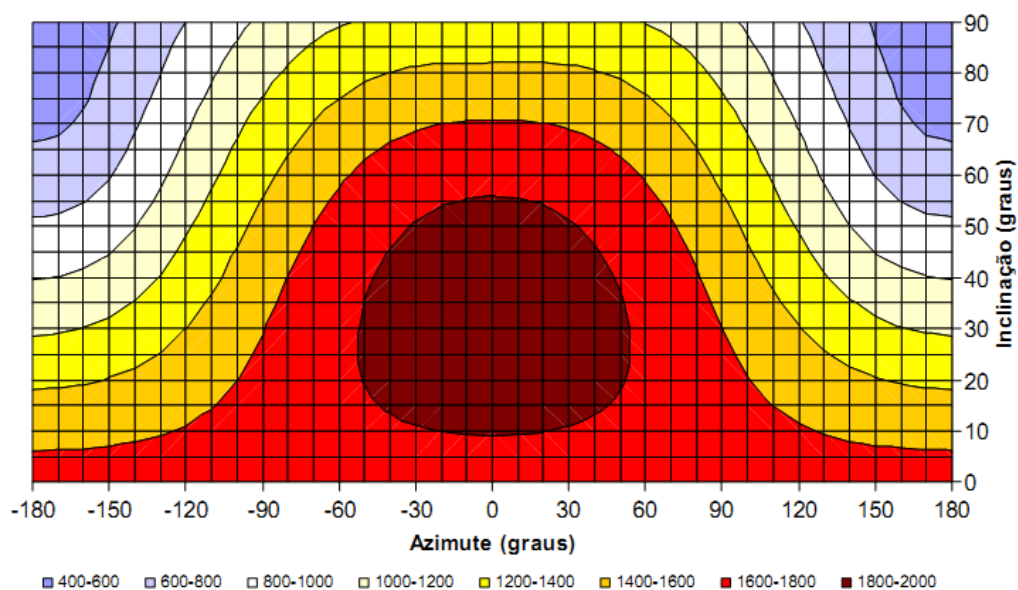


Figura 2.5 - Variação da irradiação solar com o azimuth e a inclinação da superfície receptora [1]

A caracterização do recurso tem sido feita em Portugal através de medidas efectuadas pelo Instituto de Meteorologia com o recurso a uma rede de estações actinométricas em que é medida a radiação solar (componente global e difusa) para um plano horizontal. A medição da radiação solar é feita através de aparelhos chamados piranómetros e como são relativamente caros e exigem uma manutenção elevada, são poucos os locais que provêm com este tipo de aparelhos. Assim, usam-se frequentemente medições de insolação, ou seja, do número de horas de sol, através de aparelhos chamados heliógrafos. Neste caso a radiação solar é determinada através da correlação que existe entre os valores de irradiação e de insolação diária. Como é praticamente impossível ter dados relevantes e um histórico significativo para um local específico, recorre-se frequentemente a modelos de correlação baseados em dados meteorológicos das estações mais próximas desse local.

Como já foi referido, a maximização da produção de energia implica uma optimização do ângulo de inclinação da superfície receptora como também uma definição da sua orientação (excepto para sistemas com seguimento). Isto implica a utilização de modelos em alternativa a medições mais complexas e dispendiosas. Segundo [8], estes modelos tiram partido das bases de dados disponíveis e têm como principais objectivos:

- 1- Traduzir valores medidos no plano horizontal para superfícies inclinadas;
- 2- Estimar a componente directa e difusa a partir dos dados de radiação global;
- 3- Obter valores de potência ou energia a partir do número de horas de insolação;
- 4- Estimar valores com escalas temporais diferentes (por exemplo, valores horários de diários).

Existem várias abordagens para determinar a irradiação incidente numa superfície com uma determinada orientação e inclinação. Em [9] é apresentado uma metodologia em que com base na radiação global horizontal é determinada a radiação solar global com uma determinada inclinação. Em [10] é feita uma revisão da aplicação de métodos convencionais no tratamento de dados meteorológicos com base em modelos como os de AR, ARMA, ARIMA e outras técnicas com base em inteligência artificial. Contudo, existe actualmente um conjunto de ferramentas que permitem fornecer dados meteorológicos através de uma *interface “user-friendly”*. Um bom exemplo é a ferramenta PVGIS que será analisada no capítulo seguinte.

2.2.3 - Módulos Fotovoltaicos

Um módulo fotovoltaico é constituído para além do material celular, por várias camadas com variadas funções que vão desde a protecção do próprio módulo a questões mais arquitectónicas. Contudo, a característica mais importante do módulo é a tecnologia da célula fotovoltaica. Dado a baixa potência de uma célula fotovoltaica, estas são ligadas em série e em paralelo que vão definir a potência do módulo. Existem vários tipos de tecnologias de células com diferentes eficiências [11], cuja escolha depende de vários factores como a orientação do sistema, presença ou não de sombreamento, espaço disponível e claro, do custo do próprio módulo.

As tecnologias da célula podem ser divididas em três grupos: Monocristalinas, policristalinas e películas finas. Na tabela 2.1 apresenta-se uma pequena comparação entre estes três grupos. Os módulos monocristalinos são fabricados à base de silício e são utilizados em sistemas com restrição de espaço. Os módulos policristalinos apesar de terem menor eficiência e por isso necessitarem de maior espaço, são mais baratos que os de monocristalinos uma vez que utilizam técnicas mais económicas no seu fabrico. São preferidos em locais com bastante espaço disponível. Os módulos de película fina utilizam outros materiais como semicondutores que são aplicados em finas camadas num substrato

(tipicamente o vidro). Este tipo de tecnologias ainda é caracterizada pela sua baixa eficiência mas possuem propriedade que permitem a sua utilização em locais onde não é possível a instalação dos outros tipos de módulos. Para além disso, os módulos de película fina devem ser ponderados em sistemas sujeitos a sombreamento. Segundo [1], a utilização de módulos de película fina sujeitos a sombreamento parcial das suas células permite reduzir a potência de forma proporcional à área sombreada, pelo que as perdas ocasionadas pelo sombreamento são frequentemente muito menores do que aquelas que ocorrem com módulos de silício cristalino. De uma forma geral, a escolha do módulo deve ser feita com base na sua eficiência, que deverá ser o quanto maior possível uma vez que ocupará menos área e assim reduz-se os custos com estruturas, montagem e cabos. Um aspecto também importante é ter em conta os coeficientes térmicos, que passa pela avaliação das condições meteorológicas típicas do local.

Tabela 2.1 - Comparação entre tecnologias das células FV [13]

Tipo de tecnologia	Película Fina	Policristalino	Monocristalino
Eficiência da Célula	8 - 12 %	14 - 15 %	16 - 17 %
Eficiência do Módulo	5 - 7 %	12 - 14 %	13 - 15 %
Área por kWp	15.5 m ²	8 m ²	7 m ²

No que diz respeito à modelização, existem algumas abordagens como a feita em [2], onde a potência do módulo é obtida através das equações da tensão e corrente do módulo, ou como a feita em [9] onde uma equação simula a eficiência do módulo segundo as condições de operação, e a potência é obtida pela multiplicação da eficiência, da irradiação e da área do módulo. Em [12] é apresentado um modelo de forma a simular a fiabilidade de um módulo, de forma a estudar a sua degradação ao longo do seu tempo de vida.

2.2.4 - Inversor DC/AC

A par dos módulos, o inversor DC/AC é o componente principal de uma instalação fotovoltaica e a sua principal função é converter o sinal DC do gerador fotovoltaico num sinal AC, com as mesmas características da RESP. Para além da conversão do sinal o inversor assume outras funções como o ajuste do ponto operacional do inversor ao MPP do gerador (MPPT), dispositivos de protecção AC e DC e registo de dados operacionais e sinalização. Actualmente existem vários conceitos no que diz respeito aos inversores mas inicialmente apenas era conhecido o inversor central, figura 2.6. Esta solução é caracterizada pela ligação dos módulos em série de forma a constituírem *strings* que são depois ligadas a um único inversor, de potência aproximadamente igual ao gerador fotovoltaico. Apesar de estes inversores serem robustos, de alta eficiência e baratos, apresentam uma diminuição do rendimento na presença de incompatibilidades entre os módulos e sombreamento parcial, têm a desvantagem do MPPT centralizado, e obrigam a usar secções de cabos maiores devido às elevadas correntes [1]. Devido às dimensões do inversor central, obriga a que a sua

instalação seja feita num local próprio que por vezes se traduz em grandes distâncias entre o gerador fotovoltaico e o inversor, o que implica a utilização de caixas de derivação e de um ou vários cabos principais DC, dependendo do número de entradas do inversor.

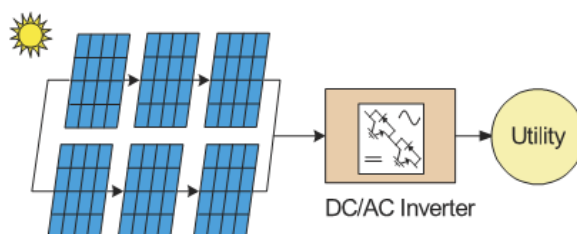


Figura 2.6 - Inversor central [13]

O conceito dos inversores de *strings*, figura 2.7, é uma versão reduzida do inversor central aplicado a vários conjuntos de *strings*. Com esta solução cada conjunto de *strings* é associado a um inversor e por isso a um MPPT. Permite assim minimizar o impacto do sombreamento parcial e a incompatibilidade dos módulos chegando mesmo a aumentar a produção entre 1-3% em relação ao inversor central [13]. Além disso, as correntes são menores pelo que se pode usar secções menores nos cabos.

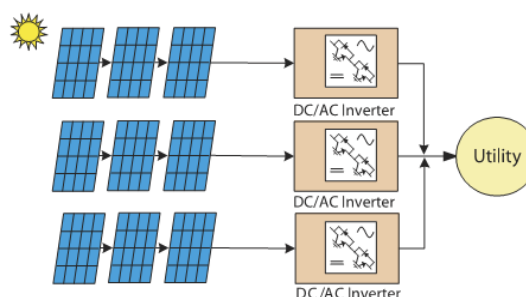


Figura 2.7 - Inversor de String [13]

Uma outra solução é o conceito dos inversores *multi-strings*, figura 2.8. O conceito é parecido com o inversor de *string* com a diferença da utilização de inversores DC/DC ligados à *string* (ou conjunto de *strings*) e estes ligados a um inversor central. Esta solução permite usar na mesma instalação diferentes módulos fotovoltaicos com diferentes tecnologias (por exemplo cristalino ou película fina) e diferentes orientações (por exemplo sul, oeste e este).

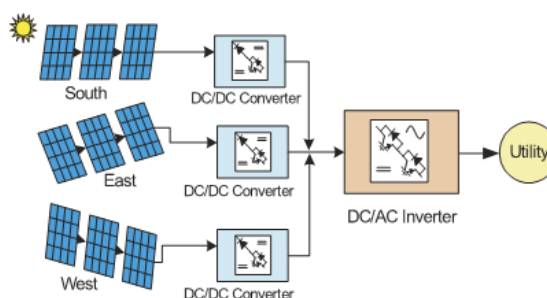


Figura 2.8 - Inversor multi-string [13]

Por fim temos o conceito dos módulos AC, figura 2.9. Estes módulos já possuem um inversor o que permite uma grande flexibilidade do sistema e um elevado rendimento já que cada módulo possui o seu próprio MPPT e a incompatibilidade entre módulos é eliminada. O uso de cabos DC também é eliminado. Apesar das suas vantagens o preço ainda é um entrave à sua aplicação mas pensa-se que será o futuro [13].

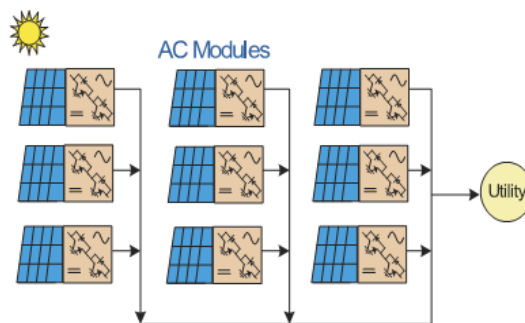


Figura 2.9 - Módulos AC [13]

As soluções alternativas ao inversor central permitem reduzir as perdas por transporte uma vez que permite usar inversores de menores dimensões e assim a sua instalação mais próxima do gerador fotovoltaico. Para além do conceito, o inversor é caracterizado pela sua potência e topologia do circuito. Existe uma grande variedade de inversores no mercado que vão de poucos kW's até aos MW's, cuja selecção depende se é para microgeração, minigeração ou para uso em grandes centrais fotovoltaicas. Relativamente à topologia do circuito, faz-se a distinção entre inversores unifásicos e trifásicos e entre aparelhos com ou sem transformador. Os inversores unifásicos são aplicados geralmente em pequenos sistemas, enquanto que para sistemas maiores é necessário usar vários inversores unifásicos ou um inversor trifásico de forma a manter a carga equilibrada. Contudo, sempre que possível são usados os inversores sem transformadores uma vez que são menores e mais leves do que os aparelhos com transformador e funcionam com maior eficiência. É de referir que a sua utilização só é compatível com a utilização de equipamentos com protecção de isolamento de classe II, [1].

2.2.5 - Sombreamento

A questão do sombreamento é a mais pertinente no que diz respeito à interligação eléctrica dos módulos e performance do próprio sistema, que está relacionado com o MPPT do inversor. O impacto do sombreamento nos sistemas fotovoltaicos depende dos seguintes factores segundo [1]:

1. Número de módulos sombreados;
2. Grau de sombreamento;
3. Distribuição espacial e o curso da sombra durante o tempo;
4. Interligação do gerador;
5. Tipo de inversor.

Se o sombreamento for total, ou seja, todos os módulos do sistema são de igual forma afectados pelo sombreamento, então o comportamento da curva I-V do sistema é igual à variação da irradiação incidente e o rastreio do MPP mantém-se com a mesma eficiência.

Contudo, se estivermos perante a presença de sombreamento parcial, outras questões são levantadas. A questão mais importante neste tipo de caso tem haver com o conceito de rastreo do MPP (que não será abordado neste trabalho) já que para sombreamentos parciais resulta em MPP's locais, estando por vezes o valor óptimo fora do intervalo de operação do MPPT do inversor [1].

Na figura 2.10, 2.11 e 2.12 pode-se observar o impacto do sombreamento na curva de potência do sistema. Para sombreamentos parciais em série, figura 2.10, o ponto de operação do sistema depende do percurso da sombra ao longo do tempo e do comportamento do sistema de rastreo. Como o inversor rastreia a partir da tensão de circuito aberto, o ponto de operação fica situado no ponto máximo da direita da curva se o sistema já estiver sombreado durante a manhã, independentemente se o MPP se deslocar para o máximo da esquerda [1].

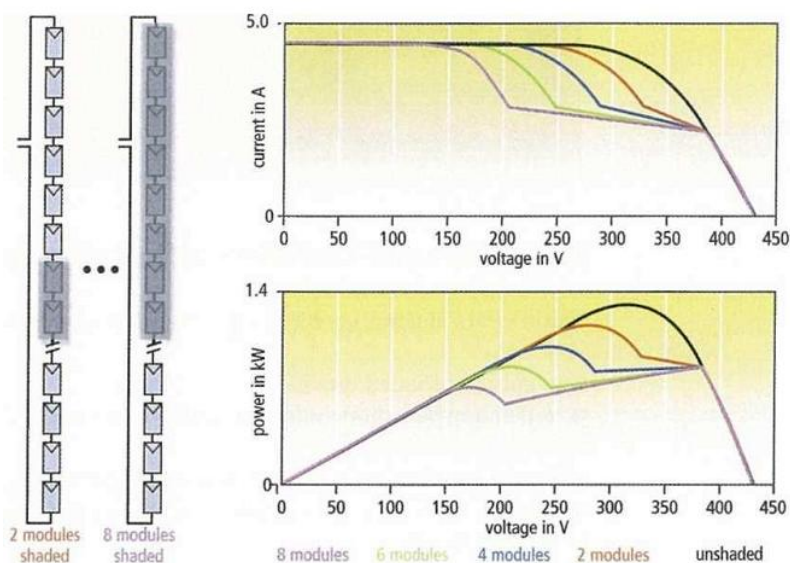


Figura 2.10 - Configuração da sombra e curvas I-V para uma ligação em série [1]

Se o sombreamento parcial afectar mais do que uma fileira o seu impacto é completamente diferente. Na figura 2.11 e 2.12 podemos observar que a situação mais favorável é quando o sombreamento afecta os módulos da mesma fileira ou distribuídos por um número limitado de fileiras, já que o ponto máximo da esquerda encontra-se quase sempre fora do campo de rastreo do inversor e, assim, o ponto de operação encontra-se no ponto máximo da direita que corresponde ao MPP.

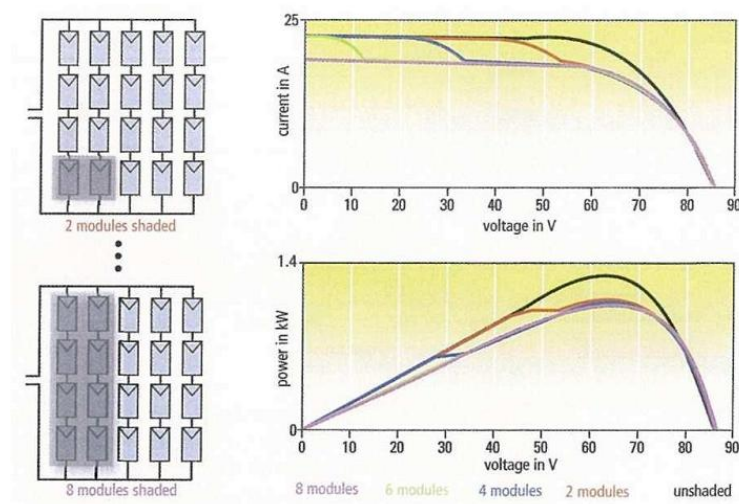


Figura 2.11 - Configuração da sombra e curvas I-V para uma ligação em paralelo, com sombreamento em 2 strings [1]

Se o sombreamento parcial evoluir para mais fileiras, figura 2.12, o ponto máximo da esquerda torna-se mais pronunciado e, com um forte sombreamento, poderá mesmo corresponder ao MPP e ficar fora do raio de acção do MPPT do inversor.

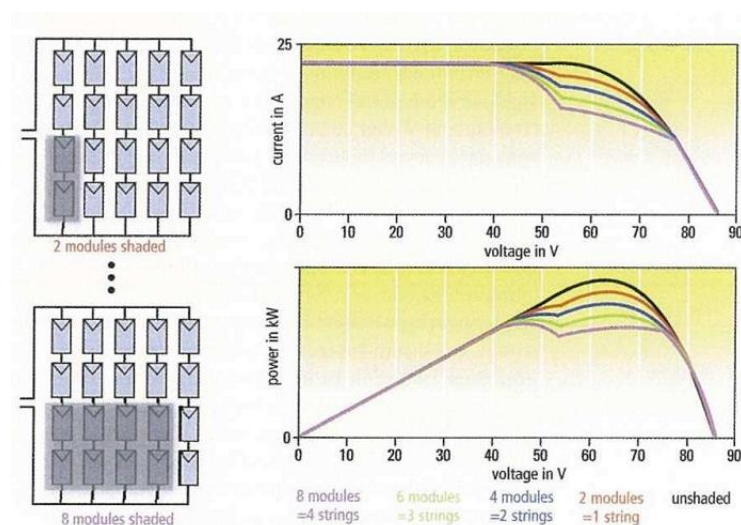


Figura 2.12 - Configuração da sombra e curvas I-V para ligação em paralelo, com sombreamento em 1 a 4 strings [1]

Com base no que já foi apresentado, conclui-se que para um sistema fotovoltaico sujeito a sombreamento a ligação em paralelo do sistema revela-se menos susceptível a perdas de produção, sendo assim necessário um planeamento cuidadoso de forma a limitar o número de fileiras afectadas. Apesar das ligações em paralelo acarretarem perdas maiores por efeito de joule nos cabos resultantes das maiores correntes e o aumento do custo de instalação, são compensadas pelo aumento da produção e ainda beneficiam de outros aspectos como o desajuste das características dos módulos, que tem maior impacto nas ligações em série [1]. Em termos de modelização, no que diz respeito ao sombreamento, é necessário avaliar a resposta do sistema de rastreio do inversor do ponto máximo de operação, MPPT. Na literatura existem vários estudos sobre este tema, como os que são apresentados em [6],

[14], [15], [16] e [17]. Em [18] é apresentado um novo conceito que consiste num esquema dinâmico de interligação dos módulos, associado a um algoritmo que determina o melhor esquema de ligação dos módulos de forma a reduzir as perdas do sistema.

2.2.6 - Caixa de derivação

A principal função das caixas de derivação é agregar a corrente procedente de cada uma das *strings* num único cabo DC. Desta forma minimiza-se as perdas de transporte de energia até ao inversor com um cabo DC de maior secção. Contudo, outras funções foram atribuídas às caixas de derivação como aparelhos de corte e, se necessário, fusíveis de fileira e díodos de bloqueio, figura 2.13. A utilização dos díodos de bloqueio (ou fusíveis) tem como único objectivo evitar as correntes inversas. As principais causas que poderão levar ao aparecimento de uma corrente inversa numa *string* são o curto-circuito de um ou vários módulos, curto-circuito de uma ou várias células do módulo e duplo contacto à terra de um módulo ou da cablagem. Para evitar o dimensionamento dos cabos das *strings* para a corrente de curto-circuito do gerador menos a corrente da própria *string*, é utilizado díodos de *string*, conectados em série com as *strings* individuais, que evita qualquer corrente inversa para a *string* correspondente. Contudo, a utilização do diodo tem a desvantagem de se encontrar permanentemente conectado em série à *string* do gerador correspondente, sendo atravessado pela respectiva corrente da *string* e levando a perdas permanentes de correspondentes dimensões. Além disso, a falha do diodo pode conduzir à perda da função de protecção ou à falha da totalidade da *string*. Por este motivo actualmente são suprimidos os díodos de bloqueio das *strings* nos sistemas fotovoltaicos ligados à rede. Em alternativa, são usados módulos com uma protecção de classe II que ainda têm a vantagem de se pode usar inversores sem transformador como já visto. Para proteger os cabos e módulos de sobrecargas são usados fusíveis de fileira em todos os condutores activos (positivos e negativos) e as perdas nos fusíveis são significativamente inferiores às perdas dos díodos.

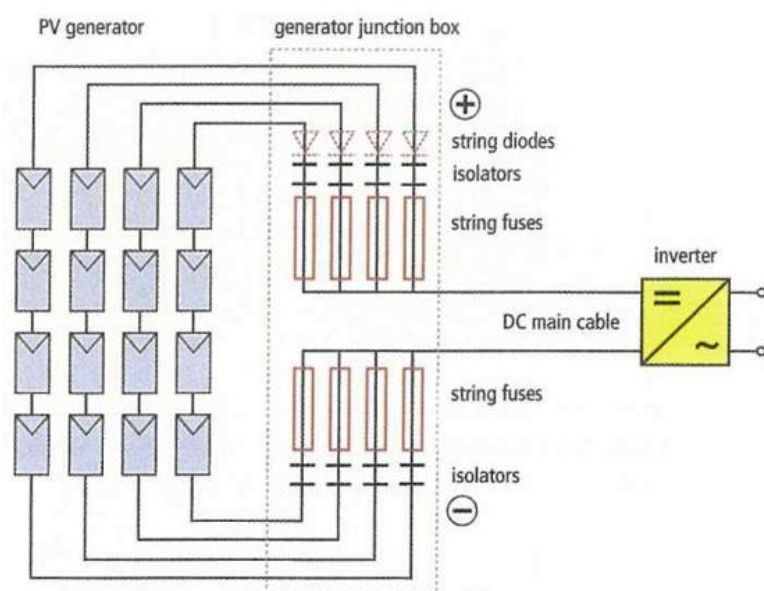


Figura 2.13 - Esquema de uma caixa de derivação [1]

Capítulo 3

Dimensionamento de uma central de minigeração FV

Existe na literatura um vasto conjunto de modelos que tentam simular várias características de um sistema fotovoltaico, quer no âmbito da sua operação quer no âmbito do seu próprio dimensionamento. Neste trabalho é apresentado um modelo que tenta ser o mais realista possível, e para isso considera-se que o sistema fotovoltaico é constituído por módulos fotovoltaicos, inversores DC/AC, cabos DC e AC e caixas de derivação. Existem ainda outros componentes que são característicos de uma instalação fotovoltaica, como os conectores solares ou os tubos de protecção de cabos, que não são considerados neste modelo dada a sua difícil caracterização. Será assim apresentado uma metodologia de dimensionamento de sistemas fotovoltaicos ligados à rede, que tenta complementar algumas das ideias dos modelos apresentados no capítulo anterior com alguns procedimentos desenvolvidos de propósito para este modelo, e que consiste na determinação da disposição física e eléctrica dos módulos fotovoltaicos do sistema, através da apresentação de todas as alternativas possíveis de configuração do sistema. Irá determinar o número de módulos fotovoltaicos, o número de inversores necessários e a distribuição das *strings* pelos inversores. Será ainda apresentada uma metodologia desenvolvida para a determinação das secções económicas dos cabos DC. Quanto ao número de caixas de derivação, será determinado pelo número de inversores e/ou número de entradas dos inversores utilizadas. O resultado será um mapa de quantidades de forma a avaliar o custo de investimento do projecto. Neste caso será ainda considerado o custo da estrutura de suporte e o custo da mão-de-obra. Será ainda apresentado os indicadores de investimento usados na análise económica dos projectos.

3.1 - Metodologia de dimensionamento de minicentraís FV

Como já foi dito, foi desenvolvida uma metodologia com o objectivo de criar uma ferramenta prática que permitisse fornecer as alternativas de configuração física e eléctrica dos módulos fotovoltaicos de um sistema fotovoltaico ligado à rede. Na figura 3.1 está representado o fluxograma da metodologia. Nos pontos seguintes será feita uma descrição da metodologia desenvolvida, seguindo a lógica do fluxograma.

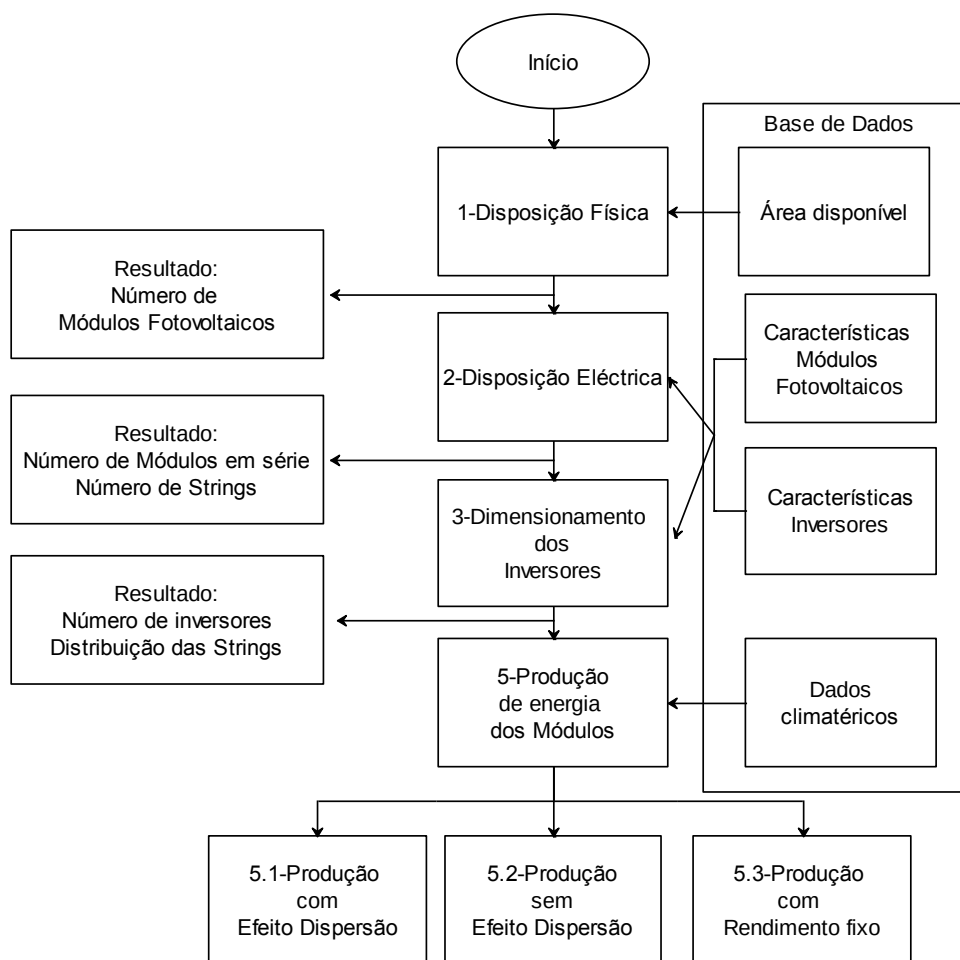


Figura 3.1 - Fluxograma da metodologia de dimensionamento

3.1.1 - Base de Dados

A Base de Dados é constituída pelas características dos componentes (Módulos e Inversores) como também as características do local de instalação do sistema (Área disponível, irradiação solar e temperatura ambiente). Nos pontos seguintes será feita uma descrição mais detalhada da Base de Dados.

3.1.1.1 - Área Disponível

A área disponível (m^2) é um parâmetro essencial no dimensionamento de minicentrais fotovoltaicas, uma vez que irá limitar a potência a instalar e irá restringir a configuração (física e eléctrica) do sistema. É definida pelo comprimento DIM1 que deverá ser perpendicular a sul e DIM2 paralelo a sul. Nesta metodologia, considera-se que não existe qualquer tipo de obstáculo dentro da área definida.

3.1.1.2 - Características dos módulos fotovoltaicos

Na tabela 3.1 está representado um exemplo com as características de um módulo fotovoltaico que a base de dados considera.

Tabela 3.1 - Características de um módulo fotovoltaico

<i>Módulos Fotovoltaicos</i>											
Potência W	V _m (V)	I _m (A)	V _{oc} (V)	I _{sc} (A)	K _v (V/°C)	K _I (A/°C)	NOC T	L _{pv1} (m)	L _{pv2} (m)	Delta_ I	Preço €
280	35,2	7,95	44,8	8,35	-0,11968	0,00358	45	1,9	0,9	0,05	478,8

3.1.1.3 - Características dos Inversores DC/AC

Como foi visto são vários os factores que influenciam a escolha do inversor e o conceito do sistema. Segundo [19] a escolha da potência nominal do inversor não deve ser feita tendo em conta apenas a potência nominal do sistema fotovoltaico. Apesar de ser um critério válido não deve ser único, com o prejuízo de não se estar a fazer a escolha acertada por vários motivos: a potência nominal do sistema é atingida apenas em condições STC, o que ocorre muito raramente nas condições reais; a irradiação varia com as horas, dia do ano e localização e a eficiência do inversor não é constante durante o intervalo de operação, que para valores abaixo de 10-20% da sua potência nominal atinge valores muito baixos. Neste sentido, [19] apresenta uma função matemática que descreve a curva de eficiência de um inversor em função da potência nominal do inversor e em função da potência real do sistema fotovoltaico, $P_{dc,pu}$, equação 3.1. A função é composta por três parâmetros que podem ser determinados com três pares de valores ($\eta; P_{dc,pu}$) facilmente obtidos na folha de características de qualquer inversor. Os pontos devem ser os valores que correspondem ao ponto máximo da curva e ao último ponto da curva, sendo que um deles pode ser a origem da curva. Os parâmetros podem ser facilmente encontrados através de um sistema de três equações lineares.

$$\eta_{inv}(P_{dc,pu}) = A + B \times P_{dc,pu} + C \times \frac{1}{P_{dc,pu}} \quad (3.1)$$

O rendimento do inversor é assim apresentado no modelo segundo a equação 3.1 e o valor fixo Euro-eta disponibilizado nas características do inversor. O Euro-eta corresponde a um valor de eficiência criado para comparar diferentes inversores. O valor é calculado considerando diferentes cenários de carga através de uma média pesada das eficiências estáticas de cada cenário. Como se pode ver na figura 3.2, os valores obtidos com a curva de eficiência definida pela equação são uma boa aproximação dos valores obtidos das características do inversor usado como exemplo, sendo neste caso o Sunny Central SC200.

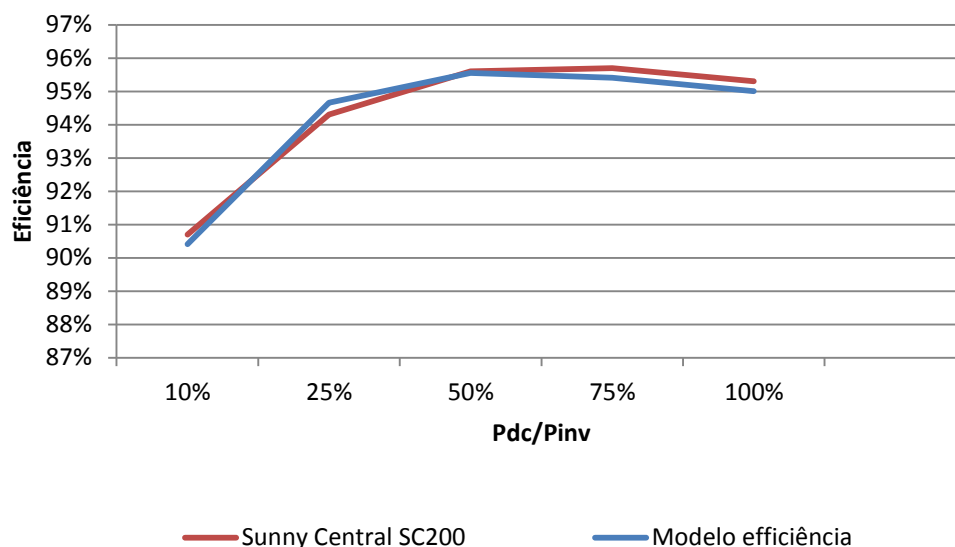


Figura 3.2 - Comparação entre o modelo e os valores reais da eficiência de um inversor

Na tabela 3.2 são representadas as características de um inversor que consta na base de dados.

Tabela 3.2 - Características de um inversor

<i>Inversores</i>									
Pn (W)	Vmin,MPPT (v)	Vmax (V)	Param1	Param2	Param3	η Euroeta %	Delta_V	Preço €	€/W
5000	180	900	98,76397	-2,62748	-0,59249	95,20%	0,05	2500	0,50

3.1.1.4 - Dados climatéricos

A radiação solar pode ser obtida por vários métodos como os apresentados no capítulo 2. Neste trabalho utilizou-se a aplicação PVGIS por ser bastante intuitivo e porque, segundo [20], não é fácil escolher a melhor opção já que cada método pode usar diferentes bases de dados, diferentes períodos de observação, diferentes tratamentos aos parâmetros atmosféricos e efeitos dos terrenos.

O PVGIS é uma aplicação disponibilizada pela Comissão Europeia e permite obter a radiação solar diária para qualquer ponto da Europa (e agora África). Na figura 3.3 está apresentada a *interface* da aplicação.

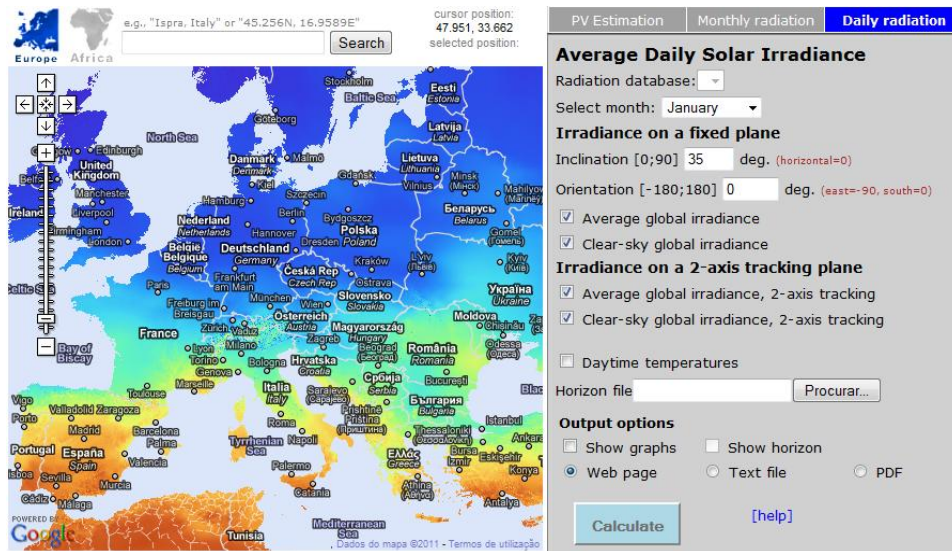


Figura 3.3 - Plataforma PVGIS

Para obter a radiação solar diária basta escolher o mês e o tipo de seguimento do sistema. Se for um sistema fixo, é necessário introduzir a inclinação e orientação do sistema. A radiação solar é apresentada segundo as componentes global e difusa em intervalos de 15 minutos (que serão convertidos para uma base horária através de uma média aritmética) e permite ainda fornecer a temperatura ambiente, que servirá para corrigir os valores de tensão e corrente dos módulos. Com a separação das componentes da radiação solar, é possível introduzir o efeito do sombreamento no sistema através da eliminação da componente directa da irradiação (que é obtida através da subtracção da componente difusa da componente global). Contudo, este modelo só considera o sombreamento total do sistema.

3.1.2 - Disposição física dos módulos fotovoltaicos

Um primeiro passo num dimensionamento de um sistema é avaliar o espaço onde se pretende instalar o sistema para se conhecer a potência máxima que é possível instalar nesse local, ou então, saber que espaço é necessário para instalar uma determinada potência.

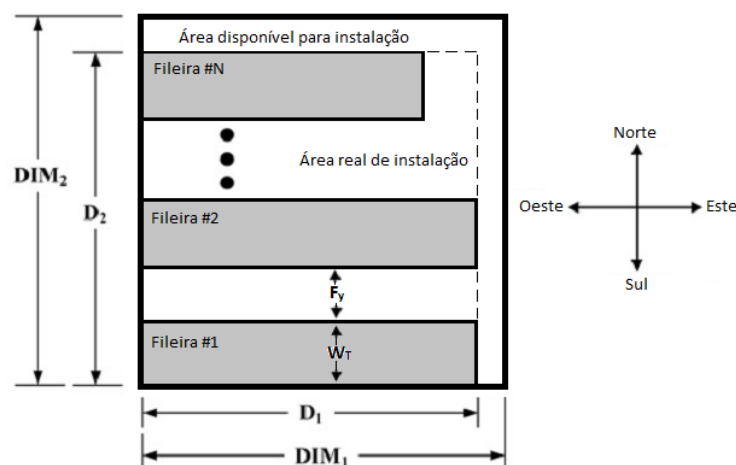


Figura 3.4 - Disposição física dos módulos

Para o mesmo local é necessário definir o F_y (m) que determina a distância mínima entre as fileiras. Existem várias fórmulas para calcular o F_y que vão desde fórmulas complexas como a apresentada em [2] ou mais simples como a de [1], dada pela equação 3.2,

$$F_y = \frac{b \times \sin(180^\circ - \beta - \gamma)}{\sin(\gamma)} \quad (3.2)$$

onde b é a largura do painel (m); β é a inclinação do painel ($^\circ$) e γ a elevação solar ($^\circ$).

A inclinação do módulo depende das características do local de instalação do sistema, devendo sempre que possível ser a inclinação óptima que, para Portugal, é 34° . Como a elevação solar varia durante o dia e o dia do ano, deve-se analisar qual o melhor valor de F_y para o local em questão. Segundo [1], para minimizar as perdas deve-se usar a equação 3.3 e tendo em conta a utilização óptima da área deve usar a equação 3.4, onde h é a altura do módulo (m).

$$F_y = 3,5 \times h \quad (3.3)$$

$$F_y = 2,5 \times b \quad (3.4)$$

Neste trabalho utilizou-se a equação 3.3.

Sabendo a área disponível, a área de cada painel e F_y , é possível determinar o número máximo de painéis em série numa fileira, N_{sl} , dado pela equação 3.5, e o número máximo de fileiras, N_f , pela equação 3.5. Das duas equações anteriores resulta o número máximo de módulos que é possível instalar, N_{Mod} , determinado pela equação 3.7.

$$N_{sl} = \text{round_down}\left(\frac{DIM1}{L_{PV1}}\right) \quad (3.5)$$

$$N_f = \text{round_down}\left(\frac{DIM2}{L_{PV2} + F_y}\right) \quad (3.6)$$

$$N_{Mod} = N_{sl} \times N_f \quad (3.7)$$

3.1.3 - Disposição eléctrica dos módulos fotovoltaicos

A disposição eléctrica dos módulos consiste em definir o tamanho e número de *strings*. Antes, é necessário definir a concepção do sistema fotovoltaico no que diz respeito ao inversor. Neste caso, é necessário atender aos aspectos referidos no capítulo anterior. Neste modelo, o utilizador já deve saber se irá utilizar um inversor central ou outro tipo de

configuração e deve introduzir na base de dados as características do(s) inversor(es) que irá utilizar. Assim, o número máximo de módulos em série, N_{smax} , é determinado pela equação 3.8, como também o número mínimo, N_{smin} , calculado segundo 3.9, e o número de *strings*, N_{st} , pela equação 3.10.

$$N_{smax} = \text{round_down}\left(\frac{V_{inv,max}}{V_{oc,-10^{\circ}\text{C}}}\right) \quad (3.8)$$

$$N_{smin} = \text{round_down}\left(\frac{V_{MPPT}}{V_{m,70^{\circ}\text{C}}}\right) \quad (3.9)$$

$$N_{st} = \text{round_down}\left(\frac{N_{Mod}}{N_s}\right) \quad (3.10)$$

A escolha do número de módulos em série, N_s , deve ser feita considerando todas as dimensões possíveis que vão de N_{smax} a N_{smin} . Apesar de teoricamente o melhor valor de N_s ser o seu valor máximo uma vez que permite trabalhar com a máxima tensão do sistema e assim reduzir perdas de transporte de energia, na prática nem sempre corresponde à melhor solução. Neste sentido, foi desenvolvido um algoritmo que permite apresentar todas as configurações possíveis de ligação eléctrica dos módulos, figura 3.5. No início (processo 1.1) começa-se por considerar N_s como sendo N_{smax} o que resulta num valor de N_{st} (processo 1.2). No processo 1.3 é avaliado se o número de módulos ($N1$) resultante do produto entre N_s e N_{st} é inferior a N_{Mod} . Se não for inferior significa que para N_{smax} consegue-se instalar no local o máximo de painéis permitido naquele local. Caso contrário, no processo 1.4 é avaliado se o N_s é maior que N_{smin} e se sim, no processo 1.5 diminui-se o tamanho da *string* em uma unidade voltado a avaliar $N1$ em relação a N_{Mod} , tal como no processo 1.3 mas agora no processo 1.6. Se $N1$ for inferior a N_{Mod} significa que para o novo N_s é possível aumentar N_{st} , operação realizada no processo 1.7. O N_{st} é aumentado em uma unidade até que $N1$ seja igual a N_{Mod} , ou que pelo menos seja o máximo possível (processo 1.8). Os processos de 1.4 até ao 1.8 são corridos para todos os valores possíveis de N_s .

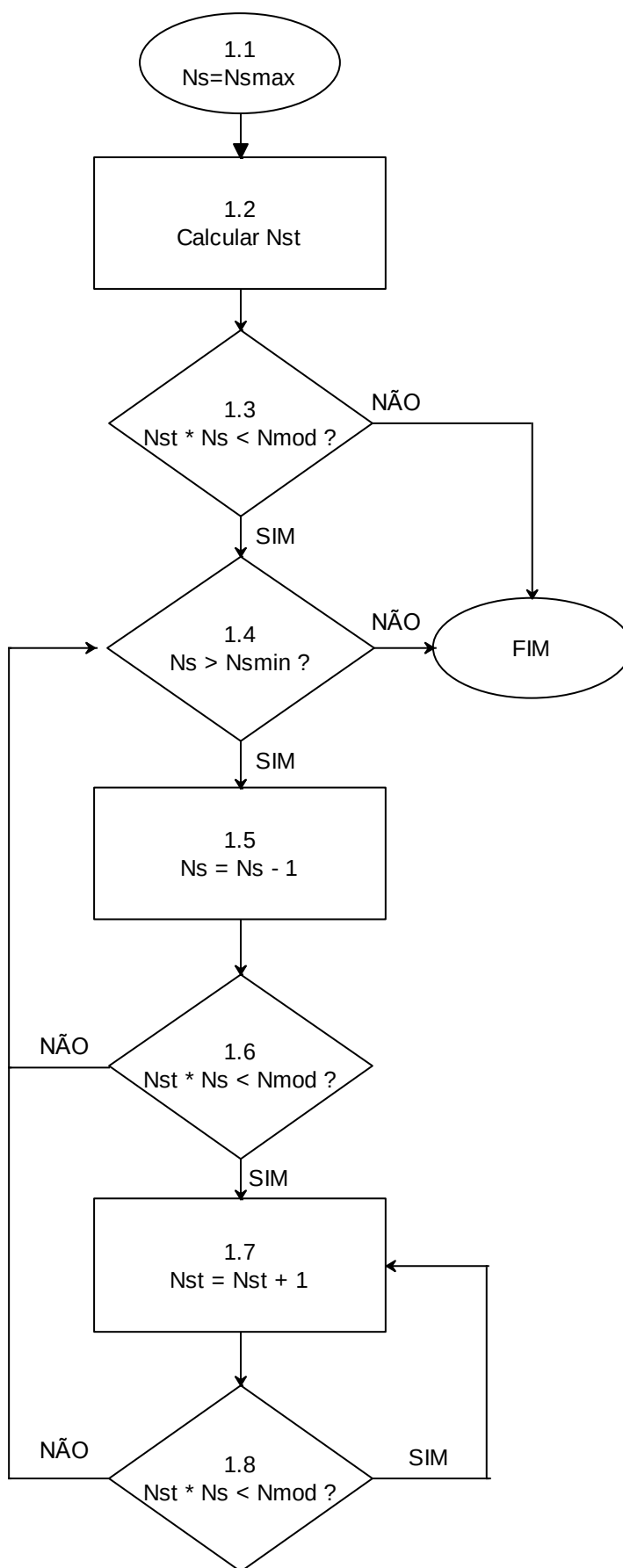


Figura 3.5 - Fluxograma da disposição eléctrica dos módulos fotovoltaicos

3.1.4 - Dimensionamento dos inversores DC/AC

Com as alternativas definidas, o número de inversores necessários é calculado pela equação 3.11 e a distribuição das *strings* pelos inversores é feita através do algoritmo presente na figura 3.6.

No processo 2.2 é verificado se o N_{dc} é maior que um (se for um significa que todas as *strings* vão ser ligadas ao mesmo inversor). Se for maior que um o algoritmo considera que existe dois conjuntos de inversores de forma a garantir que um número par de inversores possua um número ímpar de *strings* ou um número ímpar de inversores possua um número par de *strings*. No processo 2.4 é calculado o número de *strings*, N_{p1} , que vai ligar ao conjunto 1 de inversores, N_{dc1} , segundo a equação 3.12, e o mesmo para o conjunto 2, através da equação 3.13. Se N_{p1} for igual a N_{p2} (processo 2.6) significa que a caracterização do número de *strings* e do número de inversores é a mesma o que significa que N_{dc1} é igual a N_{dc2} e por sua vez são iguais a $N_{dc}/2$ (processo 2.5). Se forem diferentes então N_{dc1} é calculado pela equação 3.14 e N_{dc2} pela equação 3.15 (processo 2.7).

$$N_{dc} = \text{round_up} \left(\frac{N_{st} \times N_s \times P_m}{P_{inv}} \right) \quad (3.11)$$

$$N_{p1} = \text{round_down} \left(\frac{N_{st}}{N_{dc}} \right) \quad (3.12)$$

$$N_{p2} = \text{round_up} \left(\frac{N_{st}}{N_{dc}} \right) \quad (3.13)$$

$$N_{dc1} = \frac{N_{p2} \times N_{dc} - N_{st}}{N_{p2} - N_{p1}} \quad (3.14)$$

$$N_{dc2} = N_{dc} - N_{dc1} \quad (3.15)$$

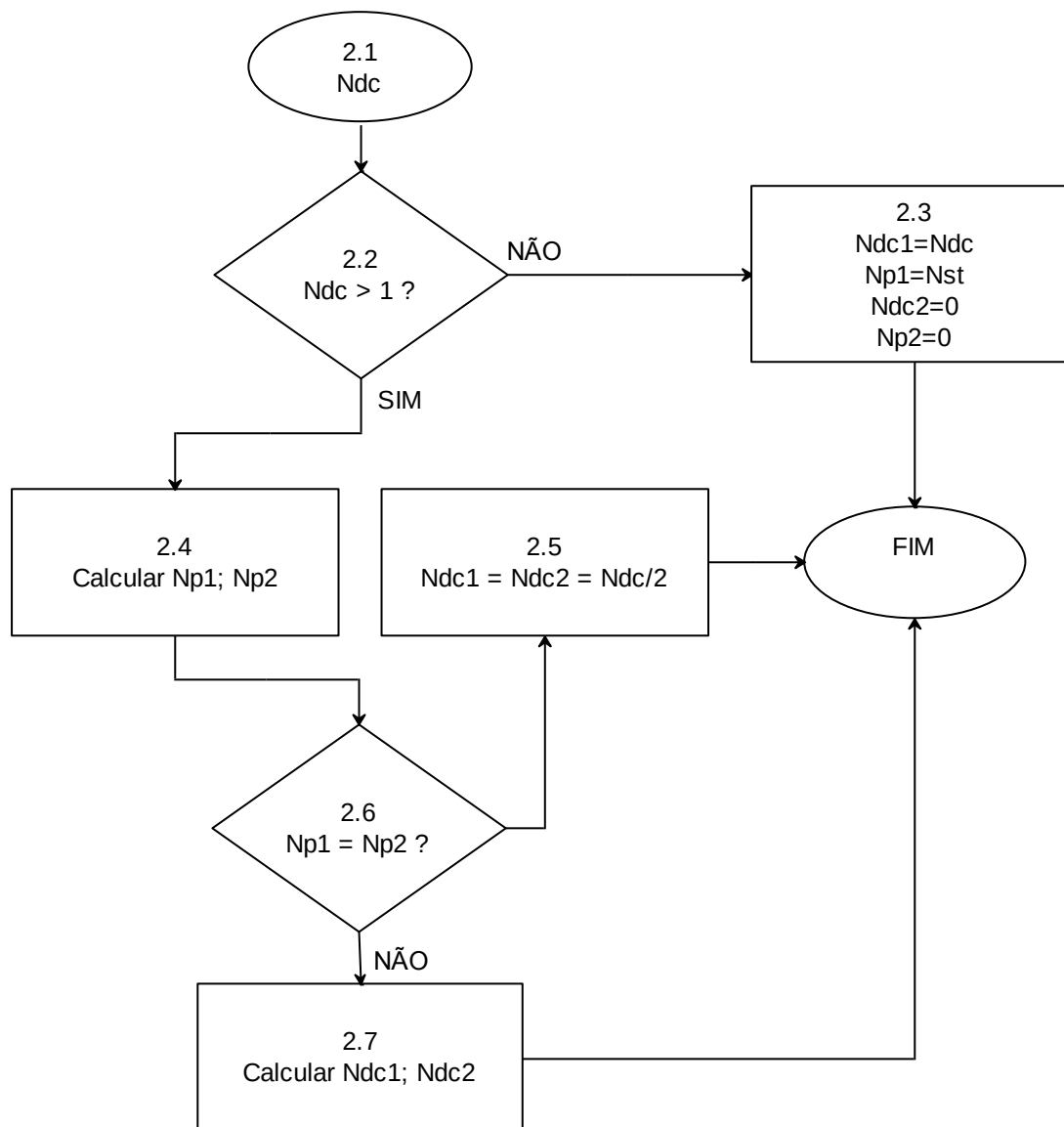


Figura 3.6 - Fluxograma do dimensionamento dos inversores

3.1.5 - Produção de energia dos Módulos fotovoltaicos

Neste ponto já temos, para cada alternativa, a configuração do sistema e estamos aptos para calcular a produção de energia para um ano.

O valor máximo de potência de um módulo é calculado para o dia d ($1 \leq d \leq 365$) e para a hora h ($1 \leq h \leq 24$) através das especificações do módulo fotovoltaico, da radiação solar e a temperatura ambiente, segundo as equações 3.16, 3.17 e 3.18.

$$V_m(T_c) = V_{m,STC} + K_V \times (T_c - 25) \quad (3.16)$$

$$I_m(T_c, G) = [I_{m,STC} + K_I \times (T_c - 25)] \times \frac{G}{1000} \quad (3.17)$$

$$T_c(G) = T_{amb} + G \times \frac{NOCT - 20}{800} \quad (3.18)$$

onde P_m é a potência máxima do módulo fotovoltaico (W); V_m é a tensão (V) e I_m a corrente eléctrica do módulo (A), quando este se encontra no ponto máximo de operação (MPP); G é a radiação solar (W/m^2); T_c a temperatura da célula fotovoltaica ($^{\circ}C$); K_V e K_I são os coeficientes de temperatura da tensão e corrente respectivamente ($V/^{\circ}C$ e $A/^{\circ}C$); T_{amb} é a temperatura ambiente ($^{\circ}C$) e $NOCT$ é a temperatura normal de funcionamento da célula ($^{\circ}C$). Como a metodologia desenvolvida não irá considerar o sistema de rastreio do MPP (MPPT), considera-se que o ponto de operação dos módulos será sempre o MPP. Neste caso, é necessário corrigir os valores de V_m e I_m para cada hora do ano, através do valor da radiação solar e da temperatura ambiente.

Neste modelo foi considerado três cenários de produção. Num primeiro cenário considerou-se o efeito da dispersão e para isso considerou-se que quer V_m quer I_m seguissem uma distribuição normal, com média igual ao valor obtido pelas equações 3.16 e 3.17 e um desvio padrão dado pelas características do inversor para o caso de V_m e do módulo para o caso de I_m (considerou-se 5% para ambos). O modelo considera que cada módulo tem uma distribuição normal de I_m e uma distribuição normal de V_m para o conjunto de módulos ligados ao inversor, já que é este que regula a tensão do sistema, figura 3.7. Neste modelo não se considerou o controlo MPPT do inversor pelo que a tensão do sistema é sempre V_m . A aplicação das distribuições de probabilidade tem o objectivo de analisar o impacto do efeito das perdas por dispersão na produção do sistema. Um outro cenário é não considerar o efeito de dispersão e por fim, o terceiro, considera-se um rendimento fixo do inversor.

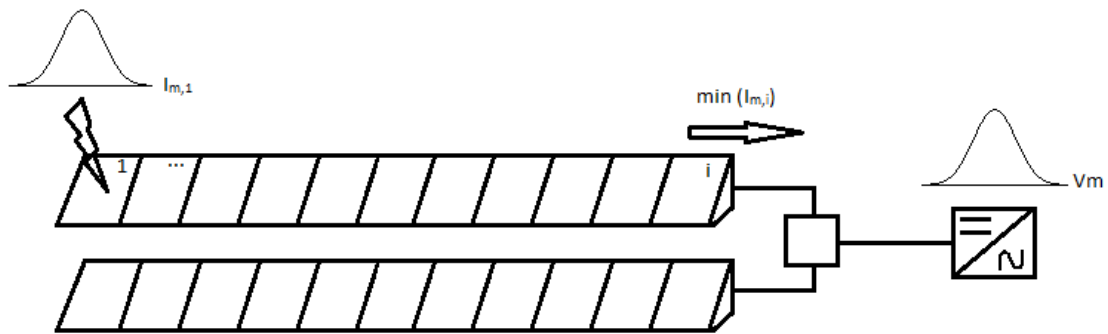


Figura 3.7 - Ilustração do efeito de dispersão

3.2 - Geração de alternativas de dimensionamento

A geração de alternativas de dimensionamento é sem dúvida a mais-valia da metodologia apresentada. Como o sistema fotovoltaico tem que se adaptar à área disponível, e se for considerado a regra que N_s deve ser o valor máximo possível (de forma a reduzir as perdas por transporte de energia), nem sempre a área instalada corresponde à área disponível, ou seja, a potência instalada é menor do que aquela que se poderia instalar. Assim, a metodologia

apresentada determina o N_{smax} e N_{smin} para o inversor escolhido pelo utilizador e, dentro desta gama, gera todas as alternativas possíveis. Para cada alternativa é apresentado o número de módulos em série (N_s), o número de *strings* (N_p), o número total de módulos ($N1$), o número total de inversores (N_{dc}), como também N_{dc1} e N_{dc2} , a energia produzida pelo sistema num ano considerando o efeito das perdas por dispersão, sem o efeito da dispersão e considerando o rendimento fixo.

A escolha da melhor alternativa é feita através do indicador CNE (Custo Nivelado de Energia), que será apresentado na secção 3.5.

3.3 - Metodologia de dimensionamento dos cabos DC

Num sistema fotovoltaico encontra-se uma rede de cabos que se pode dividir em 3 níveis. Num primeiro nível temos os cabos que têm como principal função fazer a ligação entre as *strings* de módulos fotovoltaicos e as caixas de derivação. Estes cabos são geralmente de baixa secção e são instalados no exterior pelo que têm que ter uma boa resistência climática, como também bons níveis de segurança eléctrica. Num segundo nível temos os cabos que derivam da caixa de derivação e fazem ligação ao inversor. Geralmente o(s) inversor(es) do sistema encontra(m)-se a uma distância considerável das *strings* sendo necessário convergir os cabos das *strings* numa caixa de derivação e utilizar um cabo DC com maior secção de forma a minimizar as perdas de transporte de energia. Os cabos DC utilizados devem ser monocondutores dado a elevada segurança que proporcionam. Num terceiro nível temos o(s) cabo(s) AC que faz(em) a interligação entre o(s) inversor(es) e o PT. Para inversores trifásicos a ligação à rede deve ser feita através de um cabo de cinco pólos enquanto para inversores monofásicos devem ser usados cabos de três pólos [1].

Como já foi referido, a secção dos cabos escolhida não deve corresponder apenas à secção mínima que satisfaz as condições técnicas. Muitas das vezes a utilização de secções superiores à secção mínima, apesar de um investimento maior no momento da aquisição, revela-se ser a opção mais económica se considerarmos o custo real dos cabos ao longo da vida do sistema. As perdas de energia nos cabos é dada por $E_p = R \cdot I^2$ e $R = \rho \cdot L / S$ o que significa que as perdas de energia diminuem com o aumento da secção. Apesar do custo das perdas de energia diminuírem com o aumento da secção, isto implica um custo acrescido no investimento. Desta forma, é apresentada uma metodologia que de uma forma rápida apresenta a secção mais económica para uma dada configuração, figura 3.8. Este algoritmo aplica-se aos cabos DC sendo que as secções dos cabos AC são determinadas em função do calibre das protecções.

No processo 3.2 é determinada a secção mínima segundo a equação 3.19. Se for cabos de *string* então $N_p=1$ e se for para cabos DC principais então $N_p>1$.

$$S_{min} = \frac{2 \times L \times I_{SC} \times N_p \times \rho}{1\% \times V_m \times N_s} \quad (3.19)$$

onde L é o comprimento do cabo (m); I_{SC} é a corrente de curto-circuito do módulo fotovoltaico (A); N_p é o número de *strings* ligadas ao cabo; ρ é a resistividade eléctrica ($\Omega \cdot mm^2/m$) e V_m a tensão nominal do módulo (V). No processo 3.3 é calculado o custo associado à secção mínima e que corresponde ao custo de aquisição do cabo mais o custo das perdas de transporte de energia. Este último custo é calculado usando a energia perdida no cabo para cada hora segundo a equação 3.20.

$$E_p = \sum_i \frac{2 \times L \times \rho}{S} \times (I_{m,i} \times N_p)^2 \quad (3.20)$$

Para todas as secções superiores à $S_{\min}$, é calculado o respectivo custo e a secção seleccionada é a que tiver o menor custo, ou seja, a secção económica (S_{eco}).

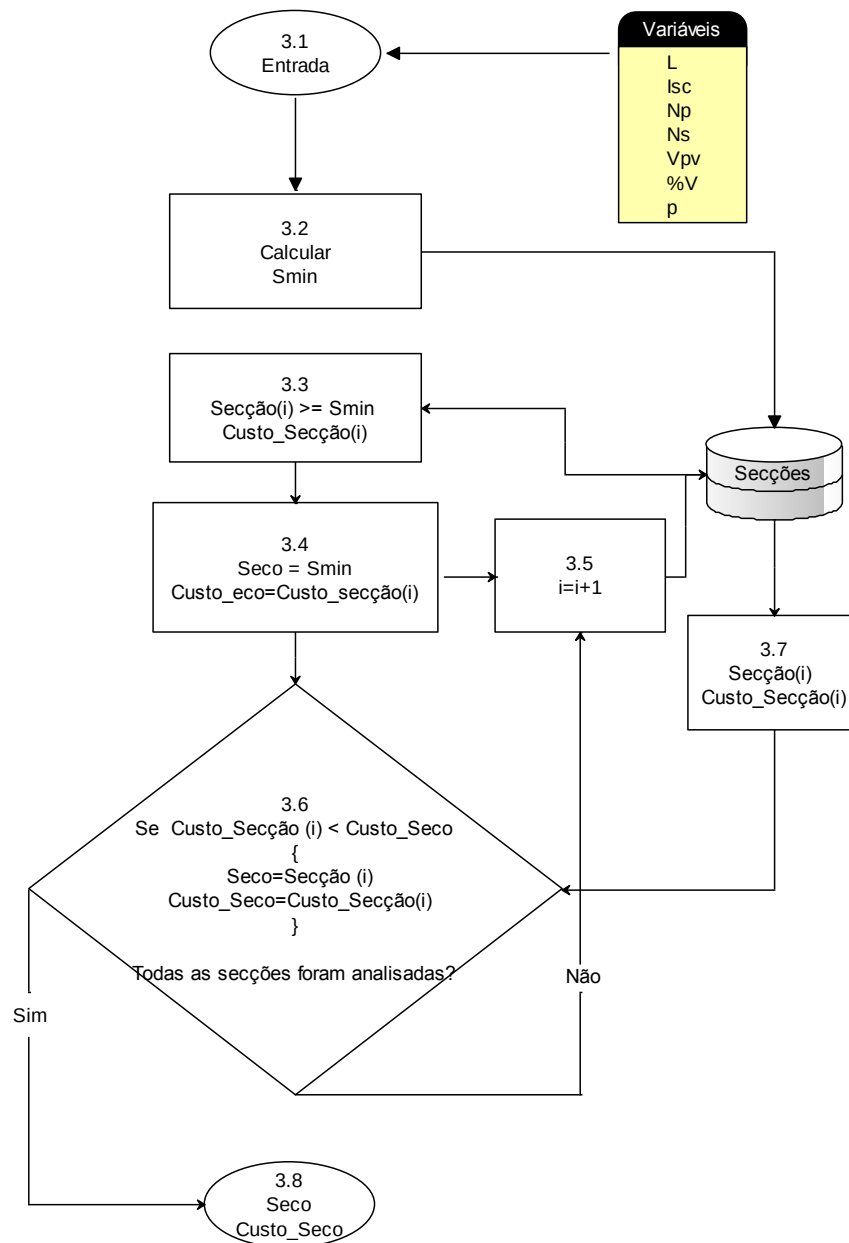


Figura 3.8 - Fluxograma do dimensionamento dos cabos DC

3.4 - Dimensionamento dos cabos AC

Os cabos AC são responsáveis por ligar os inversores à rede pública e no seu dimensionamento não há propriamente uma metodologia de optimização, uma vez que estes são dimensionados em paralelo com as protecções.

Assim, os cabos AC devem ter uma secção que deve garantir a condição de aquecimento, $I_s \leq I_z$, onde I_s é a corrente de serviço definida pela potência do inversor e I_z a intensidade máxima admissível na canalização; a condição de queda de tensão, $\Delta U \leq eUn$; e a protecção contra sobreintensidades, nomeadamente contra sobrecargas, equação 3.21, e curto-circuitos, equação 3.22.

$$\begin{cases} I_s \leq I_n < I_z \\ I_f \leq 1,45 \times I_z \end{cases} \quad (3.21)$$

$$\begin{cases} t_p < t_{ft} \wedge t_p \leq 5 \text{ s} \\ \sqrt{t_{ft}} = k \times \frac{S}{I_{cc}} \\ \text{poder de corte} \geq I_{cc} \end{cases} \quad (3.22)$$

Onde t_p é o tempo de actuação da protecção; t_{ft} é a temperatura de fadiga térmica da canalização; S é a secção do cabo e I_{cc} é a corrente de curto-circuito.

A secção dos cabos AC é determinada a partir da corrente de serviço da canalização que é dada pela equação 3.23 para sistemas trifásicos ou pela equação 3.24 para sistemas monofásicos.

$$I_s = \frac{P_{inv}}{3 \times U_s} \quad (3.23)$$

$$I_s = \frac{P_{inv}}{U_s} \quad (3.24)$$

De forma a cumprir a equação de 3.21, é seleccionado um calibre da protecção superior à corrente de serviço. A secção escolhida deve ter, assim, um I_f superior a I_z da protecção. Para a secção seleccionada é verificada se a protecção actua contra curto-circuitos e ainda é verificada a queda de tensão que não poderá ser superior à estipulada na RTIEBT.

3.5 - Análise Económica

O acto de investir deve ser feito com base no conhecimento das vantagens e riscos e para isso é necessário recorrer a indicadores que ajudem a fundamentar uma decisão. Neste trabalho não será feita uma análise aprofundada desta temática mas será apresentada uma pequena explicação dos principais indicadores utilizados na análise económica.

3.5.1 - Custo Nivelado de Energia

Como foi dito na secção anterior, a escolha da melhor alternativa é feita através do indicador CNE, que é determinado pela equação 3.25.

$$CNE = \frac{\tau \times I_0}{EAP} \quad (3.25)$$

onde τ é de definido pela equação 3.26 e I_0 é o custo de investimento (neste caso considerou-se o custo dos módulos, dos inversores e cabos DC) e EAP a energia eléctrica produzida num ano.

$$\tau = \frac{i \times (1 + i)^{anos}}{(i + 1)^{anos} - 1} \quad (3.26)$$

onde i é a taxa de actualização (considerou-se 3% por ser um valor usado em investimentos deste tipo em Portugal, para o ano 2011) e anos é o tempo de vida do sistema (considerou-se 25 anos por ser um valor típico para este tipo de sistemas). Definida a melhor alternativa, é necessário fazer uma análise económica através dos indicadores apresentados de seguida.

3.5.1.1 - Valor Actual Líquido (VAL)

O VAL tem como objectivo avaliar a viabilidade de um projecto de investimento através do cálculo do valor actual de todos os seus fluxos de caixa. Corresponde à diferença entre os valores actualizados das entradas e saídas de dinheiro durante o período de vida útil do projecto, calculados para o ano zero. O VAL, determinado pela equação 3.27, é um critério de decisão com base na seguinte regra:

Se o valor for positivo ($VAL > 0$), o projecto será economicamente viável porque permite não só cobrir o investimento como gerar a remuneração exigida pelo investidor (o custo de oportunidade) e ainda excedentes financeiros;

Se o valor for nulo ($VAL = 0$), é o caso limite em que o investidor ainda recebe a remuneração exigida;

Se o valor for negativo ($VAL < 0$), o projecto considera-se à partida economicamente inviável.

$$VAL = \sum_{t=0}^n \left[\frac{R_t - D_t}{(1 + i)^t} \right] - \sum_{t=0}^n \left[\frac{I_t}{(1 + i)^t} \right] \quad (3.27)$$

Onde I_t corresponde ao investimento no ano t ; R são as receitas brutas de exploração no ano t ; D corresponde às despesas brutas de exploração no ano t ; i é a taxa de actualização e n o tempo de vida útil do projecto em anos.

Apesar de o VAL ser um bom indicador, não deve ser usado isoladamente já que não consegue escolher entre dois projectos com o mesmo VAL mas com diferentes custos de investimento e duração.

3.5.1.2 - Taxa Interna de Rentabilidade (TIR)

A TIR é a taxa de juro que torna nulo o valor actual de uma série de fluxos de caixa. Representa a taxa mais elevada a que o investidor pode contrair um empréstimo para financiar um investimento sem perder dinheiro. Para obter a TIR é necessário resolver a equação $VAL=0$ em ordem à taxa de actualização, sendo para isso necessário recorrer a modelos não lineares ou a folhas de cálculo. A regra de aceitação de um investimento segundo este indicador implica que a TIR seja superior à taxa de referência, a qual, em geral, corresponde ao custo de oportunidade do capital investido.

3.5.1.3 - Período de Recuperação do Investimento (PRI)

O PRI corresponde ao tempo, em anos, de recuperação do capital investido, ou seja, ao tempo necessário para que as receitas geradas e acumuladas recuperem as despesas de investimento realizadas e acumuladas durante o período de vida do projecto. O PRI, determinado pela equação 3.28, deve ser usado fundamentalmente como índice de risco e não como comparador de projectos, principalmente quando as alternativas têm tempos de vida diferentes.

$$PRI = \frac{\sum_{t=0}^n \frac{I_t}{(1+i)^t}}{\frac{1}{n} \times \left(\sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+i)^t} \right)} \quad (3.28)$$

onde FC_t corresponde ao *cash flow* no ano t .

Capítulo 4

Caso de Estudo

A faculdade de engenharia da universidade do porto (FEUP), figura 4.1, foi escolhida para implementar a metodologia até aqui apresentada.

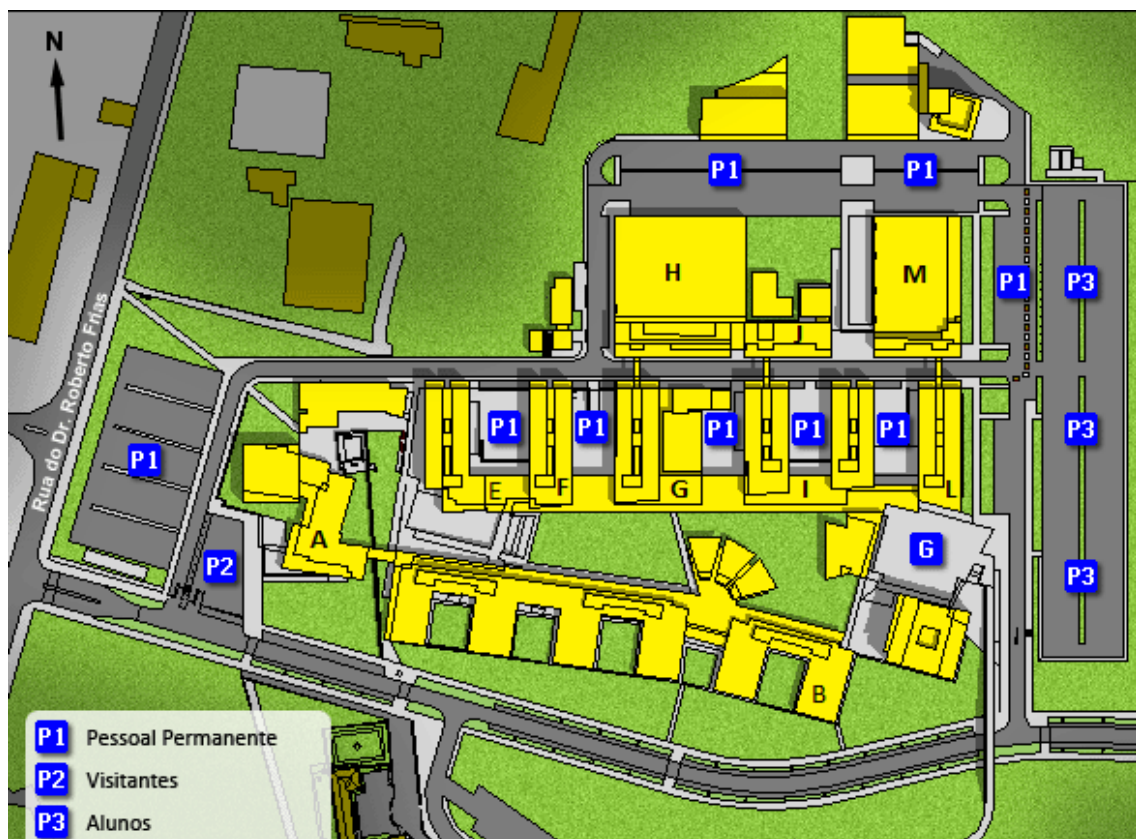


Figura 4.1 - Local de instalação do sistema FV

4.1 - Locais de Instalação

Dado as dimensões da FEUP, são muitos os locais possíveis de instalar um sistema fotovoltaico. Contudo, a dimensão da FEUP exige um grande consumo de energia sendo que a potência contratada corresponde a 1560 kW. Para esta potência, o sistema fotovoltaico a

instalar é de 250 kW. Os locais possíveis de instalação são o parque de estacionamento dos professores, dos visitantes e dos alunos, e os edifícios identificados na figura 4.1.

Após uma breve análise dos locais possíveis de instalação, conclui-se que os edifícios A, H e M não são viáveis do ponto de vista técnico uma vez que existem obstáculos nestes locais. Os edifícios E, F, G, I, J e L não têm interesse do ponto de vista económico para a implementação do sistema, uma vez que DIM1 é muito inferior a DIM2 e a potência instalada nestes edifícios é muito inferior a outras soluções disponíveis, como o edifício B que dispõe de seis áreas com boa orientação e sem obstáculos. O parque de estacionamento dos alunos também foi descartado uma vez que, apesar de ter muita área disponível para implementar o sistema, era necessário alterar a configuração de estacionamento dos automóveis de modo a ter os módulos virados a sul. O parque de estacionamento dos professores tem um comprimento DIM1 bastante bom o que o torna numa solução bastante mais atractiva do que o parque dos alunos. Nos pontos seguintes irão ser analisados o edifício B e o parque de estacionamento dos professores.

4.1.1 - Edifício B

O edifício B dispõe de seis áreas como a da figura 4.2, em que cada uma tem uma área disponível de 208 m², com DIM1 igual a 13m e DIM2 igual a 16m. O telhado do edifício é plano o que permite instalar o sistema com a inclinação óptima (34°) e considerou-se que não possuem qualquer obstáculo susceptível de provocarem sombreamento.



Figura 4.2 - Bloco do edifício B

4.1.2 - Parque dos Professores

O Parque dos professores exige a instalação de uma estrutura de suporte dos módulos como a da figura 4.3.



Figura 4.3 - Estrutura para parque de estacionamento [21]

Este tipo de solução permite aproveitar espaços livres com boas características de produção de energia apesar da desvantagem dos módulos estarem sujeitos à inclinação da estrutura, que é muito inferior à inclinação óptima.

Na figura 4.4 é apresentada a área disponível como a área de instalação da estrutura. Nesta solução, é possível instalar quatro estruturas de estacionamento duplo que corresponde a uma área de 516 m² cada um, com DIM1 igual a 43 m e DIM2 igual a 12 m. É ainda possível instalar duas estruturas de estacionamento *single* com uma área de 258 m² cada, com DIM1 igual a 43 m e DIM2 igual a 6m.



Figura 4.4 - Blocos de instalação no parque de estacionamento

4.2 - Radiação Solar

Como foi dito anteriormente, o recurso solar para o local de instalação é avaliado com recurso à ferramenta PVGIS. Nesse sentido, e tendo em conta os parâmetros de entrada da aplicação, o sistema a instalar nos locais identificados na secção anterior terá uma orientação a sul sem qualquer tipo de seguimento, ou seja, será um sistema fixo. No caso do sistema a instalar no edifício B, o sistema terá uma inclinação óptima de 34° enquanto o sistema a instalar no parque terá a inclinação da estrutura de suporte, ou seja, 10°.

4.3 - Módulos fotovoltaicos

Os módulos fotovoltaicos entram no modelo através de uma base de dados que possui as características de cada módulo. Para este caso de estudo, e tendo em conta todas as considerações feitas no capítulo 2 sobre a escolha dos módulos, foi utilizado o módulo policristalino Suntech STP280-24/Vd. Na tabela 4.1 está representado as características do módulo fotovoltaico.

Tabela 4.1 - Módulo fotovoltaico

<i>Módulos Fotovoltaicos</i>											
Potência W	V _m (V)	I _m (A)	V _{oc} (V)	I _{sc} (A)	K _v (V/°C)	K _I (A/°C)	NOC T	L _{pv1} (m)	L _{pv2} (m)	Delta_ I	Preço €
280	35,2	7,95	44,8	8,35	-0,11968	0,00358	45	1,9	0,9	0,05	478,8

4.4 - Inversores DC/AC

O inversor a usar depende da potência a instalar. Contudo, fica a cargo do utilizador definir que potência nominal do inversor pretende usar. Se pretender usar um único inversor, a potência nominal do inversor deverá ser igual ou superior à potência do sistema FV (caso o sistema seja dividido em blocos, teremos vários subsistemas FV). Se pretender usar inversores mais pequenos basta colocar na base de dados as características do inversor que o modelo irá determinar o número de inversores necessários.

4.5 - Análise Técnica

Na secção anterior foram identificadas duas áreas viáveis de implementação do sistema fotovoltaico, o edifício B e o parque de estacionamento dos professores.

4.5.1 - Edifício B

O edifício B dispõe de 6 áreas com interesse para implementar o sistema, figura 4.5. Apesar destas mesmas áreas não estarem sujeitas ao sombreamento, foi considerado 3 cenários no que diz respeito ao número de inversores a usar. Assim, num primeiro cenário considerou-se que cada bloco teria um inversor dedicado; num segundo cenário teria se um inversor para cada dois blocos e por fim um terceiro cenário era considerar um inversor para quatro blocos e os restantes dois blocos teria um ou dois inversores conforme a melhor solução dos cenários anteriores. Os módulos fotovoltaicos serão instalados nas áreas A,B e C, e os inversores nas zonas 1,2 e 3 de forma a aproveitar a cobertura existente nesses locais.

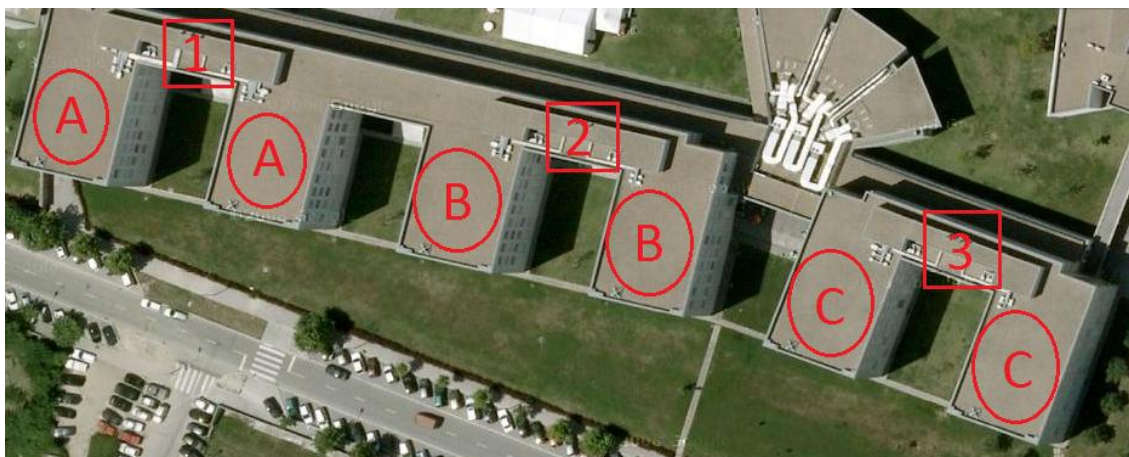


Figura 4.5 - Locais de instalação no edifício B

4.5.1.1 - Cenário 1

Como foi referido na secção anterior, este cenário considera a instalação de um inversor para cada bloco do edifício B. Assim, será instalado dois inversores na zona 1,2 e 3. Aplicando o modelo, obteve-se:

- $N_{sl} = 14$;
- $N_f = 4$;
- $N_l = 56$.

Para cada bloco é possível instalar 56 módulos fotovoltaicos o que corresponde a uma potência de 15,68 kWp. Neste sentido, utilizou-se um inversor com as características dadas pela tabela 4.2.

Tabela 4.2 - Inversor DC/AC

$P_{nominal}$ (W)	$V_{MIN,MPPT}$ (V)	V_{MAX} (V)	A	B	C	Euro-eta
17000	150	1000	99,5375	1,8469	0,4976	97,8%

Para este inversor, obteve-se:

- $N_{smax} = 20$;
- $N_{smin} = 5$.

Dentro desta gama de número de módulos ligados em série, obteve-se as alternativas de configuração presentes na tabela 4.3.

Tabela 4.3 - Resultados da simulação para o cenário 1

	c/Distribuição								s/Distribuição	Rend. Fixo	
Alternativa	Ns	Np	N	Ndc	Np1	Ndc1	Np2	Ndc2	Energia(MWh)	Energia(MWh)	Energia(MWh)
1	20	2	40	1	2	1	0	0	18,556	19,15542	19,33269
2	19	2	38	1	2	1	0	0	17,61507	18,18373	18,36605
3	18	3	54	1	3	1	0	0	25,14473	25,9399	26,09913
4	17	3	51	1	3	1	0	0	23,75806	24,48865	24,64918
5	16	3	48	1	3	1	0	0	22,35018	23,036	23,19923
6	15	3	45	1	3	1	0	0	20,96075	21,58195	21,74927
7	14	4	56	1	4	1	0	0	26,12675	26,90663	27,06576
8	13	4	52	1	4	1	0	0	24,28064	24,97256	25,13249
9	12	4	48	1	4	1	0	0	22,41066	23,036	23,19923

10	11	5	55	1	5	1	0	0	25,73118	26,42335	26,58245
11	10	5	50	1	5	1	0	0	23,37933	24,00459	24,16586
12	9	6	54	1	6	1	0	0	25,29946	25,9399	26,09913
13	8	7	56	1	7	1	0	0	26,26408	26,90663	27,06576
14	7	8	56	1	8	1	0	0	26,28646	26,90663	27,06576
15	6	9	54	1	9	1	0	0	25,39123	25,9399	26,09913
16	5	11	55	1	11	1	0	0	25,90764	26,42335	26,58245

Na figura 4.6 verifica-se que o efeito da dispersão diminui com o aumento do número *strings* do sistema, tal como se tinha referido no capítulo 2. Na figura 4.7 apresenta o erro entre a produção de energia através da modelização do inversor e através do Euro-eta. Apesar da diferença entre os dois métodos ser bastante pequena, a diferença tende a aumentar com a diminuição da produção que, no limite, poderá chegar aos 3,5% (que já é um valor considerável para este tipo de sistemas) se considerarmos a linha de tendência presente na figura.

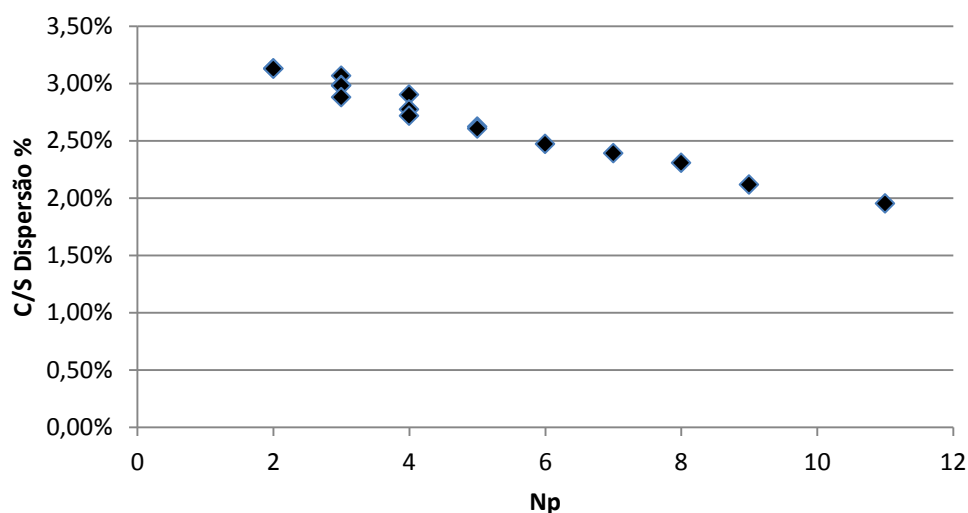


Figura 4.6 - Efeito da dispersão

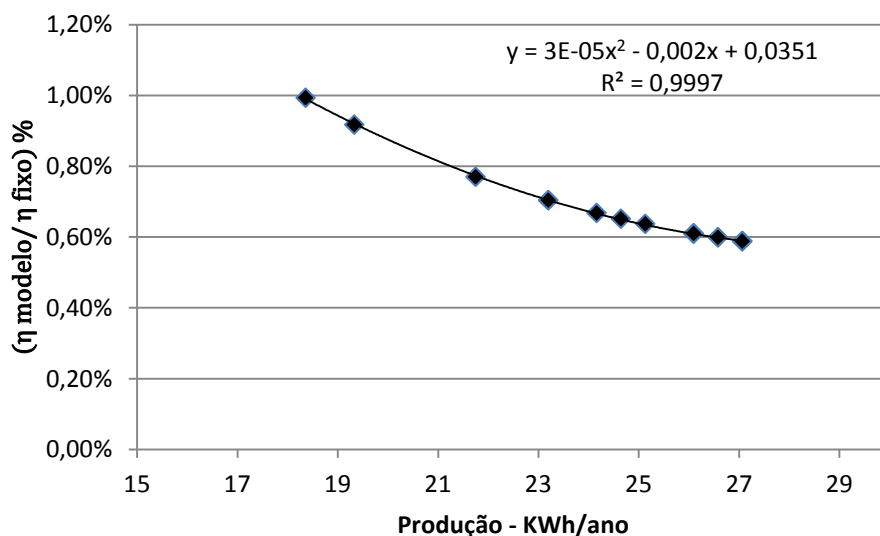


Figura 4.7 - Comparação entre o modelo e o valor fixo da eficiência do inversor

Com as alternativas definidas, desenvolveu-se um modelo em VBA (Excel) de forma a determinar a secção mais económica dos cabos DC para cada alternativa. As distâncias consideradas foram:

- Distância entre as *strings* e a caixa de derivação: 5 m;
- Distância entre a caixa de derivação e o inversor: 15 m.

O custo da secção mais económica determinada pelo modelo, juntamente com o custo dos painéis e dos inversores, determinará a melhor alternativa segundo o indicador CNE. Na tabela 4.4 está representado os valores obtidos, observando-se que a solução mais económica corresponde à alternativa 7.

Tabela 4.4 - Avaliação das alternativas para o cenário 1

Alternativa	Cabos DC	Painéis	Inversores	CNE (€/MWh)	Potência (kWp)
1	173,33 €	19.152,00 €	5.054,00 €	64,93281761	11,2
2	173,33 €	18.194,40 €	5.054,00 €	65,71587584	10,64
3	260,48 €	25.855,20 €	5.054,00 €	61,30530605	15,12
4	260,48 €	24.418,80 €	5.054,00 €	61,94582754	14,28
5	260,48 €	22.982,40 €	5.054,00 €	62,67085762	13,44
6	260,48 €	21.546,00 €	5.054,00 €	63,49759013	12,6
7	347,40 €	26.812,80 €	5.054,00 €	61,08324657	15,68
8	347,40 €	24.897,60 €	5.054,00 €	61,90124677	14,56
9	347,40 €	22.982,40 €	5.054,00 €	62,86336679	13,44
10	432,11 €	26.334,00 €	5.054,00 €	61,43954952	15,4
11	432,11 €	23.940,00 €	5.054,00 €	62,54214791	14
12	515,17 €	25.855,20 €	5.054,00 €	61,80623762	15,12
13	600,17 €	26.812,80 €	5.054,00 €	61,56254362	15,68
14	658,90 €	26.812,80 €	5.054,00 €	61,6739008	15,68
15	775,99 €	25.855,20 €	5.054,00 €	62,3192317	15,12
16	951,19 €	26.334,00 €	5.054,00 €	62,44181415	15,4

4.5.1.2 - Cenário 2

Este cenário consiste na instalação de um inversor para cada dois blocos do edifício B. Assim, será instalado um inversor na zona 1 que servirá a área A; um inversor na zona 2 que servirá a área B e um inversor na zona 3 que servirá a área C. Como neste cenário temos um inversor para dois blocos, simulou-se um sistema com potência instalada equivalente a dois blocos, ou seja, 31,35 kWp. Neste sentido, utilizou-se um inversor com as características dadas pela tabela 4.5.

Tabela 4.5 - Inversor DC/AC para o cenário 2

$P_{nominal}$ (W)	$V_{MIN,MPPT}$ (V)	V_{MAX} (V)	A	B	C	Euro-eta
33000	420	1000	99,7852	- 1,5462	- 0,5140	97,6%

Para este inversor, obteve-se:

- $N_{smax} = 20$;
- $N_{smin} = 14$.

Dentro desta gama de número de módulos ligados em série, obteve as alternativas de configuração presentes na tabela 4.6.

Tabela 4.6 - Alternativas para o cenário 2

	<i>c/Distribuição</i>				<i>s/Distribuição</i>				<i>Rend. Fixo</i>		
Alternativa	Ns	Np	N	Ndc	Np1	Ndc1	Np2	Ndc2	Energia(MWh)	Energia(MWh)	Energia(MWh)
1	20	5	100	1	5	1	0	0	46,68114	48,18293	48,23288
2	19	5	95	1	5	1	0	0	44,32924	45,74994	45,82124
3	18	6	108	1	6	1	0	0	50,48013	52,07224	52,09151
4	17	6	102	1	6	1	0	0	47,67263	49,15566	49,19754
5	16	7	112	1	7	1	0	0	52,42275	54,01528	54,02083
6	15	7	105	1	7	1	0	0	49,14039	50,61425	50,64453
7	14	8	112	1	8	1	0	0	52,46834	54,01528	54,02083

As alternativas sublinhadas não são viáveis do ponto de vista técnico. Como temos um sistema por blocos, é necessário dividir as *strings* pelos dois blocos. Por exemplo, na iteração 1 temos $N_p=20$ e $N_s=5$. Como temos dois blocos significa que um deles terá que ter três *strings* enquanto o outro fica com duas *strings*. Contudo, três *strings* com vinte painéis em série equivalem a sessenta módulos fotovoltaicos, superior aos cinquenta e seis módulos possíveis de instalar em cada bloco.

As distâncias consideradas neste cenário para determinar a secção económica são as mesmas do cenário anterior.

Na tabela 4.7 estão representados os valores obtidos, observando-se que a solução mais económica corresponde à alternativa 7.

Tabela 4.7 - Avaliação das alternativas para o cenário 2

Alternativa	Cabos DC	Painéis	Inversores	CNE (€/MWp)	Potência (kWp)
3	520,95	51710,4	13530	64,43156	30,24
4	520,95	48837,6	13530	65,27279	28,56
7	694,79	53625,6	13530	64,08699	31,36

4.5.1.3 - Cenário 3

Este cenário considera a instalação de um inversor para quatro blocos do edifício B. Assim, será instalado um inversor na zona 1 que servirá as áreas A e B. Por motivo semelhante ao cenário 2, neste cenário simulou-se um sistema com potência instalada equivalente a quatro blocos, ou seja, 62,72 kWp. Neste sentido, utilizou-se um inversor com as características dadas pela tabela 4.8.

Tabela 4.8 - Inversor DC/AC do cenário 3

$P_{nominal}$ (W)	$V_{MIN,MPPT}$ (V)	V_{MAX} (V)	A	B	C	Euro-eta
63000	450	880	99,930	-1,3327	- 0,49963	97,6%

Para este inversor, obteve-se:

- $N_{smax} = 17$;
- $N_{smin} = 15$.

Dentro desta gama de número de módulos ligados em série, obteve as alternativas de configuração presentes na tabela 4.9. Tal como no cenário 2, há alternativas que não são viáveis do ponto de vista técnico.

Tabela 4.9 - Alternativas para o cenário 3

	<i>c/Distribuição</i>								<i>s/Distribuição</i>	<i>Rend. Fixo</i>	
Alternativas	Ns	Np	N	Ndc	Np1	Ndc1	Np2	Ndc2	Energia(MWh)	Energia(MWh)	Energia(MWh)
1	17	12	204	1	12	1	0	0	95,717992	98,680784	95,269824
2	16	13	208	1	13	1	0	0	97,647752	100,630048	97,137864
3	15	14	210	1	14	1	0	0	98,654808	101,604488	98,07188

Pelos mesmos motivos apresentados no cenário 2, apenas a solução 1 da tabela 4.9 é viável do ponto de vista prático. Neste caso, a solução 1 tem um CNE igual a 63,072 €/KWp com uma potência de 57,12 KWp.

4.5.2 - Parque de estacionamento dos professores

Da análise dos cenários anteriores, conclui-se que a melhor solução é instalar um inversor para cada bloco do edifício B, uma vez que é a solução mais barata. Temos assim no edifício B a possibilidade de instalar um sistema de 90 kWp dividido em seis blocos. De forma a completar o sistema de 250 KW, foi dimensionado um sistema de 160 KW no parque de estacionamento dos professores. Será ainda apresentado uma solução de um sistema de 240 kWp no parque de estacionamento dos professores (como a análise será feita por kWp considera-se apenas um sistema de 240 kWp de forma a simplificar a análise).

No parque de estacionamento há duas áreas possíveis de instalar um sistema FV. Temos as áreas com estacionamento duplo com uma área disponível de 516 m² (com DIM1 de 43 m e DIM2 de 12 m), que por simulação obteve-se os seguintes valores:

- $N_{sl} = 22$;
- $N_f = 13$;
- $N_1 = 286$.

Assim, em cada área é possível instalar 286 módulos fotovoltaicos o que corresponde a uma potência de 80 kWp. Temos ainda duas áreas com estacionamento simples com uma área de 258 m² cada (com DIM1 de 43 m e DIM2 de 6m). Para este caso o resultado da simulação foi:

- $N_{sl} = 22$;
- $N_f = 6$;
- $N_1 = 132$.

Para estas duas áreas é possível instalar em cada uma 132 módulos fotovoltaicos o que corresponde a uma potência de 36,96 kWp. Neste sentido, quer para o sistema de 160 kWp quer para o sistema de 250 kWp, será utilizada as áreas de estacionamento duplo.

4.5.2.1 - Sistema FV de 160 kWp

Para instalar um sistema de 160 kWp serão utilizadas duas áreas de estacionamento duplo. O inversor utilizado está representado na tabela 4.10.

Tabela 4.10 - Inversor DC/AC para o sistema de 160 kWp

$P_{nominal}$ (W)	$V_{MIN,MPPT}$ (V)	V_{MAX} (V)	A	B	C	Euro-eta
160000	460	850	98,578	-3,186	- 0,493	95,10%

Para este inversor, obteve-se:

- $N_{smax} = 17$;
- $N_{smin} = 15$.

Dentro desta gama de número de módulos ligados em serie, obteve-se as alternativas de configuração presentes na tabela 4.11.

Tabela 4.11 - Alternativas para o sistema FV de 160 kWp

	c/Distribuição								s/Distribuição	Rend. Fixo	
Alternativa	Ns	Np	N	Ndc	Np1	Ndc1	Np2	Ndc2	Energia(MWh)	Energia(MWh)	Energia(MWh)
1	17	33	561	1	33	1	0	0	237,636448	245,543216	244,07752
2	16	35	560	1	35	1	0	0	237,361408	245,105728	243,642448
3	15	38	570	1	38	1	0	0	241,704128	249,479536	247,993216

Neste caso, apenas a alternativa 3 é viável com uma potência de 159,6 kWp e um CNE de 69,23 €/MWh.

4.5.2.2 - Sistema FV de 240 kWp

Como o sistema será constituído por blocos, o sistema será instalado em três áreas de estacionamento duplo o que corresponde a uma potência de 240 kWp de potência instalada. O inversor utilizado está representado na tabela 4.12.

Tabela 4.12 - Inversor DC/AC para o sistema FV de 240 kWp

$P_{nominal}$ (W)	$V_{MIN,MPPT}$ (V)	V_{MAX} (V)	A	B	C	Euro-eta
250000	400	1000	99,118	-2,321	- 0,496	96,00%

Para este inversor, obteve-se:

- $N_{smax} = 20$;
- $N_{smin} = 13$.

Dentro desta gama de número de módulos ligados em série, obteve-se as alternativas de configuração presentes na tabela 4.13.

Tabela 4.13 - Alternativas para o sistema FV de 240 kWp

	c/Distribuição								s/Distribuição	Rend. Fixo	
Alternativa	Ns	Np	N	Ndc	Np1	Ndc1	Np2	Ndc2	Energia(MWh)	Energia(MWh)	Energia(MWh)
1	20	42	840	1	42	1	0	0	358,674624	371,1752	368,922336
2	19	45	855	1	45	1	0	0	365,292096	377,834368	375,510208
3	18	47	846	1	47	1	0	0	361,592576	373,839168	371,557472
4	17	50	850	1	50	1	0	0	363,514368	375,614912	373,314272

5	16	53	848	1	53	1	0	0	362,826784	374,727072	372,435872
6	15	57	855	1	57	1	0	0	366,04368	377,834368	375,510208
7	14	61	854	1	61	1	0	0	365,797152	377,390496	375,07104
8	13	66	858	1	66	1	0	0	367,793536	379,165888	376,827808

Para as soluções possíveis, na tabela 4.14 encontra-se os respectivos CNE's. A melhor solução é a solução 2 com uma potência instalada de 239,4 KWp.

Tabela 4.14 - Avaliação das alternativas para o sistema FV de 250 kWp

Alternativa	Cabos DC	Painéis	Inversores	CNE (€/MWp)	Potência (KWp)
1	6.910,78 €	402.192,00 €	82.500,00 €	67,57243	235,2
2	7.378,41 €	409.374,00 €	82.500,00 €	<u>67,41443</u>	239,4
6	9.355,24 €	409.374,00 €	82.500,00 €	67,68136	239,4

4.5.3 - Dimensionamento dos cabos AC

Como foi referido no capítulo 3, não existe uma metodologia de dimensionamento dos cabos AC sendo feita apenas de forma a não violar um conjunto de restrições já apresentadas. Para o sistema FV no edifício B temos seis cabos AC, um para cada inversor. Na figura 4.8 temos L1 que corresponde ao comprimento dos dois cabos AC que saem da zona 1 até ao PT; temos L2 que é a distância entre a zona 1 e a zona 2 (e por isso o comprimento dos dois cabos AC da zona 2 é L2 mais L1); temos L3 que é a distância entre a zona 3 e a zona 1 (o que resulta num comprimento dos cabos da zona 3 igual à soma de L1,L2 e L3. Por fim temos L4 que corresponde ao cabo AC que vem do sistema FV do parque de estacionamento.

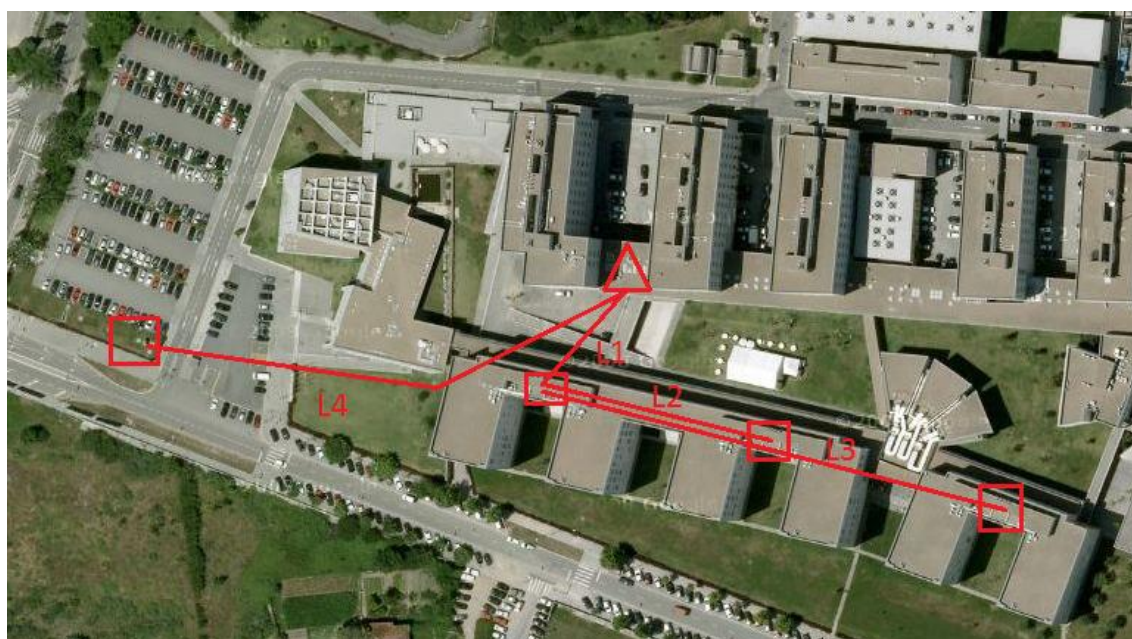


Figura 4.8 - Distâncias cabos AC

Temos assim os seguintes comprimentos:

- L1= 45 m;
- L2 = 70 m;
- L3 = 125 m;
- L4 = 218 m;

No cálculo da secção dos cabos AC considerou-se uma queda de tensão de 2%.

4.6 - Análise Económica

Nesta secção é apresentado os custos associados a cada alternativa como também uma análise da viabilidade económica e uma análise de sensibilidade dos indicadores económicos. Para esta análise considerou-se que o investimento inicial é obtido através de um empréstimo com uma taxa de juro anual de 6,14% com uma duração de 15 anos.

4.6.1 - Mapas de Quantidade

Na tabela 4.15 e 4.16 apresenta-se os custos da solução Edifício B e Parque, respectivamente. Na tabela 4.17 está representado o custo total da alternativa 1 (Edifício B + Parque) e na tabela 4.18 o custo total da alternativa 2 (Parque).

Tabela 4.15 - Mapa de quantidade do sistema FV do edifício B

Descrição do Trabalho	Quantidade	Preço unitário	Preço Total
Módulo fotovoltaico	324	478,80 €	155.131,20 €
Inversor de ligação à rede	6	5.054,00 €	30.324,00 €
		TOTAL	185.455,20 €
Cabos de ligação			
Cabo DC 10 mm2	120	1,92580 €	231,10 €
Cabo DC 16 mm2	30	3,06130 €	91,84 €
Cabo de Ligação LSVAV 3x16 mm2	45	1,70 €	76,70 €
Cabo de Ligação LSVAV 3x25 mm2	115	3,23 €	370,94 €
Cabo de Ligação LSVAV 3X35 + 2X 16mm2	170	3,74 €	635,83 €
		TOTAL	1.406,41 €
Estrutura			
Estruturas de Suporte dos Painéis	90,72	202,94 €	18.410,72 €
Outros			
Caixas de Derivação Weidmuller	6,00	970,00 €	5.820,00 €
Mão-de-Obra	90,72	58,89 €	5.342,50 €
		TOTAL	11.162,50 €
		TOTAL	216.434,83 €
Produção Anual (MWh/ano)			155,639424

Tabela 4.16 - Mapa de Quantidade do sistema FV do parque - 160 kWp

Descrição do Trabalho	Quantidade	Preço Unitário	Preço Total
Módulo fotovoltaico	570	478,80 €	272.916,00 €
Inversor de ligação à rede	1	65.600,00 €	65.600,00 €
TOTAL			338.516,00 €
Cabos de ligação			
Cabo DC 6 mm2	76,00	1,31 €	99,58 €
Cabo DC 120 mm2	45,00	22,91 €	1.031,15 €
Cabo de Ligação LSVAV 3X400 + 2X 185 mm2	218,00	32,86 €	7.163,92 €
TOTAL			8.294,65 €
Estrutura			
Estruturas de Suporte dos Painéis	159,60	1000 €	159.600,00 €
Outros			
Caixas de Derivação Weidmuller	2,00	970,00 €	1.940,00 €
Mão-de-Obra	159,60	58,89 €	9.398,84 €
TOTAL			11.338,84 €
TOTAL			517.749,50 €
Produção Anual (MWh/ano)			249,479536

Tabela 4.17 - Mapa de Quantidade do sistema FV Edifício B + Parque

Descrição do Trabalho	Quantidade	Preço Unitário	Preço Total
Módulo fotovoltaico	894	478,80	428.047,00 €
Inversor de ligação à rede	7	-	95.924,00 €
TOTAL			523.971,20 €
Cabos de ligação			
TOTAL			9.701,01 €
Estrutura			
Estruturas de Suporte dos Painéis	-	-	178.010,72 €
Outros			
TOTAL			22.501,34 €
TOTAL			734.184,32 €
Produção Anual (MWh/ano)			405,11896

Tabela 4.18 - Mapa de Quantidade do sistema FV do parque - 250 kWp

Descrição do Trabalho	Quantidade	Preço Unitário	Preço Total
Módulo fotovoltaico	855	478,80 €	409.374,00 €
Inversor de ligação à rede	1	82.500,00 €	82.500,00 €
TOTAL			491.874,00 €
Cabos de ligação			
Cabo DC 6 mm2	90,00	1,31 €	117,93 €
Cabo DC 95 mm2	90,00	22,91 €	2.062,31 €
Cabo de Ligação LSVAV 3X500 + 2X 240 mm2	218,00	40,80 €	8.894,84 €
TOTAL			11.075,07 €
Estrutura			
Estruturas de Suporte dos Painéis	239,40	1000 €	239.400,00 €
Outros			
Caixas de Derivação Weidmuller	3,00	970,00 €	2.910,00 €
Mão-de-Obra	239,40	58,89 €	14.098,27 €
TOTAL			17.008,27 €
TOTAL			759.357,33 €
Produção Anual (MWh/ano)			377,834368

4.6.2 - Resultados

Para a análise das alternativas do ponto de vista financeiro, converteu-se os valores de custo e produção em unidades/kWp, ou seja, os valores monetários estão representados por €/kWp e a produção por MWh/ano kWp⁻¹. O principal motivo desta conversão prende-se pelo facto das duas alternativas terem potências instaladas diferentes e por ser mais claro a análise. Considerando o cenário da tarifa de venda de 0,25€/kWh, na tabela 4.19 e 4.20 é apresentado os valores obtidos para os indicadores de investimento e na figura 4.9 a comparação entres as duas alternativas.

Tabela 4.19 - Resultados dos indicadores económicos (Edifício B + Parque)

<i>Indicadores Económicos de Avaliação</i>	
VAL	346,14 €
TIR	10,59%
Payback Period (anos)	7,93

Tabela 4.20 - Resultados dos indicadores económicos (Parque)

<i>Indicadores Económicos de Avaliação</i>	
VAL	38,23 €
TIR	9,13%
Payback Period (anos)	8,93

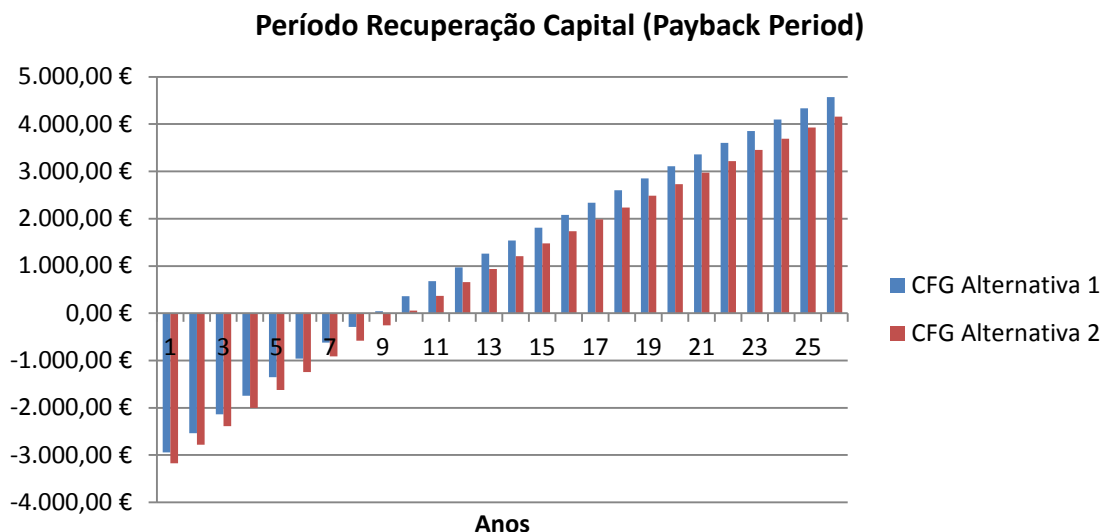


Figura 4.9 - Comparação do fluxo de caixa entre as duas alternativas

Através dos dados obtidos é possível afirmar que a alternativa mais atractiva em termos de análise de investimento é a alternativa 1. Na figura 4.9 é visível que a alternativa 2 demora mais tempo a amortizar o investimento e o lucro gerado é inferior à alternativa 1.

4.6.3 - Análise de Sensibilidade

Uma análise de sensibilidade é um método de decisão e tem como objectivo determinar qual a viabilidade de um determinado investimento, através da análise das variáveis com maior incerteza no futuro. A avaliação da sensibilidade faz-se através da variação das variáveis em jogo e determinação do respectivo impacto nos indicadores de investimento.

Para esta análise considerou-se como variáveis o investimento (€/KWp), a tarifa de venda de energia (€/KWh), a produção (Kwh/ano Kwp⁻¹) e a taxa de juro do empréstimo. Esta análise será feita apenas para a alternativa 1.

4.6.3.1 - Análise de Sensibilidade: Investimento

Nas figuras 4.10, 4.11 e 4.12 estão representados o impacto da variação do custo de investimento no VAL, TIR e PRI. O impacto no VAL e TIR é parabólico (negativo) enquanto que o PRI tende a aumentar com o aumento do custo de investimento. O investimento máximo que anula o VAL corresponde a 3.272€/KWp, considerando a equação que define a linha de tendência da curva presente na figura 4.10.

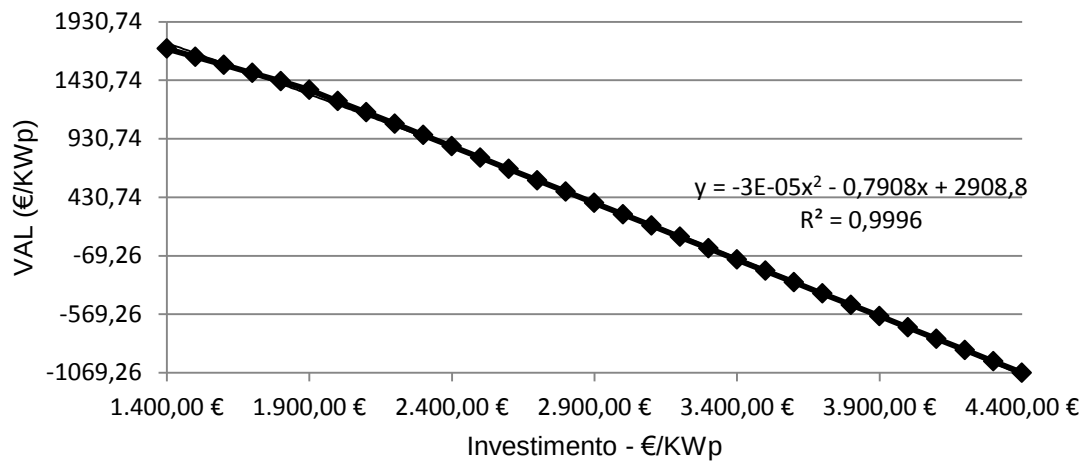


Figura 4.10 - Variação do VAL com o custo de investimento

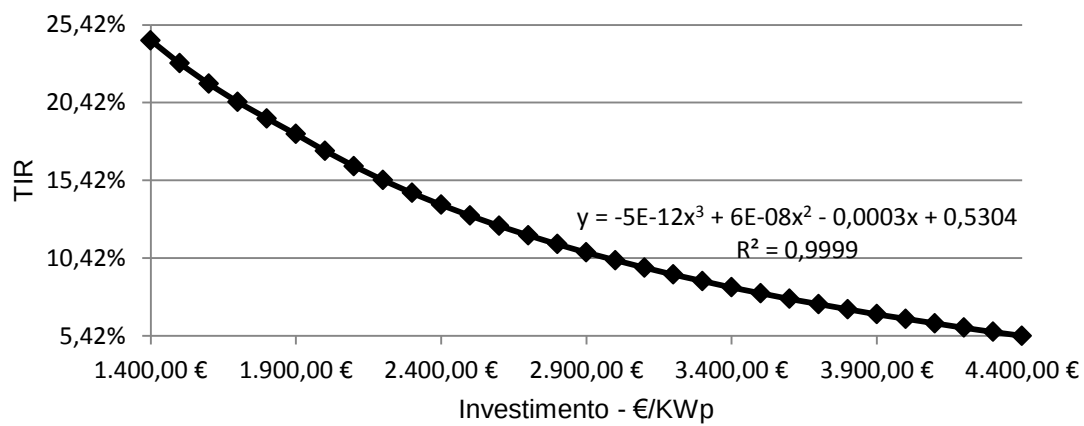


Figura 4.11 - Variação do TIR com o custo de investimento

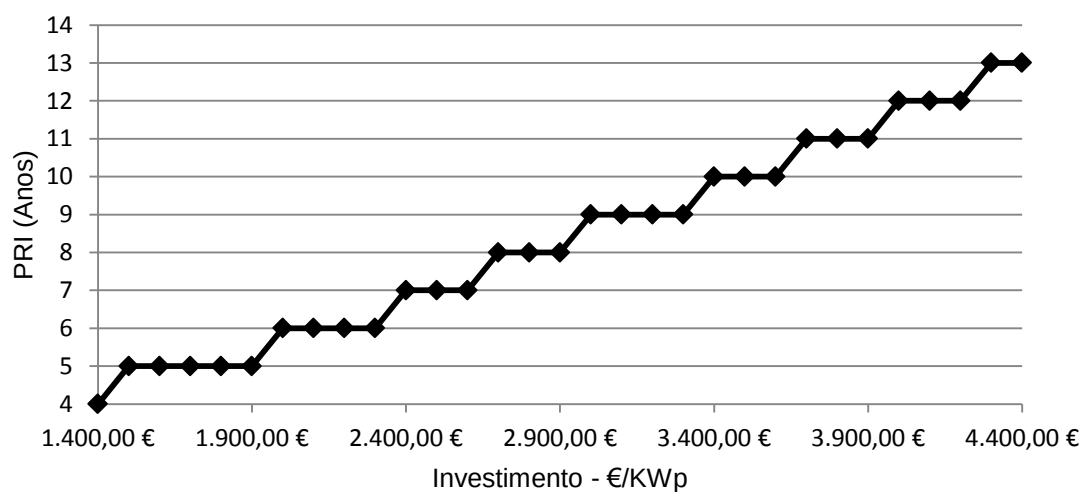


Figura 4.12 - Variação do PRI com o custo de investimento

4.6.3.2 - Análise de Sensibilidade: Tarifa de Venda

Nas figuras 4.13, 4.14 e 4.15 está representado o impacto da variação da tarifa de venda no VAL, TIR e PRI. O impacto no VAL é linear (positivo) e no TIR parabólico (positivo). Já o PRI diminui com o aumento da tarifa. O valor mínimo que a tarifa pode tomar de forma a que o VAL não seja negativo corresponde a 0,22€/KWh, determinado pela resolução da equação da linha de tendência da figura 4.13.

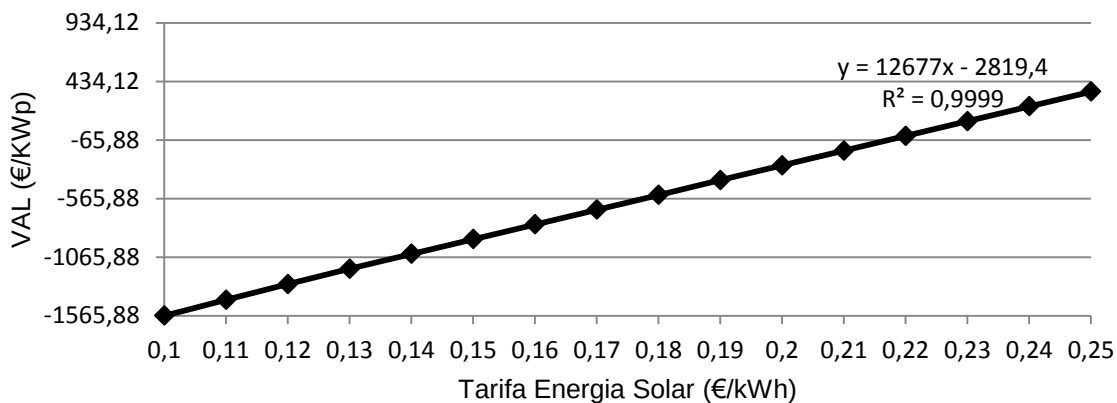


Figura 4.13 - Variação do VAL com a tarifa de venda de energia

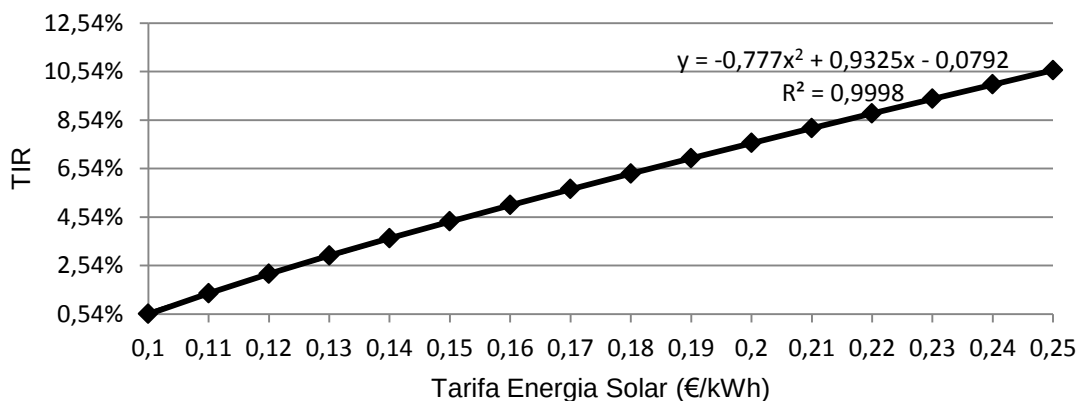


Figura 4.14 - Variação do VAL com a tarifa de venda de energia

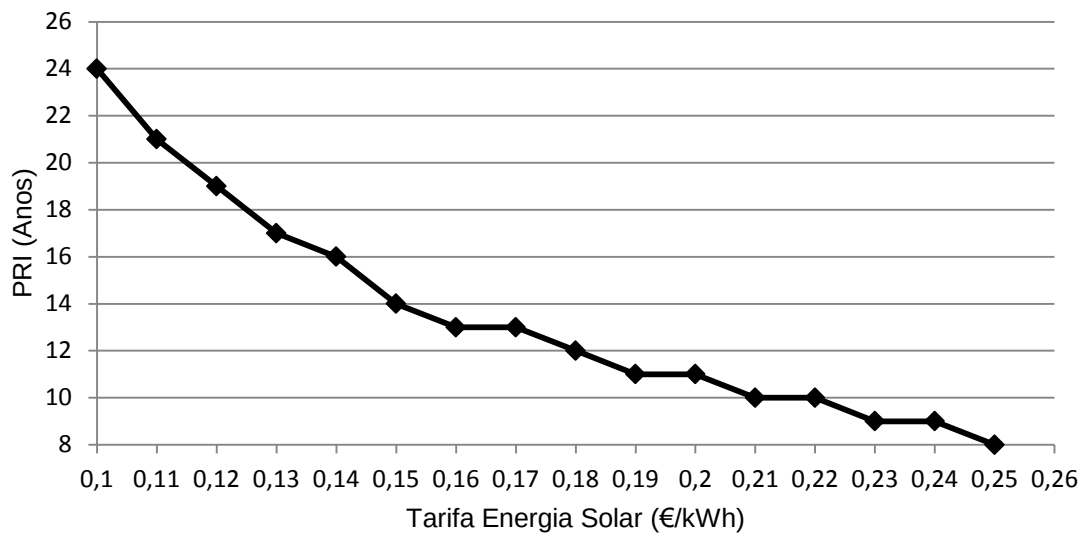


Figura 4.15 - Variação do PRI com a tarifa de venda de energia

4.6.3.3 - Análise de Sensibilidade: Produção

Nas figuras 4.16, 4.17 e 4.18 está representado o impacto da variação da produção no VAL, TIR e PRI. O impacto no VAL é linear (positivo) e no TIR parabólico (positivo). O PRI diminui com o aumento da produção. Para que o VAL não seja negativo a produção não pode ser menor que 1445 KWh/ano KWp⁻¹, cujo valor foi determinado pela resolução da equação da linha de tendência da figura 4.16.

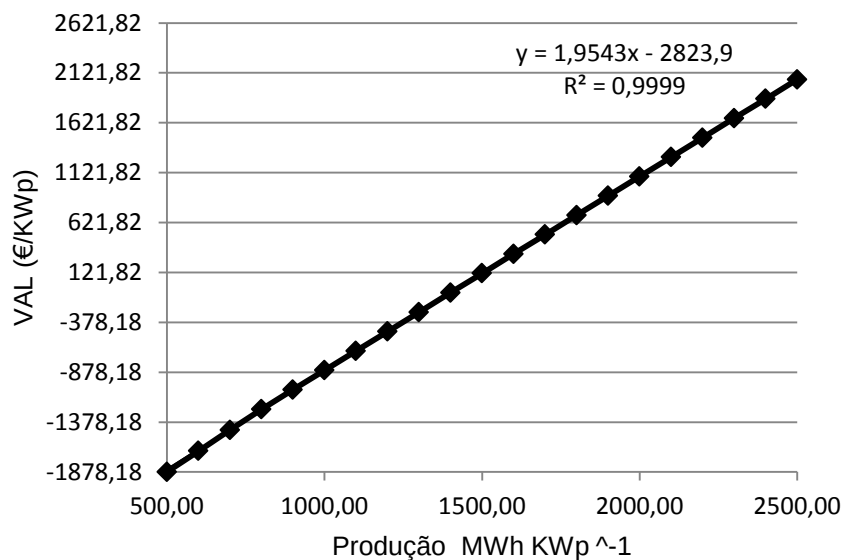


Figura 4.16 - Variação do VAL com a produção

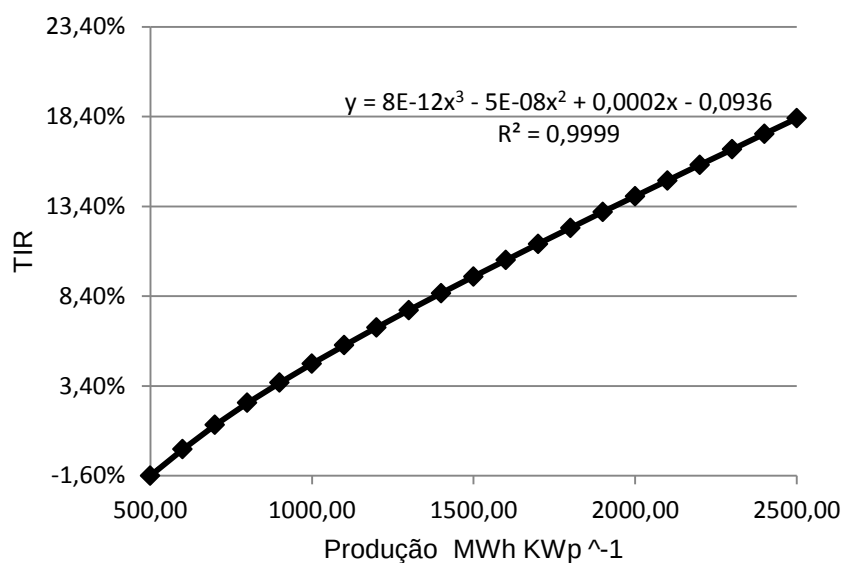


Figura 4.17 - Variação do TIR com a produção

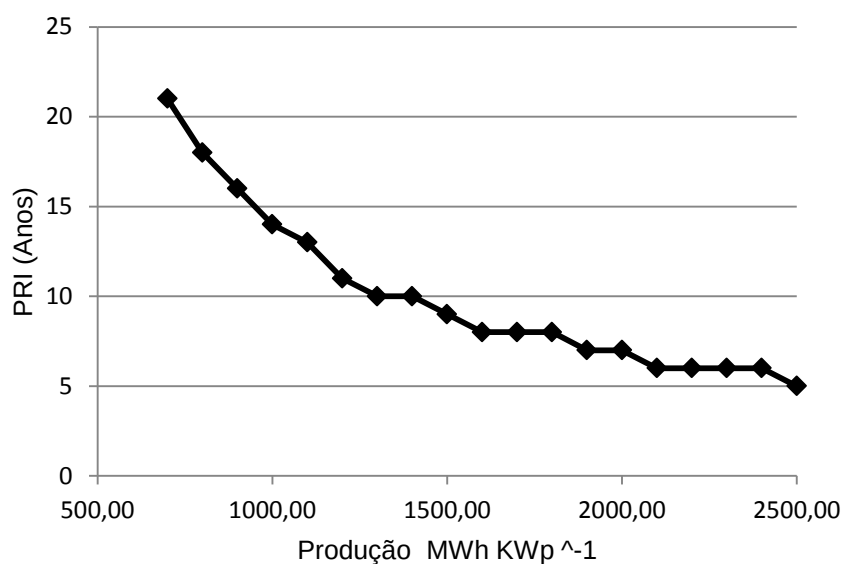


Figura 4.18 - Variação do PRI com a produção

4.6.3.4 - Análise de Sensibilidade: Taxa de Juro

Na figura 4.19, 4.20 e 4.21 está representado o impacto da variação da taxa de juro no VAL, TIR e PRI. O impacto no VAL positivo enquanto no TIR é positivo. O PRI não é influenciado pela taxa de juro. Para que o VAL não seja negativo a taxa de juro não pode ser superior a 12,66%, valor determinado pela resolução da equação da linha de tendência da figura 4.19.

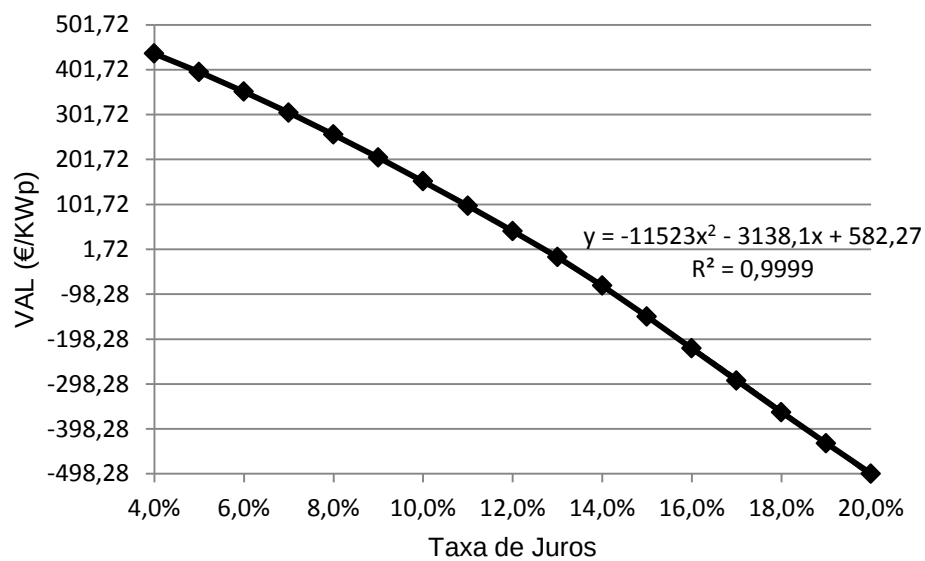


Figura 4.19 - Variação do VAL com a taxa de juro

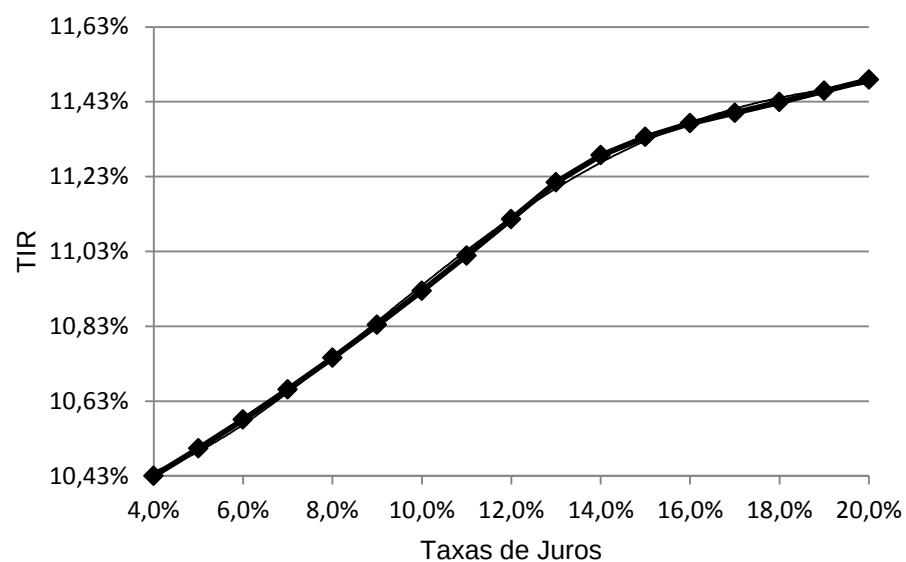


Figura 4.20 - Variação do TIR com a taxa de juro

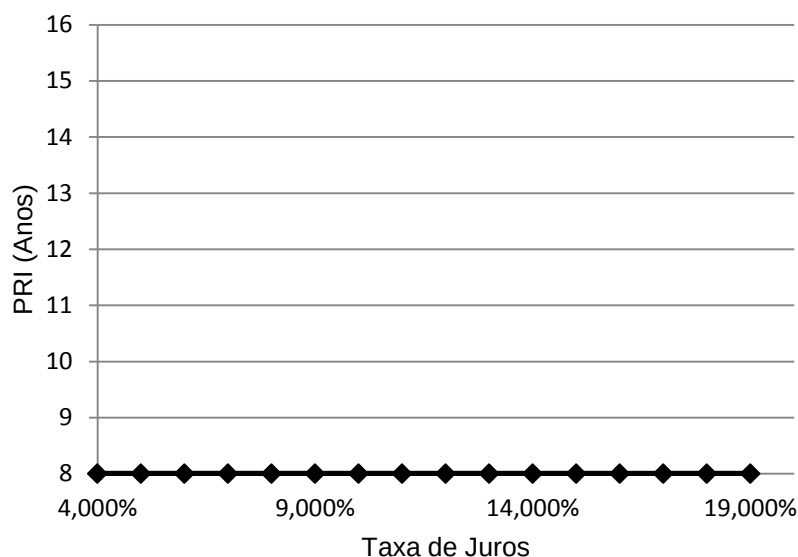


Figura 4.21 - Variação do PRI com a taxa de juro

4.6.3.5 - Grau de Sensibilidade

Na tentativa de identificar as variáveis que maior impacto têm nos indicadores de investimento, é apresentado nas figuras 4.22, 4.23 e 4.24 a variação relativa (em percentagem) dos indicadores para variações entre -50% e 50% dos valores das variáveis em relação aos valores de base.

Na figura 4.22 observa-se que a produção e a tarifa têm o mesmo impacto no VAL e que uma variação nestas variáveis tem mais impacto do que uma variação nas outras variáveis. O impacto da variação da taxa de juro é praticamente nulo comparado com as outras variáveis. Uma outra conclusão que se pode tirar da figura 4.22 é que uma variação na produção ou na tarifa tem maior impacto (positivo se a variação for positiva ou negativa se a variação for negativa) do que uma variação do custo de investimento em relação ao caso base.

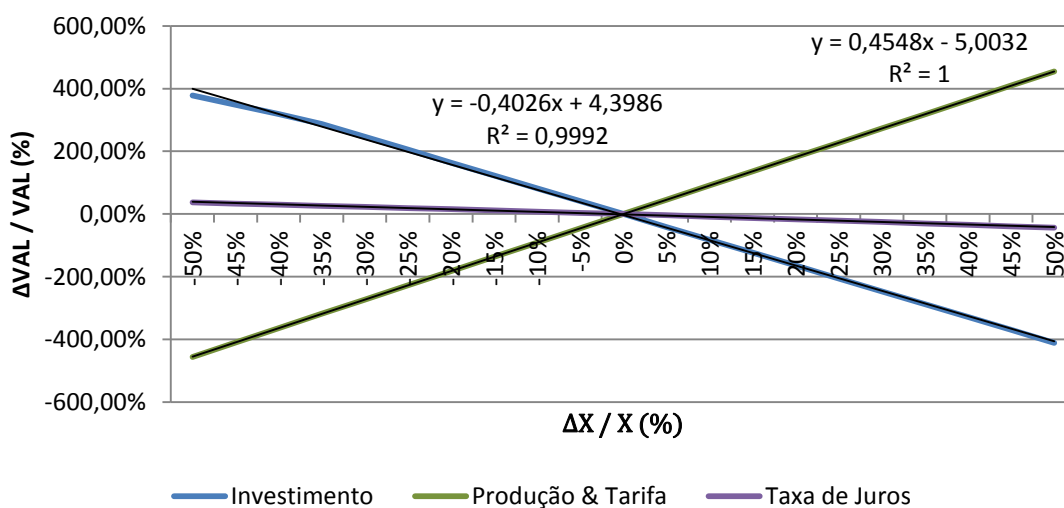


Figura 4.22 - Análise do grau de sensibilidade para o VAL

Para o TIR, se a variação for negativa nas variáveis, o investimento tem maior impacto (positivo) no indicador mas se a variação for positiva, a produção e a tarifa passam a ter maior impacto. Uma vez mais, o impacto da variação da taxa de juro é desprezável em comparação com as outras variáveis, figura 4.23.

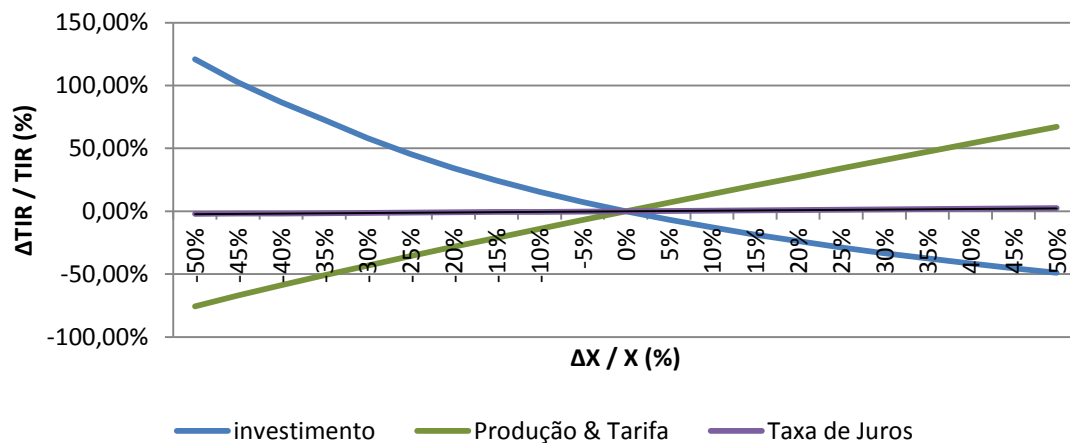


Figura 4.23 - Análise do grau de sensibilidade para o TIR

No que diz respeito ao PRI, análise feita para a figura 4.23 pode ser a mesma para a figura 4.24, com a diferença de o comportamento da curva da variável produção e tarifa ser o comportamento da variável investimento na figura 4.23 e vice-versa.

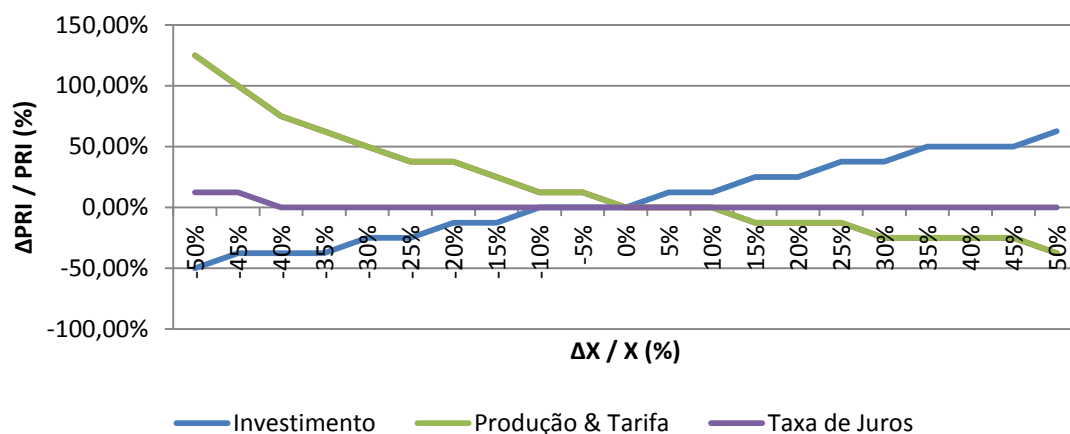


Figura 4.24 - Análise do grau de sensibilidade para o PRI

Capítulo 5

5.1 - Conclusões gerais

Com a chegada da minigeração novos conceitos surgiram no dimensionamento desde tipo de sistemas, tornando-o num caso de engenharia e não tanto apenas uma questão comercial, como acontece com a microgeração. Foi feita uma análise dos principais factores de dimensionamento destes sistemas e apresentadas as respectivas caracterizações de forma a incorporarem uma metodologia que formula as alternativas de configurações do sistema. Foi ainda apresentado um modelo de estimação de produção de energia solar para as alternativas anteriormente geradas.

A aplicação da metodologia a um caso de estudo permitiu de uma forma simples e rápida, gerar alternativas de configurações de um sistema FV para vários locais passíveis de acolher este tipo de sistemas. Permitiu ainda analisar o efeito das perdas por dispersão dos módulos fotovoltaicos na produção de energia do sistema e comparar a produção de energia obtida através da modelização da curva de eficiência do inversor e o parâmetro fixo obtido na folha de características do inversor. A análise de viabilidade do caso de estudo permitiu avaliar o impacto das variáveis sujeitas à variabilidade nos indicadores de viabilidade, avaliando-se também o grau da sensibilidade. Nesta análise verificou-se que variações na energia produzida pelo sistema e na tarifa de venda têm um maior impacto no indicador VAL que variações no investimento ou na taxa de juros desse mesmo investimento, e que o VAL é mais sensível às variações nas variáveis consideradas que os indicadores TIR e PRI.

5.2 - Futuros Desenvolvimentos

Neste trabalho foi apresentado uma metodologia que permite otimizar a configuração eléctrica do sistema. Contudo, ainda há outras questões que devem ser analisadas neste contexto como a introdução do conceito de rastreio do ponto máximo de operação dos módulos fotovoltaicos, de forma a analisar sistemas fotovoltaicos sujeitos a sombreamentos parciais. Seria também interessante aplicar métodos de optimização, como a Inteligência Artificial, de forma a gerar soluções mais eficientes do ponto de vista da configuração do sistema.

Referências

1. Society, T.G.S., *Planning and Installing Photovoltaic Systems - A Guide for Installers, Architects and Engineers*, Earthscan, London, 2008.
2. Kornelakis, A. and E. Koutroulis, *Methodology for the design optimisation and the economic analysis of grid-connected photovoltaic systems*. Renewable Power Generation, IET, 2009. **3**(4): p. 476-492.
3. Kornelakis, A. and Y. Marinakis, *Contribution for optimal sizing of grid-connected PV-systems using PSO*. Renewable Energy, 2010. **35**(6): p. 1333-1341.
4. Huld, T., M. Šúri, and E.D. Dunlop, *Comparison of potential solar electricity output from fixed-inclined and two-axis tracking photovoltaic modules in Europe*. Progress in Photovoltaics: Research and Applications, 2008. **16**(1): p. 47-59.
5. Chang, Y.-P. and C.-H. Shen. *Effects of the Solar Module Installing Angles on the Output Power*. in *Electronic Measurement and Instruments, 2007. ICEMI '07. 8th International Conference on*. 2007.
6. Lorenzo, E., et al., *Design of tracking photovoltaic systems with a single vertical axis*. Progress in Photovoltaics: Research and Applications, 2002. **10**(8): p. 533-543.
7. Iannone, F., G. Noviello, and A. Sarno, *Monte Carlo techniques to analyse the electrical mismatch losses in large-scale photovoltaic generators*. Solar Energy, 1998. **62**(2): p. 85-92.
8. GTES, G.d.T.d.E.S., *Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos*.
9. Notton, G., V. Lazarov, and L. Stoyanov, *Optimal sizing of a grid-connected PV system for various PV module technologies and inclinations, inverter efficiency characteristics and locations*. Renewable Energy, 2010. **35**(2): p. 541-554.
10. Mellit, A. and S.A. Kalogirou, *Artificial intelligence techniques for photovoltaic applications: A review*. Progress in Energy and Combustion Science, 2008. **34**(5): p. 574-632.
11. Green, M.A., et al., *Solar cell efficiency tables (version 37)*. Progress in Photovoltaics: Research and Applications, 2011. **19**(1): p. 84-92.
12. Vázquez, M. and I. Rey-Stolle, *Photovoltaic module reliability model based on field degradation studies*. Progress in Photovoltaics: Research and Applications, 2008. **16**(5): p. 419-433.
13. Ahmad Yafaoui, B.W., Richard Cheung and R. University, *Photovoltaic Energy Systems—An Overview (Part 1)* IEEE Canadian Review, 2009.
14. García, M., et al., *Partial shadowing, MPPT performance and inverter configurations: observations at tracking PV plants*. Progress in Photovoltaics: Research and Applications, 2008. **16**(6): p. 529-536.
15. Chang-Chun, W., et al. *Analysis and research maximum power point tracking of photovoltaic array*. in *Computer Communication Control and Automation (3CA), 2010 International Symposium on*. 2010.
16. Poshtkouhi, S., et al. *Analysis of distributed peak power tracking in photovoltaic systems*. in *Power Electronics Conference (IPEC), 2010 International*. 2010.
17. Silvestre, S. and A. Chouder, *Effects of shadowing on photovoltaic module performance*. Progress in Photovoltaics: Research and Applications, 2008. **16**(2): p. 141-149.

18. Picault, D., et al., *Forecasting photovoltaic array power production subject to mismatch losses*. Solar Energy, 2010. **84**(7): p. 1301-1309.
19. Demoulias, C., *A new simple analytical method for calculating the optimum inverter size in grid-connected PV plants*. Electric Power Systems Research, 2010. **80**(10): p. 1197-1204.
20. Suri, M., et al., *Geographic Aspects of Photovoltaics in Europe: Contribution of the PVGIS Website*. Selected Topics in Applied Earth Observations and Remote Sensing, IEEE Journal of, 2008. **1**(1): p. 34-41.
21. http://www.mprimesolar.com/pt/smartpark_technical_datasheet.pdf; acedido na data 19/07/2011.