

Helder da Costa

PROJETO DE INTEGRAÇÃO E OTIMIZAÇÃO DE UM SISTEMA
FOTOVOLTAICO EM REGIME DE AUTOCONSUMO
NO NOVO EDIFÍCIO NZEB DO ISR

de 2013



UNIVERSIDADE DE COIMBRA



Universidade de Coimbra

Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade de Coimbra

Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores

**Projeto de integração e otimização de um Sistema Fotovoltaico em regime de
Autoconsumo no novo edifício nZEB do ISR**

Helder Costa

Júri:

Presidente: Professor Doutor Luís Alberto da Silva Cruz

Orientador: Professor Doutor Aníbal Traça Carvalho de Almeida

Vogal: Professor Doutor Tony Richard de Oliveira de Almeida

Coimbra, 2013

“Many of life's failures are people who did not realize how close they were to success
when they gave up.”
— Thomas A. Edison

Este trabalho é enquadrado na Iniciativa Energia para a Sustentabilidade da Universidade de Coimbra e apoiado pelo projeto Energy and Mobility for Sustainable Regions - EMSURE (CENTRO-07-0224-FEDER-002004).

Agradecimentos

Em primeiro lugar quero agradecer à minha família, pais, irmãos, pelo apoio dado em toda a minha vida de estudante, porque são eles os grandes responsáveis por nunca ter desistido e persistir no objetivo de chegar onde cheguei.

Ao meu orientador Professor Doutor Aníbal Traça de Almeida, à Engenheira Paula Fonseca e ao Professor Doutor Pedro Moura pela disponibilidade e ajuda.

Agradeço também à Universidade de Coimbra, mais propriamente ao Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de Computadores por me terem indicado a realização desta dissertação a qual fiz com agrado. Assim como todo o curso que efetuei o qual me permitiu desenvolver as capacidades de engenharia.

A todos os colegas de profissão que me têm acompanhado nestes primeiros anos de trabalho, pelos ensinamentos que me deram, os quais considero terem sido importantes para a realização desta dissertação.

A todos, o meu sincero obrigado.

Resumo

Esta dissertação surgiu pela necessidade de otimizar a futura instalação fotovoltaica do ISR. Para isso foi feita uma investigação ao nível dos materiais a usar, dimensionamento dos equipamentos, diminuição das perdas e aumento da eficiência energética. Foi projetada toda a instalação do sistema fotovoltaico para que a produção seja adequada à utilização elétrica do edifício, sendo o autoconsumo a sua finalidade. Como o edifício ainda está em fase de projeto foi tida em conta uma estimativa do consumo tendo como comparação o edifício do Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de Computadores onde se inclui o atual ISR.

O autoconsumo através de energias renováveis permite uma diminuição da fatura energética bem como uma redução da quantidade de dióxido de carbono (CO₂) emitido.

É fundamental ter em conta vários fatores, que no seu todo, farão o ajuste necessário para que se possa no final obter uma produção e uma relação custos benefícios ótima. Assim incluiu-se nesta dissertação também um estudo comparativo da relação de custos das instalações em estudo.

Palavras-Chave:

Instalação fotovoltaica, Eficiência Energética, Autoconsumo, Emissões de CO₂

ABSTRACT

This dissertation emerged from the need to optimize the future photovoltaic installation at the Institute of Systems and Robotics (ISR). Therefore, the materials to use, design of equipment, losses reductions and the increase of energy efficiency were analyzed. All the photovoltaic system was project to ensure that the production will be enough to ensure the electric energy consumption of the building, being the self-consumption its purpose.

As the building is currently in its project phase, it was taken into account a forecast of its energetic consumption using data from the building of the Department of Electrical and Computer Engineering, which includes the current ISR.

The self-consumption by renewable energy allows a reduction in the electric bill, as well as a reduction in the quantity of carbon dioxide (CO₂) emitted.

It is crucial to take into account several factors which, as a whole, will make the necessary adjustments so that in the end, a great production and cost-benefit relation can be obtained.

Thus, it was also included in this dissertation, a comparative study of the relation of the cost of the facilities under study.

Keywords

Photovoltaic installation, self-consumption, Energy Efficiency, quantity of carbon dioxide (CO₂) emitted

Índice

Agradecimentos.....	vi
Resumo.....	vii
Lista de Figuras	xv
Lista de Tabelas.....	xviii
Lista de Acrónimos	xx
Lista de Nomenclatura	xxi
1 Introdução.....	1
1.1 Contexto.....	1
1.2 Objetivos.....	3
1.3 Estrutura da tese.....	3
2 Caracterização do Problema	4
2.1 Condições de Consumo nZEB e cenários possíveis.....	4
3 Estudo e Controlo da Qualidade da Instalação	6
3.1 Eficiência da célula fotovoltaica.....	6
3.2 Quadro resumo painéis	9
3.3 Inversor.....	11

3.3.1	<i>Inversor com múltiplo mppt</i>	12
3.3.2	<i>Conceito das unidades integradas inversor/módulo</i>	13
3.3.3	<i>Inversor central</i>	14
3.3.4	<i>THD (caso do SMA TL 7000)</i>	14
3.4	Ligação à rede elétrica do edifício.....	15
4	Análise do Consumo Estimada.....	17
4.1	Condições de Consumo	17
4.1.1	<i>Análise geral ao consumo do edifício</i>	17
5	Dimensionamento da instalação	26
5.1	Dimensionamento dos painéis	26
5.2	Dimensionamento do inversor	27
5.2.1	<i>Determinação da potência</i>	28
5.3	Dimensionamento das strings	30
5.3.1	<i>Número máximo de módulos por string</i>	30
5.3.2	<i>Número mínimo de módulos por string</i>	31
5.3.3	<i>Determinação do número de strings</i>	32
5.4	Dimensionamento dos cabos	33
5.4.1	<i>Cálculos para o lado DC</i>	34
5.4.2	<i>Para a ligação entre o inversor e o quadro lado AC</i>	37
5.5	Dimensionamento das proteções	38
5.6	Fatores de influência específicos de instalações fotovoltaicas nas proteções	38

5.7	Resumo de Dimensionamentos	40
5.8	Cálculo do cabo de ligação entre edifícios	41
6	Análise Crítica de Resultados Recorrendo a Sistemas de Simulação	43
6.1	Estudo do desvio angular em relação ao ponto optimo	43
6.2	Efeito da temperatura nos painéis.....	45
6.3	Estudo e comparação de sombreamento.....	46
6.4	Comparação de Inversores.....	48
6.4.1	<i>Análise aos modelos centrais</i>	49
6.4.2	<i>Análise aos modelos médios</i>	50
6.5	Comparação de preços e análise económica.....	51
6.5.1	<i>Análise económica</i>	52
6.6	Manutenção, monitorização e desempenho.....	54
7	Conclusões e Trabalho Futuro	56
7.1	Trabalho futuro	57
8	Bibliografia.....	58
9	ANEXOS	60
10	ANEXO A (estudo de produção PVSYST, figuras, tabelas e desenhos complementares da dissertação).....	60
10.1	Estudo de produção PVSYST.....	61

10.1.1	<i>Simulação Sunpower 75 kW</i>	61
10.1.2	<i>Simulação Sunpower 60 kW</i>	65
10.1.3	<i>Simulação Siliken</i>	69
10.1.4	<i>Simulação Manz</i>	73
10.2	Figuras.....	77
10.3	Tabelas	84
10.1	Desenhos	87
10.1.1	<i>Sunpower</i>	88
10.1.2	<i>Siliken</i>	89
10.1.3	<i>Manz</i>	90
10.1.4	<i>Diagrama de blocos e ligações</i>	91
10.1	Cotação das três instalações	92
10.2	Análise económica	93
10.2.1	<i>Análise económica Manz BTE</i>	93
10.2.2	<i>Análise económica Manz MT</i>	94
10.2.3	<i>Análise económica Siliken BTE</i>	95
10.2.4	<i>Análise económica Siliken MT</i>	96
10.2.5	<i>Análise económica Sunpower BTE</i>	97
10.2.6	<i>Análise económica Sunpower MT</i>	98
10.3	Perdas no Cabo	99
10.4	Cálculo de PR:	99

10.5	Efeito do ângulo de azimute e inclinação	101
10.6	Ângulo ótimo	108
10.7	Módulos Fotovoltaicos.....	112
10.7.1	<i>Estrutura e função de uma célula solar de silício cristalino</i>	113
10.7.2	<i>Células de silício cristalino</i>	114
10.7.3	<i>Células de silício monocristalino (um único cristal)</i>	115
10.7.4	<i>Silício Policristalino</i>	116
10.7.5	<i>Fitas de Silício</i>	117
10.7.6	<i>Silício Amorfo</i>	117
10.7.7	<i>Células de GaAs</i>	118
10.7.8	<i>Células de InP</i>	119
10.7.9	<i>Silício Amorfo Cadmio-Telúrio (CdTe)</i>	120
10.7.10	<i>Células de silício CIS ou CIGS</i>	120
11	ANEXO B (Legislação, normas, reciclagem)	121
11.1	Impacto ambiental do fotovoltaico Reciclar para não poluir	121
11.2	Regime remuneratório	124
11.2.1	<i>Quadro remuneratório do regime geral</i>	124
11.2.2	<i>Quadro remuneratório do regime Bonificado</i>	125
11.2.3	<i>Regime remuneratório conclusões</i>	127
11.3	Normas de Certificação.....	129

11.3.1	<i>Certificação de painéis</i>	129
11.3.2	<i>Certificação de Inversores</i>	135
11.3.3	<i>Certificação de Cabos BT</i>	137
11.3.4	<i>Certificação Fabricantes dos Elementos Eléctricos</i>	139
11.4	Legislação Relativa a Instalações Fotovoltaicas	140
11.4.1	<i>Lei, Normas e Regras Técnicas</i>	141
11.5	Regras Técnicas	149
12	ANEXO C (Memória descritiva).....	152
12.1	Memoria Descritiva do Projeto de Instalação	152
12.1.1	<i>Introdução</i>	153
12.1.2	<i>Equipamentos mais Relevantes:</i>	153
12.2	Outros Anexos	167

Lista de Figuras

Figura 1 – Área de implantação	2
Figura 2 – Gráficos de consumo e custos associados ao DEEC	4
Figura 3 – Inovação ao nível da texturização.....	7
Figura 4 – Consumo ao longo do dia do novo edifício nZEB para diferentes meses	18
Figura 5 – Produção de energia nas várias tecnologias e consumo anual	19
Figura 6 – Comparação de produção por kwp instalado nas várias tecnologias.....	19
Figura 7 – Produção da instalação com painéis Sunpower 86kWp e o consumo anual	20
Figura 8 – Consumo e produção para o mês de Fevereiro	21
Figura 9 – Produção e consumos ao longo do dia para o mês de Fevereiro (Sunpower 70kWp)	21
Figura 10 – Consumo nZEB e produção mês de Agosto (Sunpower 70kWp)	23
Figura 11 – Comparação entre consumo nZEB e produções durante o horário de produção..	24
Figura 12 – Produção instalação Sunpower para diferentes inclinações	45
Figura 13 – Sensibilidade espectral dos diferentes tipos de células solares (fontes: ISET Kassel)	77
Figura 14 – Estrutura e função de uma célula cristalina solar , Fonte: (Instituto Superior Técnico, 2004).....	77
Figura 15 – Células solares de grande eficiência Fonte: (inovacaotecnologica, 2007)	78
Figura 16 – Inversor múltiplo mppt. Fonte:(Instituto Superior Técnico, 2004)	78

Figura 17 – Configuração do sistema com módulos AC. Fonte: (Imagem de filme promocional Enecsys)	78
Figura 18 – Inversor Central Fonte: (Fronius Solar).....	79
Figura 19 – Curva de rendimento do Sunny Mini Central 7000TL Fonte: (SMA Solar Technology AG, 2013).....	79
Figura 20 – Esquema de ligação do inversor ao controlador de energia. Fonte: (SMA Solar Technology AG, 2013).....	80
Figura 21 – Esquema de ligação do inversor ao controlador de energia. Fonte: (SMA Solar Technology AG, 2013).....	80
Figura 22 – Painéis em estudo. Fonte: (Solarplaza, 2012).....	81
Figura 23 - Circuito de strings em paralelo. Fonte: (Instituto Superior Técnico, 2004).....	81
Figura 24 Simulador com uma árvore na zona dos painéis com diferentes tamanhos de strings	82
Figura 25 - Efeito da temperatura nos painéis escolhidos Fonte: (PVSYST).....	83
Figura 26 - Altura do sol ao longo do ano.....	101
Figura 27 - Ponto ótimo de produção anual 33°	102
Figura 28 - Ponto ótimo de produção anual eliminando os meses de Julho e Agosto (período de férias).....	102
Figura 29 - Dados de irradiação ao longo do ano	103
Figura 30 – Perdas em função do ângulo inclinação e orientação	103
Figura 31 - a) sombreamento do nosso telhado b) irradiação para o nosso telhado c) irradiação ângulo 30° e 0° azimute	105

Figura 32 - a) irradiação em julho b) irradiação em Dezembro	106
Figura 33 - Diferença entre a radiação ao longo do ano para ângulos diferentes	108
Figura 34 – Visualização do sol em relação à terra.....	110
Figura 35 – Energia mensal que chega ao plano dos painéis	112
Figura 36 – Funcionamento célula fotovoltaica	113
Figura 37 – Tecnologias de células fotovoltaicas existentes (fonte: RTS Corporation).....	114
Figura 38 Sequência combinada de testes de certificação TUV Fonte: (TUV).....	132
Figura 39 - Esquema de ligação à rede para BTE	147
Figura 40 – Desenho da chegada da alimentação em média tensão e da sala técnica do DEEC	149
Figura 41 Constituição de um cabo	150

Lista de Tabelas

Tabela 1 – Resumo de características de painéis com diferentes tecnologias (Fonte: NREL – National Renewable Energy Laboratory).....	9
Tabela 2 – Complicações possíveis nos vários tipos de painéis Fonte:(SMA Solar Technology AG, 2013).....	10
Tabela 3 – Inversor Vs tipo de painel	15
Tabela 4 – Produção e consumo para potência Sunpower de 70kWp (Fevereiro)	22
Tabela 5 – Produção e consumo para potência Sunpower de 70kWp (Agosto)	23
Tabela 6 – Características principais dos painéis em estudo	27
Tabela 7 - Resumo de alguns dimensionamentos possíveis.....	40
Tabela 8 – Cálculos da secção económica para diferentes secções	42
Tabela 9 – Cálculos de quantidades de emissões de CO2 para diferentes secções.....	42
Tabela 10 – Potência Vs Área de painéis	43
Tabela 11 – Resultados de produção para diferentes azimutes e ângulos de inclinação	44
Tabela 12 – Coeficientes de Temperatura.....	46
Tabela 13 – Resultados de sombreamentos nos tamanhos das strings.....	47
Tabela 14 - Soluções ótimas para cada tipo de painel.....	51
Tabela 15 - Cotação para os três tipos de instalação fotovoltaica.....	52
Tabela 16 – Preço da energia para cada tipo de instalação	52

Tabela 17 - Resultados de produção	57
Tabela 18 – Valores de consumo e produção dos diversos tipos de instalações fotovoltaicas	84
Tabela 19 – Resultados das diferentes simulações efetuadas	85
Tabela 20 – Tabela de preenchimento de dados para análise económica	85
Tabela 21 Análise económica para MT.....	86
Tabela 22 – Análise económica para BTE	86
Tabela 23 – Proposta de preço de instalação fotovoltaica para os três casos em estudo	92
Tabela 24 Decretos de lei aplicados aos tipos de instalações	142
Tabela 25 Especificações dos Painéis SPR-333NE-WHT-D.....	154
Tabela 26 Especificações dos inversores	155

Lista de Acrónimos

AC – Corrente alternada

AT- Alta tensão

BIPV – Building Integrated photovoltaic

BT – Baixa tensão

BTE- Baixa tensão especial

CAD (AUTOCAD)- Desenho assistido por computador

DC – Corrente continua

DEEC – Departamento de Engenharia Eletrotécnica e Computadores

DL – Decreto de lei

ERSE- Entidade reguladora dos serviços de energia

FCTUC- Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade de Coimbra

IP – Índice de proteção

ISR- Instituto de sistemas e robótica

MAT – Muito alta tensão

MPP- Maximum power point

MPPT – Maximum power point tracker

MT- Média tensão

nZEB – Novo edifício do ISR “near zero emissions bilding”

PR – Performance ratio

PT – Posto de transformação

STC – Standard Test Conditions

Lista de Nomenclatura

A – Ampere

a-si – silício amorfo

CdTe Cadmio Telurite

CIGS - Cobre Índio e Selênio e Gálio

CIS – Cobre Índio e Selênio

CO₂- Dióxido de carbono

Coef. Temp – coeficiente de temperatura

GaAs – Arsenieto de Gálio

Impp – Corrente no ponto de potência máximo

kVAr- Kilovolt-ampére reativo

kWh- Kilowatt-hora

NOCT – Condições de teste não standard

°C – Grau centígrado

Pnom – Potência nominal

V – Volt

VAr- Volt-Ampére reativo

V_{max} – Tensão máxima

V_{mpp} –tensão no ponto de potência máximo

V_{oc} – Tensão de circuito aberto

W- Watt

W_p – Watt pico

1 Introdução

1.1 Contexto

Esta dissertação baseia-se num projeto de uma instalação fotovoltaica que servirá de alimentação ao novo edifício do ISR o edifício nZEB. O espaço de implantação é o principal limitador de uma instalação fotovoltaica e a chave para uma boa instalação parte do aproveitamento adequado do mesmo. Existe essencialmente dois tipos de espaços, instalação em solo ou instalação em coberturas de edifícios. Relativamente a instalações em solos os fatores a ter em conta são o tipo de solo sendo uns mais arenosos e outros mais rochosos. Este fator irá determinar o tipo de estrutura a aplicar podendo ser de estacas ou fixas em bases de betão. Estas estruturas poderão estar associadas estruturas com seguidores solares.

Devido às suas características os seguidores não são aplicados em coberturas, sendo predominante o uso de estruturas fixas que acompanham a inclinação do telhado. No caso de coberturas sem inclinação são usualmente aplicadas estruturas com regulação de ângulo, essenciais ao aumento da produção e rendimento da instalação. Ao nível das coberturas existem outras condicionantes, nomeadamente o peso, por isso tem sido desenvolvidas novas técnicas e estruturas mais leves de forma a diminuir ao máximo este fator, entre as técnicas que se têm desenvolvido a mais usual é a aplicação de telas/tapetes fotovoltaicos eliminando desta forma o uso de estruturas por outro lado o uso de materiais mais leves nas estruturas e mais aerodinâmicos diminuindo o impacto da força do vento.

Existem alguns países que diferenciam a comparticipação, incentivando à utilização de espaços em edifícios em detrimento de espaços em solo por vários motivos. Sendo um espaço em solo fica associada a ideia de que o espaço é subaproveitado, ou seja um espaço em solo que apenas serve uma instalação fotovoltaica é não aproveitar o espaço na sua totalidade, uma vez que serve apenas um princípio, o de gerar eletricidade. Por outro lado, não poderá crescer no espaço ervas ou árvores que irão formar sombras indesejadas surgindo o uso de químicos ou outros tipos de técnicas que vão contra o que é essencial às energias renováveis, queremos uma energia limpa e amiga do ambiente. Outro motivo também forte é o transporte de energia, quando se usa instalações em solo, estes são usualmente afastados de onde realmente se precisa da energia. Este fator implica perdas significativas dando cada vez mais sentido às

instalações em edifícios sendo a energia consumida no próprio local da instalação. Assim sendo, surge agora uma terceira fase de instalações que denominadas BIPV, o qual usa os painéis fotovoltaicos como parte integrante dos edifícios. A baixa produção em fachadas dificultou durante alguns anos este tipo de instalações no entanto com a diminuição dos preços e o avanço nas tecnologias de fabricação torna-se hoje um sonho tornado realidade para muitos que trabalham e que vêm nas Energias renováveis uma energia de futuro.

A Figura 1 mostra o desenho e corte do edifício em estudo, assim como os espaços adjacentes ao mesmo. Tem-se então a possibilidade de usar os vários tipos de instalação, que vão ser aprofundadas e fundamentadas.

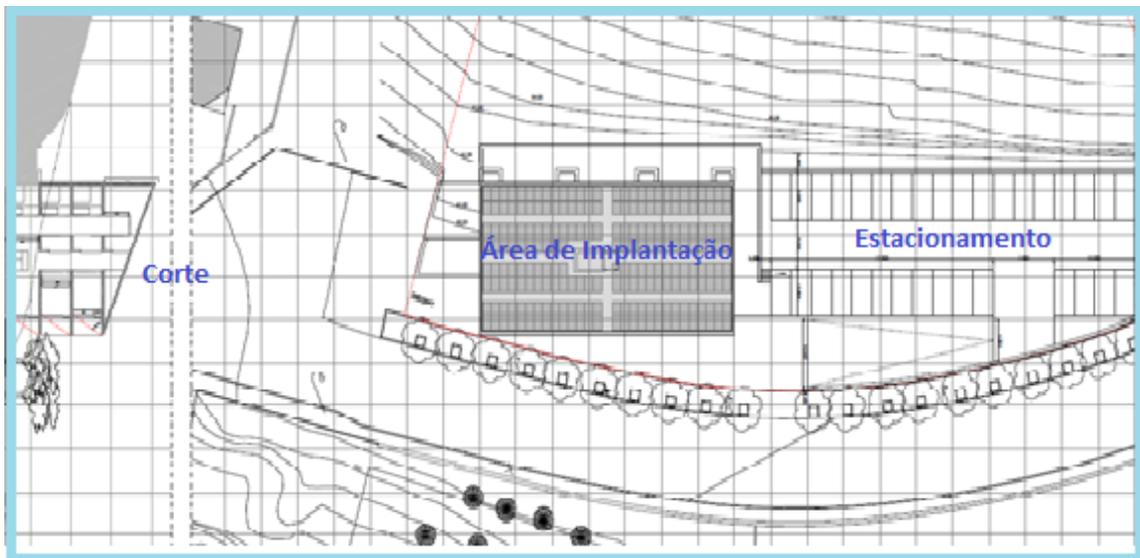


Figura 1 – Área de implantação

A área de estacionamento poderia ser usada para a instalação de uma cobertura para os veículos sendo integrada nesta um sistema fotovoltaico, tendo assim a dupla funcionalidade uma de produção de energia que poderia servir para carregar veículos elétricos e outra de abrigar os carros. No edifício pode-se estudar a possibilidade de integração em edifícios tal como o aproveitamento do telhado.

1.2 Objetivos

Teve-se como objetivo elaborar um estudo para otimizar a produção fotovoltaica de forma o mais eficiente possível e adequar a produção ao consumo do edifício com o mínimo de perdas. Neste projeto optou-se por uma instalação de estrutura fixa no novo edifício nZEB sendo estudada a opção com maior viabilidade técnico-económica e a possibilidade de outras situações que poderão ser viáveis.

1.3 Estrutura da tese

A dissertação começa com uma pequena análise ao consumo do edifício DEEC que serviu de base para caracterizar o consumo do novo edifício nZEB. De seguida é dada informação sobre os equipamentos base, que constituem um sistema fotovoltaico, nomeadamente painéis e inversores. No quarto capítulo é demonstrado o estudo do consumo do novo edifício nZEB, onde se verifica as diferenças entre a energia consumida no edifício nZEB e a energia produzida pelo sistema fotovoltaico ao longo do ano. O quinto capítulo reserva-se à forma de dimensionamento usada para a instalação em causa. O sexto capítulo é exposto o estudo realizado, onde se faz referência aos fatores que influenciam na produção de uma instalação, apresentando-se os vários resultados através do recurso ao simulador PVSYST. É um estudo separado de cada fator analisando a sua contribuição para o melhoramento da instalação fotovoltaica. Estes dois últimos capítulos são a fundamentação para a escolha da instalação ótima indicada nas conclusões.

Os anexos são divididos em três partes, uma inicial onde se encontram as figuras, e alguns desenhos em CAD, tabelas de cálculos e algumas bases teóricas que serviram de apoio ao trabalho desenvolvido. A segunda onde se expõem algumas informações adicionais e uma terceira onde se encontra uma memória descritiva para a instalação.

2 Caracterização do Problema

2.1 Condições de Consumo nZEB e cenários possíveis

Esta instalação vai servir as necessidades de consumo de forma direta, ou seja, em regime de autoconsumo o que significa que pela lei atual não pode injetar energia na rede pública. Assim, ou consome o que se produz ou desliga o sistema de produção na ausência de consumo. Este facto permite investigar uma forma otimizada de produção versus consumo para aproveitar ao máximo a geração de energia fotovoltaica e consumir o menos possível a energia da rede pública através de um quadro de deslastre com controlo. Adiante será feita uma comparação entre o autoconsumo e a venda de energia na instalação para se tirar elações sobre o tipo de investimento mais rentável.

Foi realizada também uma análise à possibilidade de alimentar o novo edifício a partir do posto de transformação do edifício do Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de Computadores, que poderá também reduzir o valor em termos de consumo de energia, no caso de ser produzida energia não consumida no edifício nZEB.

Pelos gráficos da Figura 2 verificamos que dos 56MWh que o DEEC consome, cerca de 48,7% são consumidos em horas cheias e 20,4% em horas de ponta. O custo destes dois juntos totaliza praticamente 75% do consumo do edifício. O que significa que o edifício tem o maior consumo durante o horário de produção fotovoltaica deixando antever que será uma boa perspetiva de investimento.

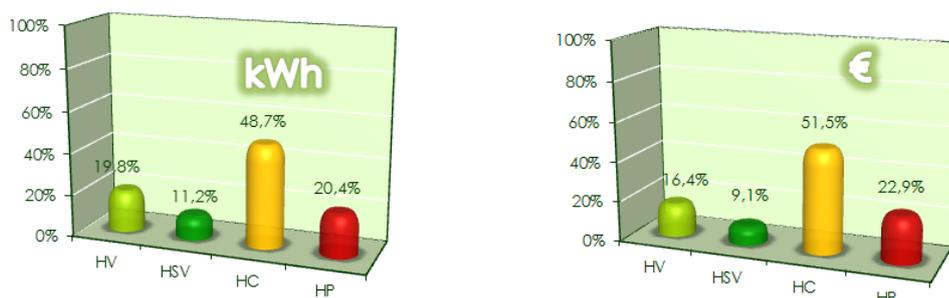


Figura 2 – Gráficos de consumo e custos associados ao DEEC

Assim tem-se como cenários possíveis:

- Ligação em baixa tensão diretamente na rede pública;
- Ligação ao edifício existente DEEC que é alimentado em média tensão com posto de transformação.

No primeiro cenário teria que se recorrer a um banco de baterias de apoio á instalação fotovoltaica, o que é dispendioso. Assim, surge um segundo cenário com ligação ao edifício existente, o DEEC, em que este fará a troca de energia como se de um banco de baterias se tratasse. Uma vez que o consumo do DEEC é muito superior ao do nZEB, a instalação fotovoltaica irá produzir a totalidade da energia consumida no nZEB, a energia produzida a mais será consumida no DEEC e devolvida a quando a produção fotovoltaica for reduzida ou nula, nomeadamente à noite e no inverno.

3 Estudo e Controlo da Qualidade da Instalação

3.1 Eficiência da célula fotovoltaica

A célula fotovoltaica é constituída por uma ou mais junções pn que aproveitam os raios solares para gerar energia a sua estrutura e função encontra-se na Figura 14 no anexo A.

As perdas individuais de uma célula solar de silício cristalino, são dadas no seguinte balanço energético:

100% Energia solar irradiada Fonte: (Instituto Superior Técnico, 2004)

- - 3,0% Reflexão e sombreamento dos contactos frontais
- - 23,0% Insuficiente energia do fotão na radiação de onda longa
- - 32,0% Excedente de energia do fotão na radiação de onda curta
- - 8,5% Recombinação
- - 20,0% Gradiente elétrico numa célula, especialmente na região da barreira de potencial
- - 0,5% Resistência em série (perdas térmicas da condução elétrica)

Resulta = 13,0% Energia elétrica utilizável

Posto isto e tendo em conta os princípios funcionais de uma célula fotovoltaica, verifica-se que, o aumento da eficiência de conversão de energia de células solares de silício provém da capacidade de geração de energia de uma célula. Esta capacidade está diretamente relacionada com a tecnologia utilizada para a sua produção e a sua eficiência na conversão de energia. O custo de produção depende tanto do semicondutor utilizado como da estrutura da célula.

O uso preponderante do Silício para o desenvolvimento de células solares deve-se a um conjunto de fatores, tais como a abundância de materiais, custo de processamento, desempenho, estabilidade térmica e mecânica. Além disso, a compatibilidade entre a magnitude de seu *gap* de energia (faixa proibida de energia entre as bandas de energia de valência e de condução) e a sensibilidade no espectro solar torna o silício o material mais comum para aplicações fotovoltaicas.

De entre as técnicas para se aumentar a eficiência de conversão da energia em células solares de Silício, destacam-se:

• **Texturização da superfície:** consiste em mudar o perfil da superfície do substrato de Silício para obter um melhor aproveitamento da luz incidente. A ideia da texturização é aumentar a área da superfície exposta ao Sol, para aumentar o número de fótons. Reduzir a refletância da superfície através da texturização também é um processo importante na melhoria da eficiência de células solares.

Neste processo estão a ser desenvolvidas texturizações ao nível da nanotecnologia em células de nanofios que com a dimensão exata conseguem absorver 71% da luz solar, por outro lado a diminuição da espessura da célula para gerar uma maior voltagem e diminuir o gasto em silício. A Solland solar apresenta um exemplo de evolução ao nível da texturização conforme se pode ver na Figura 3.



Figura 3 – Inovação ao nível da texturização

Fonte: (<http://www.photonics.com/Article.aspx?AID=36670>)

• **Multijunção:** consiste basicamente em construir a junção pn a partir de semicondutores diferentes, aproveitando as qualidades de cada material. Conseguem-se maiores eficiências com a utilização de multijunção. Um exemplo clássico de multijunção é o GaAs/Ge.

Para se ter uma ideia do avanço alcançado, o recorde anterior de 40,7% de eficiência utilizava numa lente do tamanho de uma mesa e com uma espessura de 30 centímetros para concentrar a luz solar exatamente sobre a célula. Agora, a nova célula capaz de converter a luz do sol em eletricidade com uma eficiência de 42,8% precisa de uma lente que não chega a 1 centímetro de diâmetro. Esta é uma célula solar que tem o potencial para mudar a forma

como a eletricidade é gerada. É um objetivo cada vez mais perto de ser atingido graças ao pesquisador Allen Barnett, ressaltando que a diminuição do ótico permite a utilização das células até mesmo para abastecer um computador portátil. No novo processo, ao invés de utilizar uma única célula solar como bloco básico, os pesquisadores descobriram como fabricar uma célula solar dupla, ligando as duas em série (*in tandem*), um esquema no qual as duas células funcionam de forma cooperativa, capturando maior quantidade de energia do Sol. Fonte : (inovacaotecnologica, 2007).

Todos os painéis solares fotovoltaicos são formados por ligações em série e em paralelo de inúmeras células solares individuais. A diferença agora é que cada "célula solar individual" é, na verdade, uma célula solar dupla, tripla ou de mais junções. As novas células solares em série são formadas por células solares multicamadas, cada uma com diferentes características de absorção da luz, o que permite que o conjunto aproveite uma faixa maior do espectro da luz que incide sobre elas. Mesmo sem tratamento especial e em larga escala, o processo de fabrico das camadas das células é feito a partir de uma solução de materiais semicondutores normais. A solução é formada por polímeros e derivados de fulerenos, com uma camada transparente de óxido de titânio (TiOx) que individualiza e, ao mesmo tempo, une a célula dianteira com a célula traseira. A camada de TiOx funciona como uma camada de coleta e transporte de elétrons para a primeira célula e como um substrato para que a segunda célula possa ser construída. O primeiro protótipo apresentou uma eficiência de aproveitamento da luz solar de 6,5%, gerando até 200 miliwatts de potência por centímetro quadrado de painel solar. No entanto a perspectiva é de continuar a ser possível melhorar muito, pois na fase inicial ouve uma maior preocupação com a avaliação de funcionamento da arquitetura de células solares em série. Fonte: (inovacaotecnologica, 2007)

Em resumo, pode-se afirmar que existem avanços de várias formas contudo em todos os casos de desenvolvimento o passo mais difícil é sempre a passagem do laboratório para a fabricação em larga escala, onde a complexidade de processos e o valor a despender são preponderantes em termos de investimento/negócio.

3.2 Quadro resumo painéis

No anexo A apresenta-se as características dos vários tipos de painéis no entanto de uma forma sucinta é apresentada na Tabela 1 As características das tecnologias mais conhecidas no mercado para os painéis fotovoltaicos.

Tabela 1 – Resumo de características de painéis com diferentes tecnologias (Fonte: NREL – National Renewable Energy Laboratory)

Tipo	Vantagens	Desvantagens	Eficiência em painéis comerciais	Eficiência em células
a-si	<p>Produção mais constante robusta a sombreamentos e tempo nebulado;</p> <p>Baixo consumo de energia na produção;</p> <p>Processo de fabricação relativamente simples e barato;</p> <p>Possibilidade de fabricação de células com grandes áreas.</p>	<p>Potência por área muito reduzida necessita de uma grande área de implantação;</p> <p>As células são afetadas por um processo de degradação logo nos primeiros meses de operação;</p> <p>Baixa eficiência de conversão, comparada às células mono e policristalinas de silício.</p>	10%	13%
CdTe	Custo de produção baixo.	O uso de Cadmium obriga a cuidados ambientais.	14%	18.3 %
CIS / CIGS	É a mais eficiente tecnologia do tipo filme fino.	Tecnologia em desenvolvimento pode ainda melhorar as suas performances.	<p>Tecnologia CIS 13%</p> <p>Tecnologia CIGS 14%</p>	<p>Tecnologia CIS 19.7%</p> <p>Tecnologia CIGS 20.4%</p>

Policristalino	Produção em grande escala torna-o mais barato que o monocristalino.	Influência da temperatura e do sombreamento e tempo nebulado.	17% Tecnologia Solland (com ranhuras tipo folha de arvore e contactos na parte posterior)	20,40%
Monocristalino	Comparando com o polycristalino este é mais eficiente e tem menos perdas com a temperatura.	Ligeiramente mais caro que o policristalino devido ao maior custo de produção.	19% Tecnologia Maxeon Cell (vidro antirreflexo sem qualquer tipo de ranhuras ou contactos na frente da célula)	25%
GaAs/Multijuntion	É a tecnologia mais eficiente.	Preço muito elevado desenhado para seguidores solares ainda não está devidamente comprovada a durabilidade.	36.2%	44%

Cada tecnologia tem os seus problemas não existe nenhum painel que dure para sempre, uma das formas de se resolver rapidamente avarias que provocam quebras de produção significativas é ter conhecimento dessas anomalias, algumas das anomalias mais comuns apresentam-se na Tabela 2.

Tabela 2 – Complicações possíveis nos vários tipos de painéis Fonte:(SMA Solar Technology AG, 2013)

Tecnologias dos módulos	Corrosão (TCO)	Polarização	Corrente de fuga capacitiva	Correntes de fuga
c-Si	x	Provável	Pouco provável	x
a-Si	Muito provável	x	x	Pouco provável
CdTe	Muito provável	x	x	Pouco provável
CIS / CIGS	x	Provável	x	Pouco provável

3.3 Inversor

A principal função de um inversor de corrente consiste em estabelecer a ligação entre o gerador fotovoltaico e a rede elétrica de corrente alternada (AC) ou a carga AC. Neste contexto, este equipamento exerce as seguintes tarefas:

- Converter a corrente DC gerada pelo painel fotovoltaico em AC: Como a corrente gerada através do efeito fotovoltaico apresenta-se na forma contínua, o inversor deve criar uma forma de onda alternada. A sua principal tarefa consiste em converter o sinal elétrico DC do gerador fotovoltaico num sinal elétrico AC, e ajustá-lo para a frequência e o nível de tensão da rede a que ficará ligado. O nível de semelhança com a forma de onda senoidal deve ser alto (pouca distorção). Por imperativo de fabrico dos equipamentos elétricos, é normalmente utilizado a tensão de 230 V (ou 230/400 V), que corresponde à tensão nominal das redes elétricas de distribuição do espaço Europeu. É importante realçar que apesar de existirem no mercado equipamentos domésticos que são fabricados de modo a funcionarem à tensão de 12 V ou 24 V (televisões, frigoríficos, etc.), a sua utilização pelos consumidores é muito reduzida já que, o seu preço é na maioria dos casos relativamente elevado.

- Rastrear o Ponto de Máximo de Potencia (MPPT – Maximum Power Point Tracking) – Através do controlo da corrente e tensão, esse sistema é capaz de fazer ajustes para manter os módulos fotovoltaicos a funcionar perto do seu ponto de maior potência, que varia de acordo com a radiação solar incidente.

- Desconexão e isolamento: O inversor deve desconectar o sistema fotovoltaico da rede caso os níveis de corrente, tensão e frequência não estejam dentro da faixa aceitável dos padrões da rede elétrica ou também do lado CC. O inversor deve ainda isolar o gerador FV da rede quando a mesma não estiver desligada, seja por falhas ou operações de manutenção, evitando possíveis acidentes com operadores.

- Relatórios de Status – Os inversores podem apresentar um painel de informação com parâmetros de entrada e armazenamento das informações em *data-logger* ou envio para um computador através de uma aplicação remota por *link* de dados ou transmissão por satélite. Podem ser registrados, por exemplo, grandezas elétricas como a tensão CC e CA, corrente CC e CA, potencia CA, energia CA diária, energia CA acumulada entregue à rede, frequência, e os parâmetros meteorológicos e térmicos, como irradiação no plano dos geradores e a temperatura de operação dos módulos.

Evolução do rendimento – curva e valores de medição

O rendimento consiste na relação entre a potência de saída e a potência de entrada, sendo indicado em percentagem.

$$\eta = \frac{\text{Potência de entrada}}{\text{Potência de saída}} (\%) \quad \text{Equação 1}$$

No que diz respeito a inversores existe dois tipos de rendimento, o rendimento máximo e o rendimento europeu. O rendimento máximo é o rendimento mais elevado do inversor na tensão estipulada de entrada. O rendimento europeu calcula-se mediante ponderação de diversos rendimentos em carga parcial e do rendimento em carga plena na tensão estipulada de entrada em função da frequência da sua ocorrência. A fórmula de cálculo é:

$$\eta_{EU} = (0,03 \times \eta_{5\%}) + (0,06 \times \eta_{10\%}) + (0,13 \times \eta_{20\%}) + (0,1 \times \eta_{30\%}) + (0,48 \times \eta_{50\%}) + (0,2 \times \eta_{100\%})$$

Comportamento de “derating”

No inversor estão implementados mecanismos de segurança que protegem o inversor de danos provocados pela elevada temperatura ambiente ou pela elevada corrente de saída. Esses mecanismos reduzem a potência de saída do inversor a este mecanismo é dado o nome de “derating”.

O conversor eletrónico de corrente contínua em corrente alternada, ou inversores, utilizados em fontes alternativas de energia, são divididos em três grupos principais, no que diz respeito a forma de onda da saída: onda quadrada, onda sinusoidal modificada (ou quasi-sinusoidal) e onda sinusoidal.

3.3.1 Inversor com múltiplo mppt

Este tipo de inversor é usado no caso de existir mais do que um plano de painéis com diferentes ângulos em relação ao sol. O facto de o inversor poder rastrear dois pontos máximos de operação diferentes ajuda nestes casos a melhorar a produção de energia.

Também podem ser úteis quando uma parte dos painéis se encontra à sombra num determinado período do dia. No anexo A encontra-se na Figura 16 o modo de funcionamento.

3.3.2 Conceito das unidades integradas inversor/módulo

Um dos pré-requisitos para a maior eficiência global do sistema consiste na compatibilidade entre os inversores e os módulos fotovoltaicos. Seria por certo mais vantajoso se cada módulo estivesse funcionando permanentemente no seu ponto de máxima potência (MPP). Na prática isto é possível. No entanto, o ajuste do MPP será sempre mais bem-sucedido se os módulos fotovoltaicos e os inversores forem integrados numa única unidade. Estas unidades módulos/inversores estão atualmente disponíveis no mercado e são designadas por módulos AC.

Alguns dos inversores integrados são tão pequenos que podem ser montados na própria caixa de junção do módulo.

Outra das vantagens destes módulos reside na sua modularidade, pois nas restantes configurações a expansão do sistema fotovoltaico não é tão simples. Os módulos AC permitem que os sistemas fotovoltaicos sejam reforçados conforme o desejado, ou que sejam constituídos por um único módulo. A Figura 17 no anexo A mostra o funcionamento deste tipo de inversores.

A maior desvantagem destes módulos é a sua menor eficiência contudo na realidade, existe uma diferença não muito significativa em relação aos inversores centralizados, porque a menor eficiência é compensada pela maior produção energética que resulta do ótimo ajuste para o ponto MPP dos respetivos módulos. A escolha destes inversores não é ajustada à instalação em causa mas sim em situações em que existem obstáculos que podem provocar sombras ou telhados com diferentes orientações. A pesquisa efetuada a várias marcas destes inversores e os resultados de simulação apontam para uma perda de produção superior a 2 MWh por ano, conforme será demonstrado no capítulo 5.

3.3.3 Inversor central

Durante os primeiros anos em que se instalaram sistemas FV, foi habitual configurar a instalação do sistema segundo um conceito designado por *inversor central*. No entanto verificou-se que esta não era a melhor escolha por vários motivos, um deles é a disponibilidade. No caso de avarias dos inversores centrais toda a produção parava resultando numa enorme perda durante o período de reparação/ substituição deste equipamento assim com o tempo foi-se adaptando o número de inversores instalados ao tamanho das instalações, este número depende do projetista que deve ter em conta alguns fatores tais como distância dos inversores aos quadros de parque ou aos painéis dimensionando e balanceando também os custos versus perdas. Na Figura 18 no anexo A encontra-se um inversor central da marca Fronius

3.3.4 THD (caso do SMA TL 7000)

Um dos problemas com os inversores é os harmónicos provocados por estes na rede elétrica. Este fator tem vindo a ser alvo de melhorias no entanto ao analisar o manual do inversor, verifica-se pela análise da curva de rendimento que este possui baixo rendimento, abaixo dos 800 W, como se pode observar na Figura 19 no anexo A.

Analisando também os dados de ligação à rede do inversor, a marca apenas garante THD em corrente inferior a 4%, quando o coeficiente de distorção harmónico em tensão for inferior a 2% e a potência de saída maior do que 3500 W.

Realizou-se uma análise a uma instalação que continha vários inversores instalados e através de analisadores de rede verificou-se que por exemplo aquando a passagem de nuvens em frente ao sol provocava um aumento nos harmónicos. Isto porque como indicado para valores de potência de funcionamento baixos o inversor provoca harmónicos. Assim deve-se sobre dimensionar a potência dos painéis em relação à potência do inversor, dividir os inversores em sub-redes utilizando vários transformadores em vez de um central, de forma a facilitar o sincronismo com a rede.

Uma vez que os painéis têm diferentes formas de funcionamento é importante adequar o tipo de painel ao tipo de inversor. Existem no mercado, inversores adequados aos diferentes painéis. A Tabela 3 indica quais os inversores a utilizar para os diferentes tipos de painéis.

Tabela 3 – Inversor Vs tipo de painel

Tecnologias dos módulos	Sem transformador	Com transformador ligação à terra do lado positivo	Com transformador ligação à terra do lado negativo
c-Si	Adequado	Pode ser usado	Pode ser usado
a-Si	Não adequado	Não adequado	Adequado
CdTe	Não adequado	Não adequado	Adequado
CIS / CIGS	Não adequado	Não adequado	Adequado
Módulo de película fina flexível	Adequado	Pode ser usado	Pode ser usado

3.4 Ligação à rede elétrica do edifício

Em relação a instalações de autoconsumo existe um acessório para o inversor SMA STP 15000TL chamado Power Control Module, que permite controlar a potência do inversor para impedir a injeção de corrente na rede. Este dispositivo é ligado a um analisador de rede que verifica o consumo na instalação e reduz a produção de energia de forma a garantir que a produção não ultrapasse o consumo. A potência de saída do inversor é controlada para 100%, 60%, 30% e 0% sendo possível emparelhar no mesmo sistema de controladores até 4 inversores. As Figura 20 e Figura 21, no anexo A, exibem o pormenor da ligação do controlador ao inversor e a forma de ligação na rede.

No caso de se usar outros inversores, outras marcas também estão a desenvolver este tipo de dispositivo. Contudo de momento a solução seria colocar um quadro com um analisador de rede ligado a um medidor do lado do consumo e outro do lado da produção. Sempre que a produção for superior ao consumo este quadro iria desligar o inversor da rede.

Uma forma de se fazer de forma semelhante ao que o power control module da SMA faz é desenvolver-se um quadro que desligue um conjunto de strings ou um conjunto de painéis consoante a carga necessária.

4 Análise do Consumo Estimada

De forma a se poder dimensionar a potência instalada deste projeto foi elaborado este estudo tendo em conta os consumos do Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de Computadores da Universidade.

Os dados de consumo foram-me fornecidos para os meses de Fevereiro e Maio 2013 sendo os restantes meses referentes ao ano 2010. De notar que se verifica um decréscimo no consumo de energia no departamento entre 2010 e 2103 o que no entanto o novo edifício nZEB pretende-se que seja ainda mais eficiente. Assim aos dados de consumos do DEEC foi aplicado um fator que relaciona a diferença entre os consumos no departamento DEEC e o novo nZEB. Segundo a informação que me foi passada por colegas de curso que desenvolveram o projeto de instalação elétrica e estudo térmico, o novo edifício deverá ter um consumo menor que 1/6 do consumo do DEEC, o que leva a um consumo anual na ordem dos 95553 (kWh/ano).

Tendo em conta este cenário foi feito um estudo exaustivo de dimensionamento à instalação fotovoltaica para obtenção da solução ótima a aplicar.

4.1 Condições de Consumo

Este estudo tem o objetivo de minimizar as perdas com as transferências de energia e verificar o comportamento do consumo e produção de energia tanto ao longo do dia como ao longo do ano.

4.1.1 Análise geral ao consumo do edifício

Na Figura 4 são apresentados os consumos médios estimados durante 24h para os diferentes meses do ano no nZEB, estes valores foram obtidos aplicando-se um fator multiplicativo que relaciona o consumo do DEEC em relação ao nZEB . O mês de maior consumo no DEEC em 2010, foi o de fevereiro e o de menor consumo o de agosto. Também

se pode verificar que o maior consumo situa-se a partir das 8h da manhã até às 20h, com pico às 11h e às 16h. O consumo em todo o ano, para todos os meses, apenas diminui em quantidade descrevendo a mesma curva ao nível de horários.

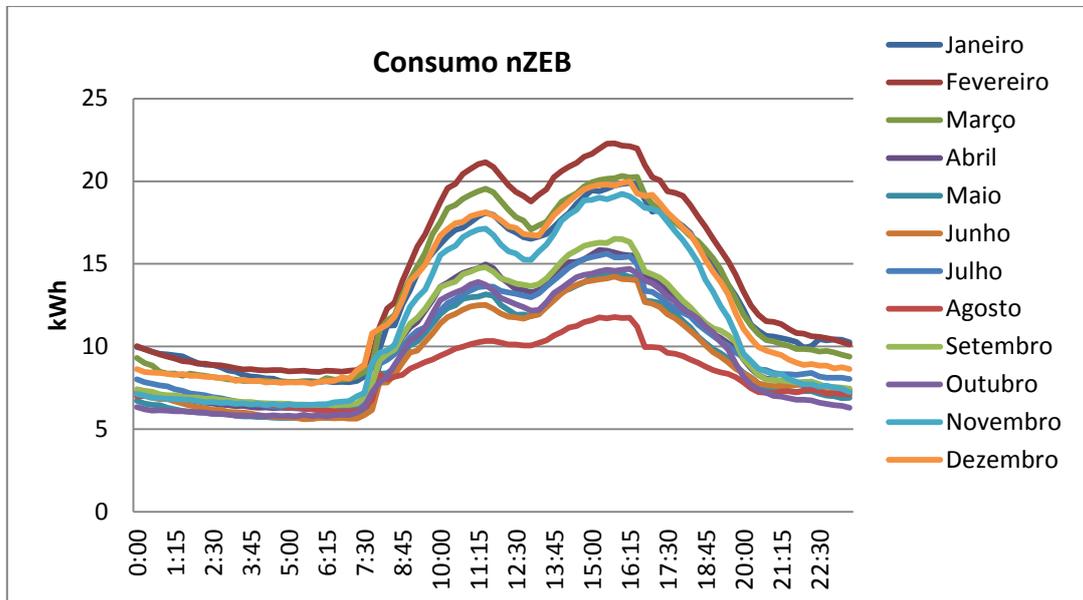


Figura 4 – Consumo ao longo do dia do novo edifício nZEB para diferentes meses

Tendo em conta os consumos médios anuais foram realizadas algumas simulações com diferentes tecnologias tendo em conta o espaço existente no telhado, esses resultados encontram-se refletidos na Figura 5.

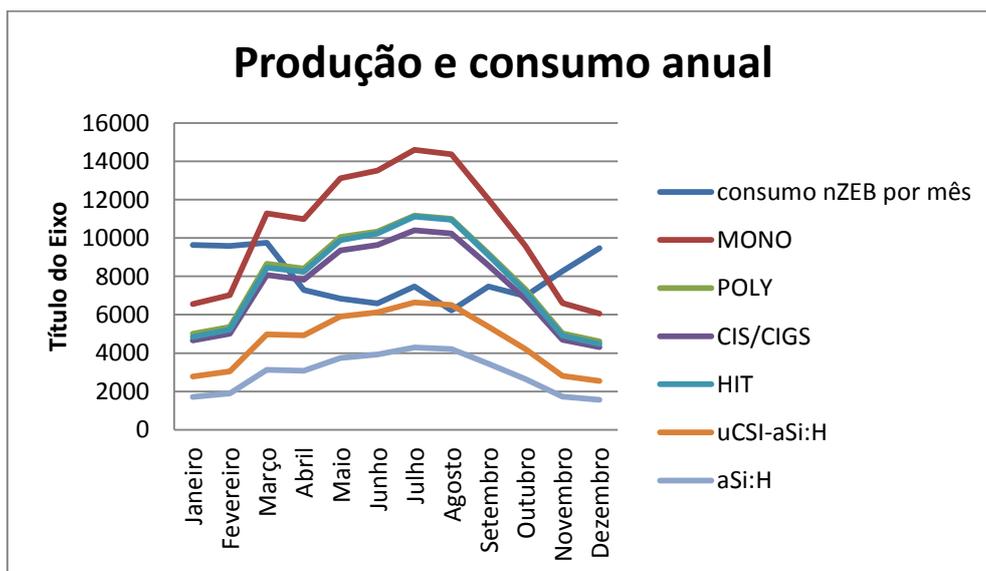


Figura 5 – Produção de energia nas várias tecnologias e consumo anual

Das tecnologias existentes apenas os painéis monocristalinos, policristalinos e HIT conseguem atingir o valor de produção superior ao de consumo estimado. Os CIS ficam ligeiramente abaixo e os microcristalinos e silício amorfo precisam de muito mais espaço para obter a produção desejada.

De forma a se ter uma noção do comportamento de cada tecnologia apresenta-se exposto Figura 6 a produção por kWp instalado para os diferentes tipos de tecnologias.

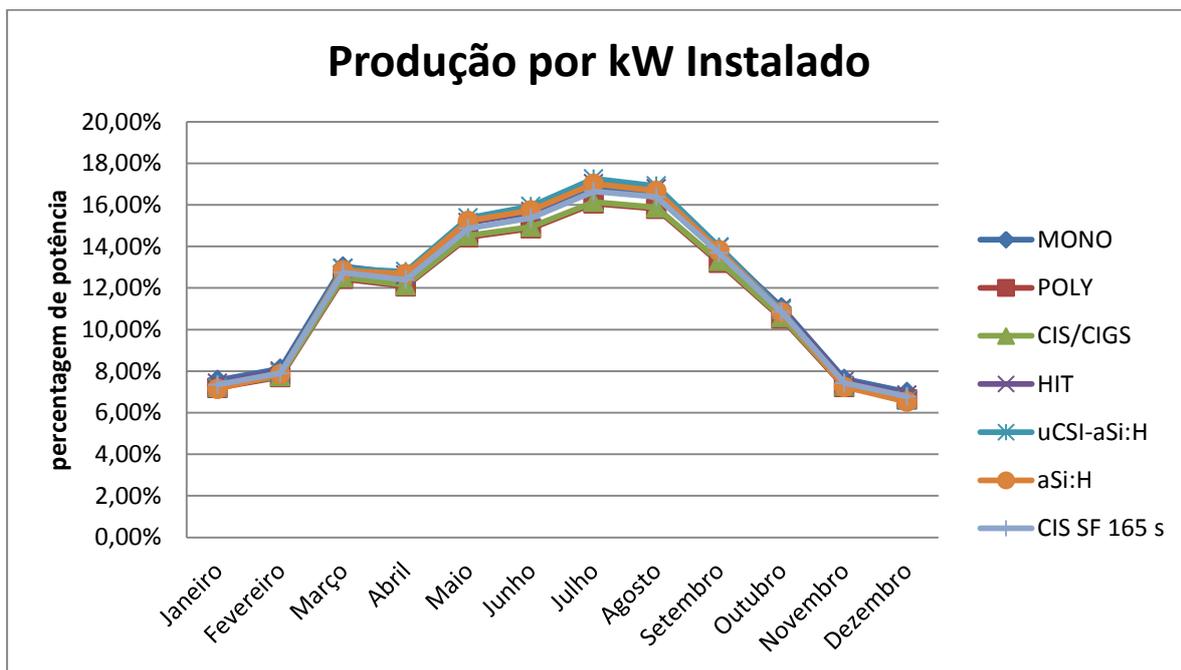


Figura 6 – Comparação de produção por kWp instalado nas várias tecnologias

De acordo com o gráfico, existe um comportamento diferente, mas as diferenças não são muito acentuadas. O facto das diferentes tecnologias apresentarem um funcionamento com diferentes sensibilidades à radiação solar não é mais importante do que o espaço de implantação, ou seja, apesar de se pretender uma instalação com uma produção mais estável, o que é o caso do silício amorfo, a sua pouca eficiência leva à escolha dos monocristalinos, que possuem maior eficiência e uma grande amplitude de comprimentos de onda.

Para a instalação com painéis monocristalinos verifica-se na Figura 7 que a produção mínima garante o consumo mínimo para os meses de junho até setembro. Sendo a produção

média inferior em apenas quatro meses e meio por ano, o objetivo de produção equivalente ao consumo é mais do que garantido (95MWh/ano consumo para 125MWh/ano produção). Podendo ser reduzida a potência de instalação em 25% e por outro lado a energia consumida instantaneamente diminuiria, o que implicaria perdas na transferência de energia entre o DEEC e o nZEB.

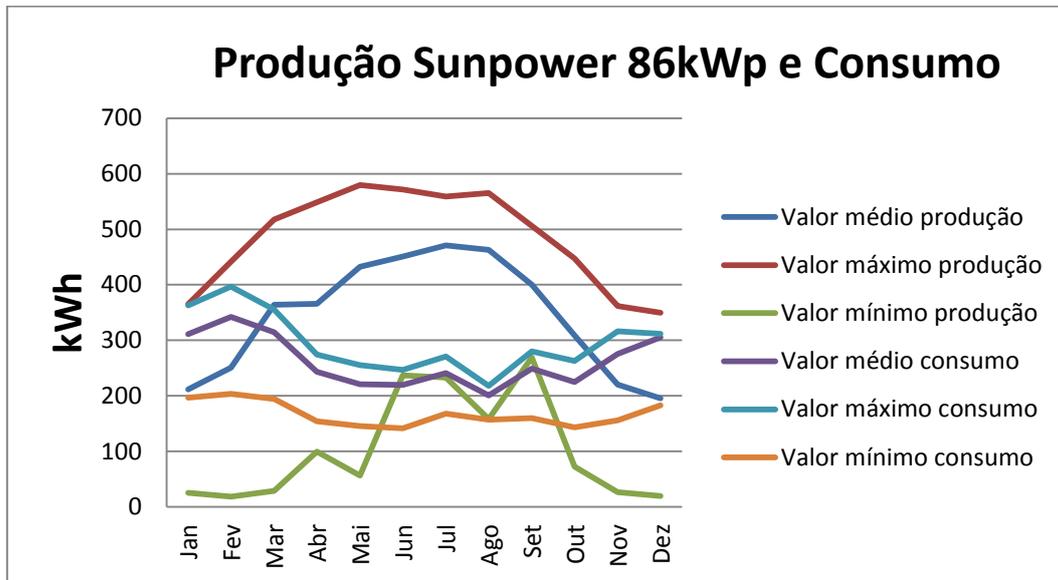


Figura 7 – Produção da instalação com painéis Sunpower 86kWp e o consumo anual

4.1.1.1 Para Fevereiro

Foi escolhido o mês de Fevereiro por ser o mês de maior consumo para o qual foi feita uma simulação e comparação diária. Foi feita a análise especificamente para as instalações possíveis, ou seja, para os Sunpower e para os Siliken. Uma vez que os Sunpower apresentam melhores resultados em termos de eficiência optou-se por apresentar os resultados deste na opção de 70 kWp, que se assemelham aos Siliken e apresentam uma produção anual acima e tão próxima quanto possível do consumo pretendido.

De acordo com a simulação que se verifica na Figura 8, a produção neste período é quase sempre inferior ao consumo, com exceção para o fim de semana. Assim sendo, praticamente toda a energia produzida é consumida instantaneamente, sendo grande parte da energia proveniente do DEEC.

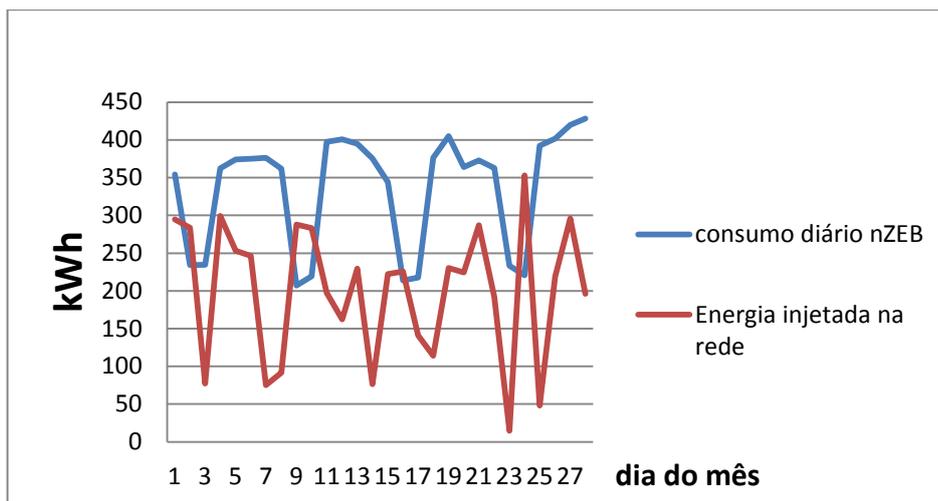
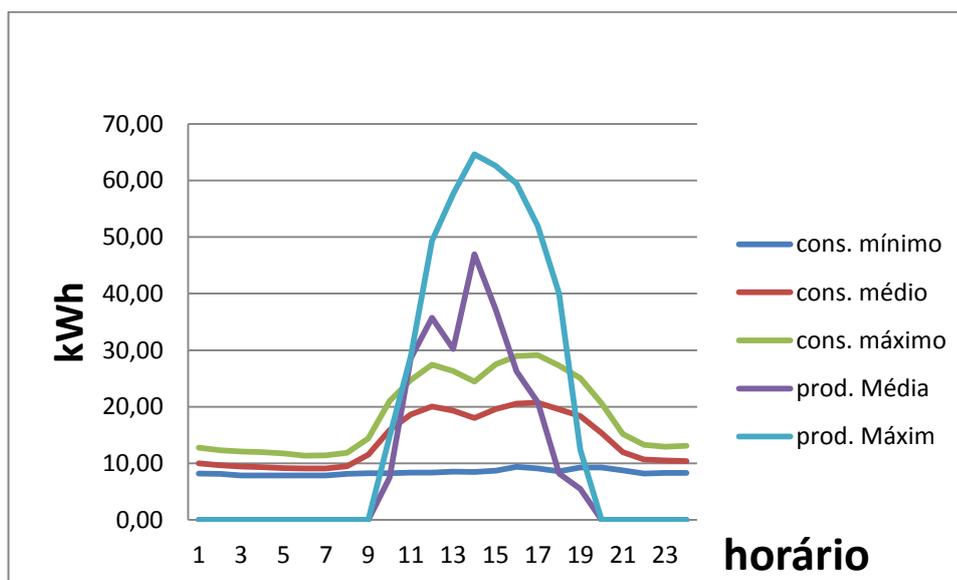


Figura 8 – Consumo e produção para o mês de Fevereiro

Após o tratamento de dados foi obtido o cenário da Figura 9 para o mês de Fevereiro.



**Figura 9 – Produção e consumos ao longo do dia para o mês de Fevereiro
(Sunpower 70kWp)**

Pode-se afirmar que os consumos estimados para fevereiro encontram-se no geral abaixo do valor da produção diária. No entanto Tabela 4 indica que em média poder-se-á

transferir, entre os edifícios, até 22% durante a semana enquanto aos domingos, feriados e sábados pode ser transferida até 75% da produção, pelo facto de não ser consumida toda a energia instantaneamente. No entanto isto ocorrerá apenas ocasionalmente nos poucos dias que Fevereiro terá de produção acima da média.

Tabela 4 – Produção e consumo para potência Sunpower de 70kWp (Fevereiro)

Energia consumida (kWh)			Produção (kWh)		Energia transferida (kWh)		
mínima	média	máxima	média	máxima	Consumo mínimo e produção média	Consumo média e produção média	Dias de consumo mínimo e produção máxima
201,96	336,40	446,92	197,43	353,20	119,53	43,60	266,16
Energia transferida (%)					60,54%	22,08%	75,36%

4.1.1.2 Para Agosto

Pelo motivo inverso a fevereiro foi escolhido o mês de agosto pelo facto de ser o mês de menor consumo. Também aqui se apresenta os resultados para a instalação do tipo monocristalino de 70 kWp mas foram feitos estudos também para a instalação de 87 kWp que neste período não traz qualquer mais-valia toda a produção excedente teria como destino o DEEC. Da mesma forma os Siliken apesar de menor rendimento conseguiam produzir energia suficiente neste período e também transferir excedente para o DEEC.

Para o mês de Agosto foi analisado o consumo médio de acordo com os dados disponíveis do ano de 2010. Foi aplicado o fator escala entre o DEEC e o nZEB de seis obtendo os consumos e produções que se verificam na Figura 10.

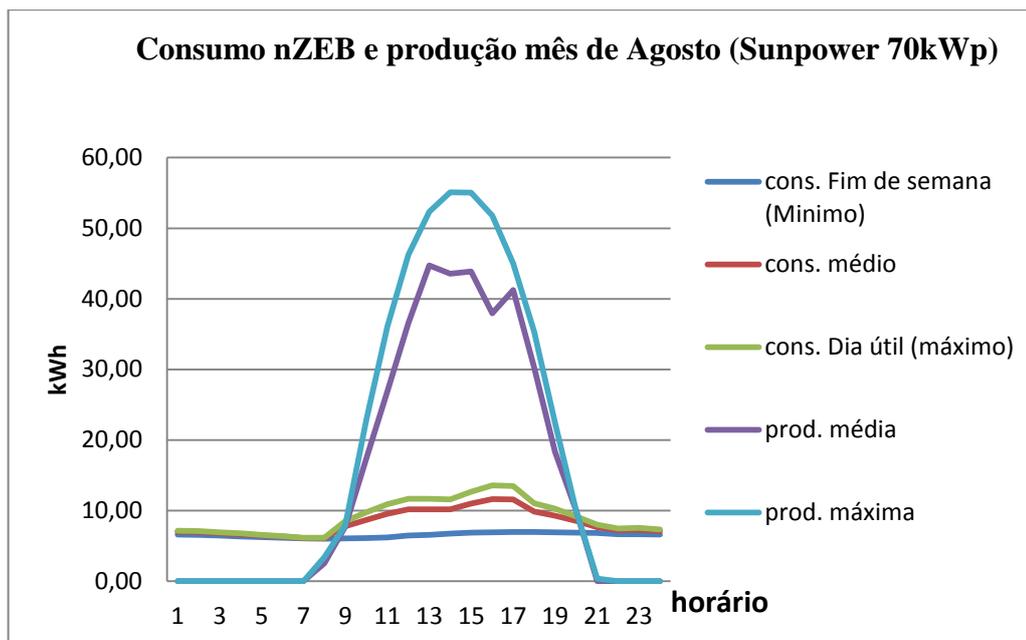


Figura 10 – Consumo nZEB e produção mês de Agosto (Sunpower 70kWp)

Após análise aos dados obtidos verifica-se que, em média, 66,48% da produção não será utilizada, podendo chegar aos 77,19%. No fim de semana ainda sobe mais a energia não consumida instantaneamente, que pode chegar aos 81,16%. Os valores encontram-se na Tabela 5.

Tabela 5 – Produção e consumo para potência Sunpower de 70kWp (Agosto)

Energia consumida (kWh/dia)			Produção (kWh/dia)		Energia Transferida (kWh/dia)		
mínima	média	máxima	média	máxima	média	máxima	fim de semana
157,26	200,52	218,23	361,35	444,27	240,22	278,92	360,57
Energia tranferida (%)					66,48%	77,19%	81,16%

4.1.1.3 Análise global

Para tratamento dos dados é necessário recorrer aos consumos no horário em que o sistema fotovoltaico está a produzir para se ter uma noção do que é consumido instantaneamente e o que é transferido para o DEEC. O horário de produção varia ao longo do ano. Este fator foi tido em conta e pode ser analisado de forma mais completa no capítulo 5.

Os meses críticos são os meses de maior produção. Tendo em conta o ponto anterior verifica-se que em Agosto a energia não consumida instantaneamente em média é de cerca de 66% da produção. Para se poder ter uma noção do que acontece então desde maio até outubro foi feito o estudo que se mostra na Figura 11.

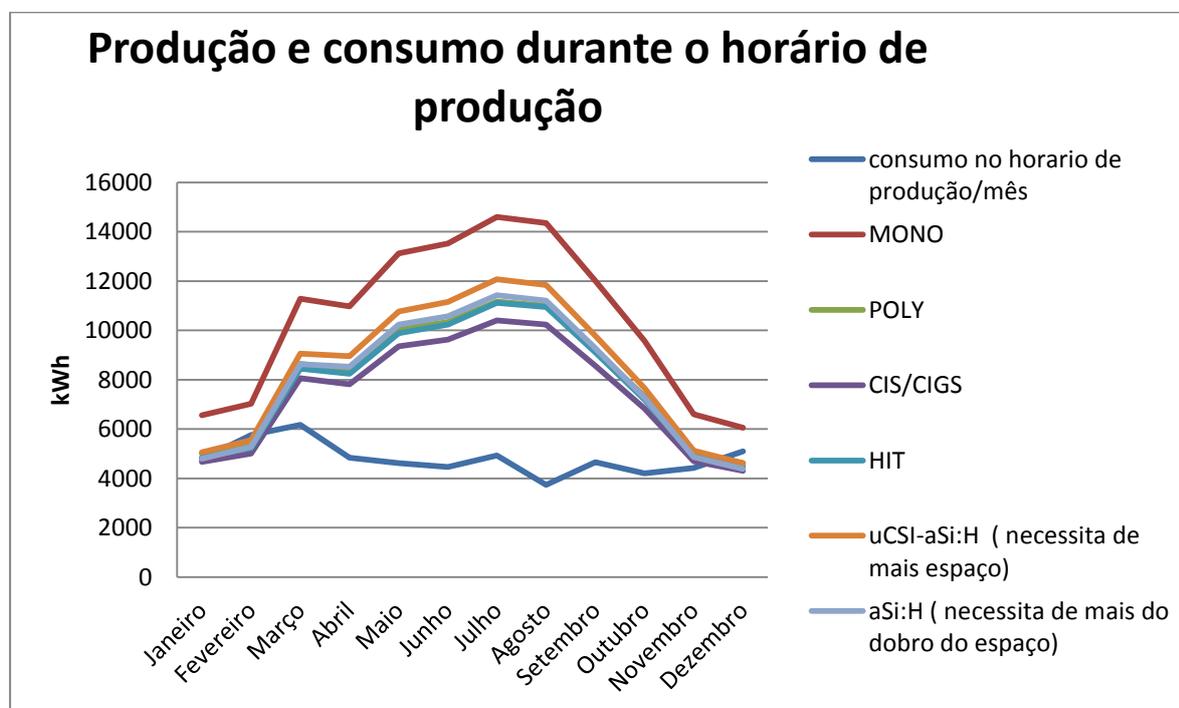


Figura 11 – Comparação entre consumo nZEB e produções durante o horário de produção

Nota: O gráfico demonstra o consumo apenas no horário em que o sistema fotovoltaico está a produzir. O sistema com painéis monocristalinos é o de 87 kWp e os sistemas com aSi:H e uCSI-aSi-H estão com potências próximas dos restantes. Contudo, tal é inviável por falta de espaço.

Confirma-se que entre março e outubro existe energia que não será consumida instantaneamente. O consumo indicado é médio, o que significa que no fim de semana haverá sempre energia não utilizada quando a produção ultrapassar os 6 MWh, que é o valor aproximado do consumo mínimo esperado.

O ideal seria haver uma ligeira redução no verão e aumento no inverno, o que pode ser conseguido com a alteração do ângulo, para um mais favorável de inverno e com a utilização

de painéis com características que possibilitem um aproveitamento de produção em condições de falta de radiação direta tais como o silício amorfo.

A primeira opção não vai ser equacionada por motivos estéticos e a segunda opção iria reduzir em muito a potência instalada, pelo que iria ter o efeito contrário de falta de energia fotovoltaica com uma produção ainda menor que a dos painéis CIS por fim a possibilidade de painéis do tipo HIT. Como mostra a Tabela 18 não trouxe uma vantagem efetiva pois apenas apresenta uma vantagem mínima em parte do mês de fevereiro e março e parte de outubro e novembro.

5 Dimensionamento da instalação

Para efetuar o dimensionamento da instalação, o primeiro procedimento consiste em efetuar uma visita ao local a fim de se escolher a área mais apropriada para a instalação do sistema fotovoltaico, ou em alternativa analisa-se o projeto de construção. Deve elaborar-se uma ficha de registo de dados relativos às especificações do sistema: orientação, inclinação, área disponível, fenómenos de sombreamento, comprimento dos cabos. Em seguida, a seleção dos equipamentos a usar e o seu dimensionamento.

5.1 Dimensionamento dos painéis

A escolha do painel com qualidade verifica-se logo à partida pela pouca variação ou dispersão das características elétricas dos mesmos, o que implica que uma serie de painéis deve ser composta por painéis com características o mais próximas possível. Deste modo a corrente gerada numa serie será limitada à corrente nominal do painel mais fraco.

A influência da temperatura na eficiência do painel é outro dado importante a ter em conta na escolha do melhor painel. Neste caso tem-se painéis com a inclinação do telhado, o que significa que tal deverá ser um entrave à eficiência da produção.

As garantias do fabricante, são também um fator preponderante para a escolha, pois deverá ser escolhido um painel com as melhores garantias de produção.

Finalmente a característica potência/área será de elevada importância devido à limitação de espaço de implantação.

No atual contexto de mercado os três tipos de painéis mais utilizados são silício amorfo, monocristalinos e policristalinos, pelo facto das restantes tecnologias ainda estarem em desenvolvimento não sendo neste momento opções técnico-económicas viáveis.

As três opções escolhidas para estudo são os melhores módulos de cada tipo, testados no ano de 2012, neste momento no mercado.

Da Tabela 6 verifica-se que a eficiência dos módulos irá afetar a quantidade de potência disponível para a mesma área de superfície. A implicação deste facto é que a capacidade do gerador de energia no mesmo espaço aumenta e resulta numa maior produção global anual. Assim, se o objetivo é a produção de energia máxima, tendo em conta um espaço limitado, a opção correcta será escolher os painéis com maior eficiência. Neste ponto já se sabe o número máximo de painéis que se pode usar. Contudo, este número terá de ser adequado consoante o inversor a instalar e o dimensionamento das strings do inversor escolhido.

Tabela 6 – Características principais dos painéis em estudo

	Sunpower	Siliken	Manz
Eficiência	20,4 %	15,7 %	14,6%
Potência	333 W	305 W	104W
Número de painéis na cobertura	260	228	616
Potência máxima possível na cobertura	86,58 kW	69,54 kW	64,43 kW
Dimensões Painel (mm)	1559 x 1046	1960 x 990	1200 x 600

5.2 Dimensionamento do inversor

Os inversores devem ser escolhidos tendo em conta vários fatores. Em primeiro lugar, deve ser analisado o local de instalação do inversor. Assim, deve ter-se em conta o IP do mesmo. Em segundo lugar, deve ter-se em conta o tipo de painel a instalar, escolhendo entre inversores com transformador ou sem transformador. Vai-se agora analisar mais ao pormenor qual a escolha acertada para o inversor da instalação.

Tendo em conta os painéis monocristalino em estudo ou os policristalinos a escolha certa é um inversor sem transformador, no caso de se escolher do tipo CIGs então a escolha recai sobre os inversores com transformador.

Pelo fato da potência nominal do gerador fotovoltaico ser atingida poucas vezes ao longo de um ano é comum subdimensionar o inversor em relação à potência do gerador fotovoltaico. O fator de dimensionamento de inversores, que representa a relação entre a capacidade do inversor e a potência nominal do gerador fotovoltaico, deve ser avaliado de

acordo com o local de operação do sistema, uma vez que regiões mais quentes e com índices de radiação elevados tendem a exigir uma maior utilização do inversor. O céu pode-se apresentar nebuloso, fazendo com que a irradiação seja inferior a 1000 W/m^2 . Adicionalmente, a temperatura das células pode se encontrar mais alta do que os 25°C . Dessa forma, como as condições de operação dificilmente se assemelham às condições STC, a potência fornecida pelo gerador é geralmente inferior a sua capacidade nominal.

O dimensionamento do sistema deve ser feito de modo tal que o inversor não seja nem pouco utilizado nem sobrecarregado. No início as instalações eram dimensionadas de acordo com os dados e condições STC no entanto após verificação destes fatores começaram a ser usados inversores menores que o gerador fotovoltaico, com a vantagem de reduzir o custo do inversor para a mesma potência W_p dos geradores, sem influenciar a quantidade de energia e a qualidade do sistema. O resultado é que no global a energia produzida fica mais barata.

As especificações técnicas dos inversores proporcionam informação importante para o dimensionamento e a instalação dos sistemas fotovoltaicos, pelo que é fundamental que sejam respeitadas. A configuração do sistema e da instalação elétrica determina o número, o nível de tensão e a classe de potência dos inversores.

5.2.1 Determinação da potência

Inicialmente é utilizado um rácio entre as potências do gerador fotovoltaico e do inversor de um para um. Sendo o intervalo aceitável de funcionamento o seguinte:

Intervalo de potência:

$$P_{Inv} = x P_{Ger}, 0,7 < x < 1,2 \text{ Equação 2}$$

P_{Inv} – Potência de entrada DC do inversor

P_{Ger} – Potência W_p do gerador fotovoltaico

Deverá ter-se em atenção na fase de projeto, a degradação progressiva da potência nominal, pois os painéis apenas irão estabilizar ao fim dos primeiros meses de funcionamento.

Ao longo do ano, os valores de irradiação são raramente superiores a 850 W/m^2 , pelo que a potência nominal dos sistemas fotovoltaicos é raramente atingida no seu funcionamento normal. Na realidade, a maior parte do tempo a potência operacional dos sistemas fotovoltaicos é bastante inferior à potência nominal.

Assim, deverá ser tomado em conta ao determinar a tensão e a corrente do inversor.

Começa a cair por terra a ideia inicial de ser favorável a escolha de um inversor com uma potência sensivelmente menor do que a potência do gerador fotovoltaico ($P_{Inv} < P_{Ger}$), dado que a eficiência do inversor é relativamente baixa para as gamas de potência operacionais inferiores a 10 % da potência nominal.

De modo a otimizar a eficiência do inversor utiliza-se sempre inversores cuja potência é inferior à potência máxima de entrada, permitindo que o inversor trabalhe com a maior eficiência possível mesmo com baixos níveis de irradiação.

Para além da irradiação, existem outros fatores que afetam a potência nominal do gerador fotovoltaico.

Na instalação em análise tem-se de ter em conta os seguintes fatores:

- Orientação
 - Ângulo de orientação 24° oeste e 22° inclinação
 - Não existe sombreamento
- Clima
 - Temperatura dos módulos devido à estrutura paralela com o telhado diminui a ventilação destes
 - Temperatura ambiente e humidade
- Perdas
 - Perdas nos cabos
 - Perdas no inversor (rendimento)
 - Perdas de potência de radiação - normalmente usa-se rendimento $P_{mpp} = -0,4/^\circ\text{C}$, que equivale a ter 1120 W/m^2 para a temperatura da célula de 55°C
 - Outras perdas inesperadas

Devido a estes fatores, o inversor deve ser sempre subdimensionado em relação à potência dos painéis fotovoltaicos e é essencial ter em conta a tensão máxima de entrada do inversor para não correr o risco deste entrar em sobrecarga, por forma a assegurar as condições mínimas de segurança.

5.3 Dimensionamento das strings

A amplitude da tensão no inversor resulta do somatório das tensões individuais dos módulos ligados em série numa string. As tensões geradas pelos painéis dependem da temperatura e radiação solar por isso quando se dimensiona o sistema, o intervalo de operação do inversor deve ser ajustado em função da curva característica do gerador fotovoltaico.

O intervalo MPP do inversor deve incorporar, os pontos MPP da curva característica do gerador para diferentes temperaturas. Para além disso, deve-se ter em conta a tensão limite de operação e a tensão máxima admissível do inversor tendo em conta as temperaturas máximas e mínimas do local da instalação.

5.3.1 Número máximo de módulos por string

Existe dois pontos limite de tensão, um dado pela entrada do inversor outro dado pela tensão máxima da interligação dos painéis em série. A tensão máxima de um painel é igual à tensão de circuito aberto à mínima temperatura. Ou seja, para baixas temperaturas, a tensão de funcionamento do módulo aumenta até ao limite máximo da tensão de circuito aberto. Esta tensão deve ser menor do que a tensão DC máxima admissível do inversor. Caso contrário o inversor poderá ficar danificado. Assim, o número máximo de módulos ligados em série é determinado pelo quociente entre a tensão DC máxima admissível do inversor e a tensão de circuito aberto do módulo à temperatura de -10 °C.

A forma de calcular esta tensão é a seguinte:

$$V_{oc}(-10^{\circ}) = \left(1 - 35^{\circ}C * \frac{\mu V_{oc}}{100}\right) * V_{oc}(STC), \mu V_{oc} \left(\frac{mV}{^{\circ}C}\right) \text{ Equação 3}$$

Para o exemplo em análise, tem-se então:

$$Voc(-10^{\circ}) = \left(1 - 35 * \frac{-0,2145}{100}\right) * 65,3 V \text{ Equação 4}$$

$$Voc(-10^{\circ}) = (1 - 35 * (-0,2145) / 100) * 65,3 V = 70,20 V \text{ Equação 5}$$

$$N^{\circ} \text{ painéis} = V_e \text{ Inv (max)} / Voc \text{ painel}(-10^{\circ}) \text{ Equação 6}$$

$$N^{\circ} \text{ painéis} = 1000 / 72,6 = 13 [\text{painéis}] \text{ Equação 7}$$

De uma forma empírica pode-se ainda calcular a Voc (-10°) considerando um aumento de 14% em relação às condições STC para os painéis monocristalinos ou polycristalinos, sem grande margem de erro.

$$N^{\circ} \text{ painéis} = \frac{1000}{(1,14 * 65,3)} = 13 [\text{painéis}] \text{ Equação 8}$$

5.3.2 Número mínimo de módulos por string

Aqui é usada a tensão mínima de entrada DC do inversor como valor limite e calcula-se a tensão mínima dos painéis para a temperatura de 70°. Este valor é considerado o valor base de temperatura a que o painel está sujeito no verão (em Portugal). Assim, considera-se este valor como referência para determinar o número mínimo de módulos por fileira. As elevadas temperaturas são desfavoráveis à produção de energia, devido ao facto de que a tensão do painel diminuir com o aumento da temperatura. Se a tensão operacional do gerador cair abaixo da tensão *mpp* mínima do inversor, a eficiência global do sistema ficará comprometida e, na pior das hipóteses, poderá provocar o corte do inversor. Por este motivo, o sistema deverá ser dimensionado de tal modo que, o número mínimo de módulos ligados em série numa string, seja determinada pelo quociente entre a tensão mínima *mpp* de entrada do inversor e a tensão *mpp* do módulo à temperatura de 70 °C.

Assim tem-se:

$$Voc(-10^{\circ}) = \left(1 + 45^{\circ}C * \frac{\mu Voc}{100}\right) * Voc (STC) , \mu Voc \left(\frac{mV}{^{\circ}C}\right) \text{ Equação 9}$$

De igual forma substituindo os dados do exemplo que se está a seguir, tem-se:

- $V_{e\ Inv\ (min)}$ - Tensão mpp mínima de entrada do inversor
- $V_{mpp\ painel\ (70^\circ)}$ – tensão do ponto de potência máxima do painel
- $N^\circ\ mim = V_{e\ Inv\ (min)} / V_{mpp\ painel\ (70^\circ)} = 150/44,3 = 4$ [painéis]

Também se pode efetuar o cálculo empírico, na falta de dados dos módulos, atendendo a que o decréscimo é de cerca de 18%.

$$N^\circ\ painéis = \frac{150}{(0,82 * 54,7)} = 4 \text{ [painéis]} \text{Equação 10}$$

Nota: só em último caso se usa fileiras com um número mínimo de painéis em série dado que, por exemplo, em situações de pouca ventilação a temperatura pode claramente ser superior aos 70°C indicados.

5.3.3 Determinação do número de strings

Para completar o dimensionamento, deve-se verificar se a corrente do gerador fotovoltaico ultrapassa o limite máximo da corrente de entrada do inversor. Desta forma o número máximo de strings deverá ser igual ao quociente entre os valores máximos da corrente do inversor e da string de módulos. Este cálculo é importante na medida em que o inversor estando a operar em sobrecarga origina o desgaste prematuro deste ou mesmo a destruição de alguns componentes.

Para o exemplo em estudo tem-se que o inversor tem uma corrente máxima de entrada de 33 A e a corrente na string será de 6,2 A, pelo que deverá ter para o exemplo quatro strings em paralelo.

5.4 Dimensionamento dos cabos

Quanto maior for a secção do cabo menor serão as perdas, pois a resistência dos mesmos é menor. De acordo com a lei de Ohm a diminuição da resistência significa menor potência dissipada ao longo do cabo e conseqüentemente tem-se maior energia útil.

No dimensionamento dos cabos devem então ser observados três critérios essenciais: o cumprimento dos limites fixados pela tensão nominal e pela intensidade de corrente máxima admissível do cabo, e a minimização das perdas na linha.

- Tensão nominal

A tensão dos sistemas fotovoltaicos, normalmente não ultrapassa a tensão nominal dos cabos standard (tensões nominais situadas entre 300 e 1000 V). Nos maiores sistemas fotovoltaicos, com longas strings de módulos, a tensão nominal no cabo deverá ser confrontada com a tensão de circuito aberto do gerador para $T = -10\text{ °C}$ e com a tensão máxima de entrada do inversor.

- Corrente máxima admissível

A secção transversal do cabo é dimensionada em função da intensidade de corrente máxima de serviço que atravessa o cabo. Neste caso, a consulta às tabelas dos fabricantes de cabos permitirá seleccionar o cabo que melhor responde às condições que lhe são impostas.

- Exemplo prático

O dimensionamento da cablagem do sistema deve ser efetuado de acordo com as regras técnicas definidas, a cablagem que efetua as ligações do lado da corrente contínua deve apresentar uma secção que permita que a queda de tensão entre elementos seja inferior a 1% da tensão nominal do sistema solar fotovoltaico, para as condições de referência (STC), limitada pela norma alemã VDE 0100 Parte 712 (1998).

A secção de cabo que interliga componentes do lado AC deve ser tal que a queda de tensão seja inferior a 6% para instalações alimentadas a partir de um Posto de Transformação MT/BT.

5.4.1 Cálculos para o lado DC

Nota: Utilizando dados que se encontram no documento de simulação no anexo A para o caso dos painéis Sunpower verifica-se as seguintes características:

- Localização: Coimbra
- Modo instalação painéis: fixos com inclinação de 22 ° e orientação 24° Sul
- Número de painéis em série (“string”): 13
- Número de (“strings”): 16
- Temperatura ambiente máxima: 56 °C

Sistema de instalação

Em esteira à intempérie (sem influência térmica de outros circuitos à sua volta).

Dados de cada painel:

- Potência nominal: 333 W
- Corrente no ponto de máxima potência: $I_{mpp} = 6,09 \text{ A}$
- Tensão no ponto de máxima potência: $U_{mpp} = 54,7 \text{ V}$
- Corrente de curto-circuito: $I_{cc} = 6,46 \text{ A}$

Dados do inversor:

- Potência do inversor = 15 kW

Dados totais:

- Potência de pico da instalação: $20 \times 13 \times 333 \text{ W} = 86,580 \text{ kW}$
- Potência máxima de produção $5 \times 15 \text{ kW} = 75 \text{ kW}$

As correntes geradas por cada “string” são canalizadas até ao inversor com dois condutores a fim de poupar custos de cabos canalizações, mão-de-obra, etc.

Calcula-se a tensão e a intensidade no ponto de máxima potência para obter a secção do cabo a usar:

Como os painéis estão ligados em série em cada “string” a tensão de cada “string”, e portanto a da linha principal de corrente contínua, será a soma das tensões no ponto de máxima potência de cada painel.

$$U = U_{mpp} * n^{\circ} \text{ paineis Equação 11}$$

$$U = 54,7 * 13 = 711,10 \text{ V Equação 12}$$

A intensidade da linha será o produto das intensidades no ponto de máxima potência de cada painel multiplicado pelo número de “strings” (os painéis em série são percorridos pela mesma intensidade). Para este caso vai ser ligado diretamente no inversor cada string pelo que se tem:

$$I = I_{mpp} * n^{\circ} \text{ strings Equação 13}$$

$$I = 6,09 * 1 = 6,09 \text{ A Equação 14}$$

Critério da intensidade admissível

A intensidade máxima que em regime permanente vai circular pelo cabo vai ser 6,09 A. Como a linha recebe a ação solar direta por estar à intempérie e para além disso a temperatura ambiente é de 56 °C superior ao “standard” de 30°C, para que estão calculadas as intensidades da tabela 52-C11 de instalações ao ar das Regras Técnicas das Instalações Eléctricas de Baixa Tensão, deve-se aplicar também coeficientes de correção por estes motivos.

Instalação solar com painéis fixos

A tabela 52-D1 para temperatura ambiente de 56 °C e o cabo escolhido (termo estável) dá um coeficiente de 0,82. Para instalações expostas ao sol diretamente aconselha-se aplicar o coeficiente 0,9. Pelo que aplicando todos os coeficientes tem-se:

$$I' = \frac{6,09}{0,82*0,9} = 8,25 A \text{ Equação 15}$$

8,25 A é o valor corrigido com o qual se deve ir à tabela do fabricante para obter a Secção. Este valor de corrente é baixo pelo que o critério da intensidade admissível não é limitador. Assim, segue-se para o critério das quedas de tensão.

Critério da queda de tensão

Como indicado acima do lado da corrente contínua, para este projeto escolheu-se a queda de tensão máxima de 1% pelo que a queda de tensão máxima é:

$$e = 1\% * 711,10 = 7,11 V \text{ Equação 16}$$

$$S = \frac{2L.I}{\sigma.e} \text{ Equação 17}$$

$$S = \frac{120*6,09}{46,82*7,11} = 2,19mm \text{ Equação 18}$$

- e: queda de tensão máxima em 7,11 V
- L: Comprimento da linha (positivo + negativo) = 2 x 60 = 120 m
- I: intensidade nominal = 6,09 A
- σ : condutividade do cobre (a 70 °C*) = 46,82 m/ Ω .mm²

Tomando 70 °C como valor aproximado ao partir de um ambiente de 50 °C aumentado pelo aquecimento do condutor por efeito Joule. (A hipótese mais desfavorável para regime permanente seria tomar o valor de 90 °C quando a instalação recebesse uma radiação de 1000 W/m² e $\gamma = 44$ m/ Ω .mm²). (fonte: Prysmian cables and systems)

5.4.2 Para a ligação entre o inversor e o quadro lado AC

Para ligação do inversor ao quadro de baixa tensão será necessário instalar um cabo trifásico com condutor de terra.

Para o lado AC a queda de tensão máxima admissível será de 3%. Assim tem-se:

$$e = 3\% * U = 6,9 V \text{ Equação 19}$$

ou;

$$ec = 3\% * Uc = 12 V \text{ Equação 20}$$

Em que:

- e – queda de tensão máxima
- ec – queda de tensão composta máxima

$$s = \sqrt{3} * Ib * L * \frac{\rho}{ec} \text{ Equação 21} \quad \text{Ou} \quad s = 2 * Ib * L * \frac{\rho}{e} \text{ Equação 22}$$

Em que:

- U – Queda de Tensão [V]
- S - secção da alma condutora [mm²]
- Ib – Corrente de Serviço da Canalização [A]
- L – Comprimento da Canalização [m]
- ρ – Resistividade da Alma condutora [Alma de Cobre – ρ=0.0225Ω*mm²/m]

Substituindo as variáveis pelos valores, obtem-se:

$$U = 2 * 24 * 10 * \frac{0.0225}{4} = 2,7 V, \leq 6,9 V \text{ Equação 23}$$

Conforme se pode verificar a queda de tensão é de 2,7 V o que verifica a utilização desta secção de cabo.

Normalmente nas instalações fotovoltaicas são sempre usados cabos de cobre, no entanto, no caso de se pretender usar cabo de alumínio deve-se ter em conta uma relação de valores na ordem dos 65% tendo em conta a diferença entre a resistividade do cobre o do alumínio.

5.5 Dimensionamento das proteções

Para prevenir eventuais avarias nas associações de módulos fotovoltaicos em série, usam-se díodos de desvio (by-pass) em paralelo, para desviar a corrente produzida pelos outros módulos, colocando fora de serviço apenas o módulo avariado. Nas caixas de ligações dos módulos existem díodos de passagem colocados pelos fabricantes. Igualmente nas associações em paralelo, são usados díodos em caso de avaria ou de aparecimento de potenciais diferentes nas fileiras.

Segundo a norma CEI 60364-7-712 indica-se que a tensão inversa dos díodos das strings deve ser o dobro da tensão de circuito aberto em condições de teste standard ($U_{d\text{ inv.}} \geq 2x U_{oc} \text{ (STC)}$), na string.

Atualmente estes díodos não são usados quando os módulos são do mesmo tipo sendo colocados fusíveis de proteção para proteção contra sobreintensidades. Porém, também estes fusíveis podem ser suprimidos se a corrente admissível nas canalizações $I_Z \geq 1,25 \times I_{cc} \text{ (STC)}$.

5.6 Fatores de influência específicos de instalações fotovoltaicas nas proteções

Em instalações fotovoltaicas, alguns dos fatores de influência podem ter mais importância para a seleção do disjuntor do que em instalações comuns.

Em seguida, são referidos os fatores de influência específicos de instalações fotovoltaicas que têm de ser considerados durante a seleção de um disjuntor adequado:

- Temperatura ambiente na linha

No caso de instalações fotovoltaicas, as linhas são frequentemente assentes no exterior (instalações em terrenos, instalações em telhados planos, etc.). Assim sendo, tem de se partir do princípio que a temperatura ambiente será normalmente superior à verificada na instalação em edifícios. O aumento da temperatura ambiente reduz a capacidade de carga da corrente. No entanto este fator não se aplica à instalação em estudo.

- Aquecimento mútuo de disjuntores

Nas instalações fotovoltaicas, é também frequente a ligação de inversores a disjuntores adjacentes que, em simultâneo, debitam a sua corrente máxima (simultaneidade). Desta forma, os disjuntores aquecem mais rapidamente, podendo ser prematuramente ativados. Para garantir uma emissão de calor suficiente e evitar a sua ativação prematura, é necessário manter uma distância maior entre os disjuntores.

Às reduções para a anomalia térmica dá-se o nome de fator de alinhamento. Este fator é indicado nos dados técnicos do disjuntor. Por exemplo, no caso de uma ligação em série de nove aparelhos, o fator de alinhamento pode ser de 0,77. O disjuntor com uma corrente nominal de 50 A comporta-se, assim, como se a sua corrente nominal fosse de $0,77 \times 50 \text{ A} = 38,5 \text{ A}$.

Se esta corrente não for suficiente, é possível utilizar, por exemplo, um disjuntor com uma corrente nominal superior. Aqui, é necessário ter em consideração que, consoante a situação (sem simultaneidade), o fusível também só reage quando atingida a sua corrente nominal. A linha ligada tem também de possuir uma capacidade de carga da corrente adequada ou terá de ser substituída por uma linha que possua uma secção transversal superior.

Outra possibilidade passa pelo aumento da distância dos disjuntores. Desta forma, é possível emitir mais calor e, ao mesmo tempo, impedir uma ativação involuntária.

- Temperatura ambiente no disjuntor

Devido à simultaneidade, descrita anteriormente, o distribuidor em que está instalado o disjuntor pode aquecer mais do que o habitual em instalações comuns.

Uma vez que as distribuições elétricas em instalações fotovoltaicas são frequentemente estabelecidas fora de edifícios, é necessário contar com temperaturas elevadas no distribuidor.

- Tipo do aparelho ligado

As características de separação de carga de um disjuntor podem ser usadas para desligar o inversor sob carga da rede. Um fusível, não tem características de separação de carga e, por isso, pode ser usado apenas como proteção de linha, mas não como dispositivo de separação de carga. O elemento de proteção pode ser danificado durante a separação sob carga ou a sua função pode ser restringida por desgaste de contacto.

5.7 Resumo de Dimensionamentos

Na Tabela 7 são apresentados os dimensionamentos para os três tipos de painéis.

Tabela 7 - Resumo de alguns dimensionamentos possíveis

Painéis	Sunpower	Siliken	Manz
Pnom (W)	333	305	104
Voc (V)	65.30	44.50	95.30
Vmpp (V)	54.70	35.82	76.90
Isc (A)	6.460	9.020	1.470
Imp (A)	6.090	8.510	1.360
Coefic. temp mV/°C	-214	163	-359
Coefic. temp (%/°C)	-0,38	-0,43	-0,45
Inversor	15000TL sma	10000TL sma	Fronius CL48
Pnom	15000	10000	48000
Tensão entrada DC	150 - 800	150 - 800	230 - 500
Vmax de entrada DC	1000	1000	600
Tensão Pnom	360 -600	360 -600	230 - 370
Rendimento (%)	97,8	97,8	95,4
Tamanho de string	4 a 13	5 a 20	4 a 5
Nº strings	3 a 5	1 a 2	92 a 143

5.8 Cálculo do cabo de ligação entre edifícios

Para o caso do novo edifício ser alimentado pelo DEEC e tendo em conta que o novo edifício será alimentado com energia renovável, então deve-se ter em conta as perdas no cabo de ligação entre ambos os edifícios. Uma vez que irá haver transferência de energia da instalação fotovoltaica para o DEEC, assim como na ausência de produção o DEEC irá devolver a energia de volta. Assim, foi desenvolvido um estudo de forma a obter a melhor secção a instalar.

De acordo com os dados fornecidos, a potência a alimentar no edifício nZEB será de 100 kVA, o que corresponde a uma corrente de 144 A. A distância entre quadros será de aproximadamente 150 metros, pelo que o cabo a instalar deverá ter uma secção mínima de 70mm.

Para calcular a secção económica teve-se em conta as perdas e os custos das mesmas que dependem da secção do cabo, assim como o preço do próprio cabo. Para encontrar as perdas calculou-se a quantidade de energia prevista que será consumida fora do horário de produção e subtraiu-se ao valor total de consumo. Assim a produção fotovoltaica terá de produzir o valor de previsão de consumo, mais as perdas no cabo devido à passagem de energia para o DEEC e deste novamente para o nZEB.

Para as diferentes secções obtêm-se diferentes valores de perdas conforme se visualiza nos cálculos da Tabela 8.

Tabela 8 – Cálculos da secção económica para diferentes secções

	Ao fim de um ano [kWh]	Ao fim de 25 anos [kWh]	Custo ao fim de 1 ano	Custo ao fim de 25 anos	Preço do cabo aproximado	Diferença custo do cabo	Poupança ao fim de 25 anos	Amortizaçã o anual	Amortizaçã o (anos)
Consumo instantaneo	57675,29	1441882,29							
Energia transferida	37877,33	946933,33							
Perdas Cabo 70	2808,41	70210,26	196,59 €	4.914,72 €	5.267,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00
Perdas cabo 95	2130,52	53262,95	149,14 €	3.728,41 €	6.842,00 €	1.575,00 €	1.186,31 €	47,45 €	33,19
Perdas cabo 120	1670,52	41763,00	116,94 €	2.923,41 €	8.662,00 €	3.395,00 €	1.991,31 €	79,65 €	42,62
Perdas cabo 150	1347,71	33692,85	94,34 €	2.358,50 €	10.815,00 €	5.548,00 €	2.556,22 €	102,25 €	54,26
Perdas cabo 185	1113,68	27842,00	77,96 €	1.948,94 €	12.705,00 €	7.438,00 €	2.965,78 €	118,63 €	62,70

Tendo em conta o exposto na Tabela 8, não é viável economicamente, o aumento da secção do cabo, o que já era de esperar pois a maior parte da energia provem diretamente da instalação fotovoltaica.

Foi ainda efetuada uma análise ambiental, obtendo-se o seguinte resultado que consta na Tabela 9:

Tabela 9 – Cálculos de quantidades de emissões de CO2 para diferentes secções

	ao fim de um ano [kWh]	ao fim de 25 anos [kWh]	peso do cabo [Kg/Km]	emissões CO2 para fabricar o cabo (kg CO2)	emissões CO2 poupados fim de 25 anos (kg CO2)
perdas Cabo 70	2808,41	70210,26	750,00	294,30	0,00
perdas cabo 95	2130,52	53262,95	970,00	380,63	6238,56
perdas cabo 120	1670,52	41763,00	1200,00	470,88	10460,15
perdas cabo 150	1347,71	33692,85	1480,00	580,75	13405,45
perdas cabo 185	1113,68	27842,00	1866,00	732,22	15514,23

6 Análise Crítica de Resultados Recorrendo a Sistemas de Simulação

De forma a verificar e analisar as vantagens e desvantagens dos três tipos de painéis fotovoltaicos indicados recorreu-se ao programa de simulação PVSYST.

Os dimensionamentos das instalações podem ser feitos através de adequados programas de simulação. É frequente vermos software associado a fabricantes de inversores, no entanto o programa mais aconselhado no mercado é o PVsyst por ser independente de marcas e contendo uma vasta gama de detalhes e ferramentas de cálculo muito precisos.

Começando por analisar a potência instalada para cada tecnologia, tendo em conta o espaço disponível, chegou-se ao resultado que consta na Tabela 10.

Tabela 10 – Potência Vs Área de painéis

	Monocristalino	Policristalino	CIGs
Número máximo de painéis	260	228	616
Área total de implantação	424m ²	442m ²	472m ²
Potência instalada	86580 Wp	69540 Wp	64433Wp

Existe uma maior potência instalada para os painéis de maior eficiência, neste caso os monocristalinos Sunpower, chegando a ter uma potência instalada superior em 35% em relação aos CIGs Manz e 20% em relação aos polycristalinos Siliken. Para melhor visualizar esta característica pode ver-se no anexo A os desenhos de implantação.

6.1 Estudo do desvio angular em relação ao ponto ótimo

Com o objectivo de se estimar o efeito do ângulo da instalação com o ângulo ótimo de produção foram realizados algumas simulações que se apresentam na Tabela 11:

Tabela 11 – Resultados de produção para diferentes azimutes e ângulos de inclinação

		Sunpower	Siliken	Manz
Inclinação 22°	Azimute -24°	101423 (kWh/ano)	79886 (kWh/ano)	71092 (kWh/ano)
	Azimute 0°	102184 (kWh/ano)	80484 (kWh/ano)	71652 (kWh/ano)
Inclinação 22°	Azimute 24°	100552 (kWh/ano)	79149 (kWh/ano)	70508 (kWh/ano)
Azimute 24°	Inclinação 33°	101393 (kWh/ano)	79858 (kWh/ano)	71104 (kWh/ano)
	Inclinação 43°	100061 (kWh/ano)	78801 (kWh/ano)	70174 (kWh/ano)
Ponto óptimo	Inclinação 33° Azimute 0°	103605 (kWh/ano)	81666 (kWh/ano)	72658 (kWh/ano)
% desvio	Inclinação	1,60%	1,66%	1,60%
% desvio	Azimute	1,31%	1,32%	1,31%
Perda total	kWh/ano	3053 (kWh/ano)	2517 (kWh/ano)	2150 (kWh/ano)
	%	2,95%	3,08%	2,96%

Verificou-se que os painéis com maiores perdas com o desvio do ponto óptimo são os *polycristalinos* seguido dos *CIS* e por fim os *monocristalinos*. Os *cis* perdem margem em relação aos *monocristalinos* mais pelo azimute do que pela inclinação. Isto deve-se ao facto dos monocristalinos terem uma maior eficiência com a radiação direta, conseguindo produzir mais energia quando o ângulo azimutal é mais direto. A dependência da posição optima no pior caso, nos polycrsitalinos, originam uma perda de 3,08%. Assim, pode-se dizer que o desvio em relação ao ponto optimo não é muito crítico para esta instalação. O custo de alterar a estrutura para melhorar o ponto optimo é muito superior a 3% de aumento de produção de energia anual, sendo as perdas anuais que esta desvagem traz praticamente insignificantes.

Desta forma, quando está em causa uma instalação fotovoltaica, o factor de desvio de ângulo optimo quando dentro de certos parametros tal como foi indicado anteriormente não justifica o uso de estruturas adicionais. O fator estético que este tipo de estruturas origina corre em desfavor deste tipo de solução. As estruturas com ângulo são também sujeitas a um maior risco devido à exposição aos ventos por isso são mais inseguras. Neste campo o factor estético associado ao fator segurança quase sempre prevalece em relação ao factor produção.

No entanto para as instalações em autoconsumo existe uma vantagem em colocar estruturas para aumentar o ângulo. Neste caso a diferença entre o ângulo do telhado (22°) e o ângulo ótimo (43°) faz com que se tenha cerca de 4000 kWh, entre novembro e fevereiro disponíveis para consumo instantâneo e apenas 500 kWh/ano de diminuição de produção. A Figura 12 demonstra esta diferença de produção entre o ângulo da instalação e o ideal.

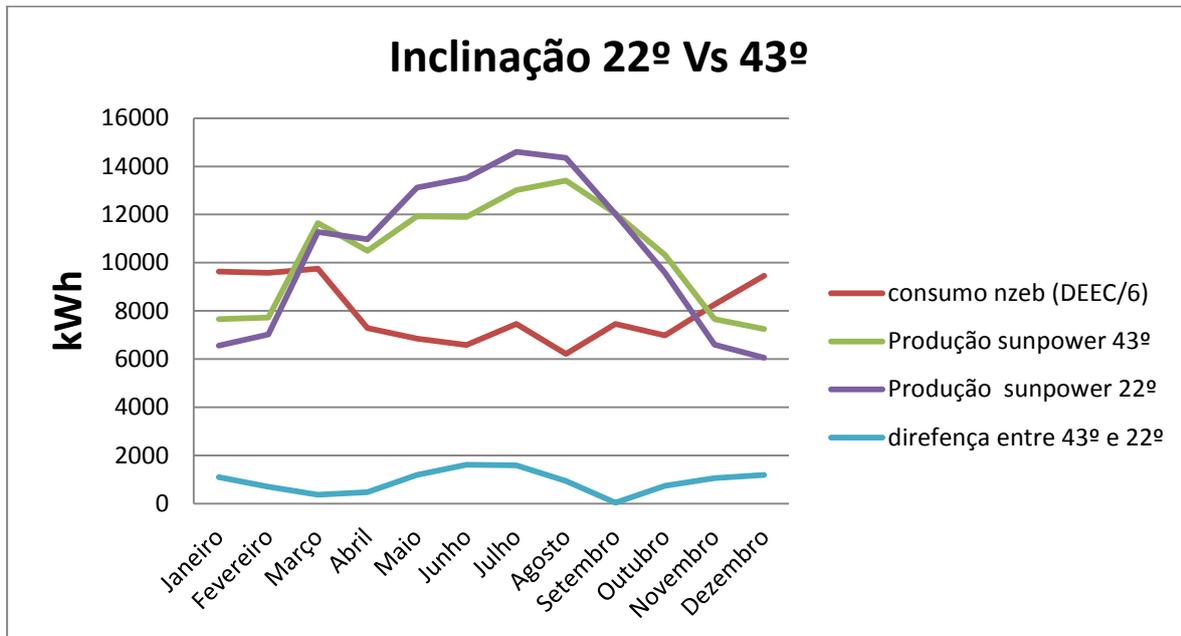


Figura 12 – Produção instalação Sunpower para diferentes inclinações

6.2 Efeito da temperatura nos painéis

Um dos pontos de análise aos painéis a escolher depende-se com a sua maior ou menor independência da temperatura. Em locais onde se atingem altas temperaturas este é um fator importante a observar.

Na Figura 25 no anexo A verifica-se as relações entre temperatura, irradiância e eficiência nos painéis. Nota-se que com o aumento da temperatura aumenta também a queda de tensão nos painéis e consequentemente o seu rendimento baixa. Assim, verifica-se que os painéis que são mais independentes da temperatura são os CIS, seguindo-se os monocristalinos e por último os polycristalinos. Verifica-se também que em relação à irradiância, o rendimento dos policristalinos é o que mais depende desta para obter um bom

rendimento, o que significa que este seria o último a escolher tendo em conta estes dois fatores.

No verão, nos dias de maior calor, ao contrário do que se possa pensar quando os painéis deveriam estar a produzir mais, na verdade o seu rendimento baixa devido à subida da temperatura. Assim, para um determinado valor de irradiância, a potência de um painel decresce com a temperatura na ordem dos 10% em cada 25° C (valor aproximado tendo como base os painéis em estudo). Esta condição é importante no dimensionamento da instalação pois é o principal motivo pela qual é colocada mais potência nos painéis do que no que o inversor.

Nota: Esta característica de relacionamento entre temperatura e potência encontra-se referenciada nas fichas técnicas dos painéis, transcritas na Tabela 12.

Tabela 12 – Coeficientes de Temperatura

Coeficientes de Temperatura	Sunpower	Siliken	Manz
Power (P)	- 0.38%/ °C	- 0.43 %/ °C	- 0.36 %/ °C
Voltage (Voc)	- 0.33%/ °C	- 0.356 %/ °C	- 0.29 %/ °C
Current (Isc)	- 0.054%/ °C	-0.062 %/ °C	-0.05 %/ °C
NOCT	45°C ± 2°C	45°C ± 2°C	47± 3°C

De acordo com a análise da Tabela 12 os painéis e dos gráficos das quedas de tensão conclui-se que os painéis com melhor desempenho a altas temperaturas são os Manz seguido dos Sunpower e por fim os Siliken. Uma vez que no verão não há muito consumo no edifício este fator não é preponderante na decisão.

6.3 Estudo e comparação de sombreamento

No caso em estudo não existem sombras na zona onde irão ser instalados os painéis, no entanto, a escolha de strings com painéis de potência o mais próxima possível evitará este fenómeno assim como os pontos quentes podem ser mitigados. Ao permitir verificar os níveis limite de tensão das strings e determinar a frequência com que ocorrem, os programas de

simulação podem fornecer a informação para a otimização do sistema. Para os sistemas caracterizados por longas strings, os sombreamentos podem causar uma queda considerável da tensão *MPP*.

Foi feita a análise ao sombreamento através da simulação para demonstrar o efeito deste fenómeno na instalação fotovoltaica. Conforme se visualiza na Figura 24, no anexo A, foi colocado um objecto em frente aos painéis para verificar qual o efeito deste com o tamanho das strings.

Para a simulação manteve-se o inversor e os painéis usados foram os monocristalinos Sunpower obtendo-se os resultados apresentados na Tabela 13.

Tabela 13 – Resultados de sombreamentos nos tamanhos das strings

Influência do Sombreamento	Com Sombras	Sem sombras	Perda (%)	
Strings	Pequenas	73192	73664	0.640
	Médias	75849	76513	0.867
	Longas	74880	75536	0.868

Assim, verifica-se que com as strings pequenas a percentagem de perdas é menor aumentando com o tamanho destas. Isto acontece porque o inversor apenas possui um mppt para todas as strings ligadas a este. Assim o ajuste ao mppt devido ao sombreamento na string provoca um maior problema do que o sombreamento em varias strings de poucos modulos. Com uma análise cuidada entende-se que quando poucos módulos estão sombreados, as tensões encontram-se dentro do campo de rastreio do inversor no caso de existirem muitos módulos sombreados o inversor irá funcionar fora dos parâmetros ótimos originando maiores perdas.

Por outro lado, numa ligação em paralelo, a perda de energia apenas depende efetivamente do número de fileiras sombreadas, ou seja, se houver duas ou mais strings em paralelo e duas das strings tiverem três painéis sombreados é pior do que se houver apenas uma string com seis painéis sombreados.

Posto isto, quando existe sombreamentos no local da instalação, a ligação dos painéis em paralelo permite reduzir substancialmente as perdas de energia e, conseqüentemente,

aumentar a eficiência do sistema de geração. Deve ser feito um planeamento cuidadoso que leve a que o sombreamento se produza apenas num número limitado de strings. Deve ainda ter-se em mente a possibilidade de usar inversores de menor capacidade ou com mais do que um *mppt*.

Para além dos sombreamentos existe em primeiro lugar um fenómeno a ter em conta na fase de instalação. O fenómeno de *mismatch* que derivam do facto de que as correntes de saída de módulos de mesmo tipo estão dentro de uma faixa de mais ou menos 5% ou até 10%. Segundo o estudo efetuado por Richard Ruther utilizando os mesmos módulos fotovoltaicos e sistema inversor com mesma eficiência, a ligação em paralelo (597 W) possibilita um rendimento 5% superior à ligação em série (568 W), devido às perdas denominadas *module mismatch losses* (não homogeneidade entre a potência máxima de módulos individuais “idênticos”). Sendo que os painéis apresentavam uma diferença de mais ou menos 5% na potência. (fonte: (Rüther, 2004))

6.4 Comparação de Inversores

A escolha dos inversores foi feita da seguinte forma. Em primeiro lugar foram escolhidos inversores comutados pela rede, uma vez que são mais baratos e provocam menos problemas nas redes que os autocomutados. Foram escolhidos prioritariamente os inversores que se encontram na lista da página das renováveis na hora, uma vez que já se encontram aprovados para usar em Portugal. Finalmente, foram escolhidos os de maior rendimento de entre vários tipos de potência para simulação com os painéis escolhidos. Foram feitas algumas simulações com diferentes tipos de marcas, rendimentos, potências e também inversores com e sem transformador. O resumo destas simulações encontram-se na Tabela 19 no anexo A.

Concluiu-se que de facto os microinversores não são uma escolha acertada neste tipo de instalações por vários motivos

- a sua eficiência ainda está aquém do pretendido (91-95%),
- quer ao nível da potência quer ao nível da tensão de entrada estes são limitativos, tornando difícil arranjar de momento inversores que se adequem aos painéis;

- Custo elevado.

Os inversores com transformador avaliados têm uma eficiência de cerca de 96%, enquanto que os inversores sem transformador têm cerca de 98%, o que corresponde a um decréscimo de entre 2,4% e 2,6%, sendo o valor de produção perdido superior a 2100 kWh/ano.

Os inversores “centrais” são uma opção neste caso, uma vez que não existem sombras, no entanto a escolha acertada recai sobre os inversores “médios”, pelo facto de no caso de avaria apenas parte da produção ser afetada.

Nota: Foram considerados centrais inversores cuja potência seja igual ou superior a metade da potência total. Encontra-se no anexo A a forma de cálculo do PR (performance ratio).

6.4.1 Análise aos modelos centrais

- Para o Sunpower

Pode-se concluir que a eficiência é similar aos modelos mais pequenos. Todos os modelos analisados conseguem um PR superior a 80%, sendo o melhor caso com PR de 84,6%. A tensão de entrada é elevada, o que é benéfico, a produção máxima atingida é conseguida com o inversor Kaco Powador 72.0 TL3, que consegue produzir 100489 kWh/ano.

O inversor com transformador tem rendimento menor, verificando-se um decréscimo de produção na ordem dos 2,3%, o que corresponde a menos 2480 kWh/ano.

- Para o Siliken

A eficiência esteve mais baixa do que com os painéis monocristalinos com PR entre os 78,5% e 80,4%, sendo o Kostal Pico o mais eficiente com uma produção anual de 78668kWh/ano.

Também aqui foram testados inversores com e sem transformador, ocorrendo uma diferença de produção na ordem dos 2,6%, perfazendo uma diferença de produção de 2679kWh/ano.

- Para o Manz

Neste caso apenas foram testados inversores com transformador, obtendo-se um PR de 79,9 a 80,3%, originando uma produção anual máxima de 67262 kWh/ano. Este valor foi obtido pelo inversor Fronius CL48.

6.4.2 Análise aos modelos médios

- Para o Sunpower

Esta gama de inversores testados tem eficiência superior a 98%, que em conjunto com os painéis monocristalinos Sunpower, possibilitaram um PR superior a 84%. A produção máxima tem origem no inversor SMA STP 15000TL, sendo de 100552 kWh/ano.

O inversor Siemens apenas se diferencia em menos de 100kWh/ano. No entanto, seria necessário mais um inversor, pois devido à menor potência a simulação obriga a uma alteração ao nível de potência colocando mais dois painéis e aumentar o número de strings, para distribuir corretamente a potência por todos os inversores. Dessa forma, apesar de se ter uma performance menor (ligeiramente menor), como se tem mais potência instalada, a produção também será maior.

- Para o Siliken

Foram analisados inversores com e sem transformador, originando uma diferença de produção de 2,6%, traduzindo-se numa perda de 2108kWh/ano.

Nesta gama de inversores a marca SMA é novamente a melhor escolha, obtendo-se um PR de 80,4% e uma produção anual de 79904 kWh/ano.

- Para o Manz

Para este painel, os resultados foram muito parecidos, De notar que o resultado obtido pelo inversor Fronius com maior produção é de 67250 kWh/ano, mas apresenta menor PR que o inversor SMA. Os 0,2% de eficiência que o SMA tem a mais que o Fronius levam a um PR de 0,2, o que também é uma vantagem em relação ao Fronius. No entanto, o facto de o Fronius ter mais um painel instalado e maior potência de ligação à rede leva a que este tenha uma produção maior que o SMA. A escolha acertada vai para o SMA novamente pois tem menos strings por isso menos perdas em cabo.

Na Tabela 14 encontra-se a simulação de produção mais eficiente para cada tipo de painel de entre os vários inversores simulados.

Tabela 14 - Soluções ótimas para cada tipo de painel

<i>Opções de Análise</i>	Configuração 4	Configuração 4	Configuração 3
Modelo de Painéis	Sunpower	Siliken	Manz
Número de Strings	208	10	67
Número de Painéis por String	16	19	7
Modelo de Inversores	SMA STP 15000 TL	SMA STP 10000 TL	minicentral 7000 HV
Número de Inversores	4	5	6
Resultados da Simulação (Output)			
Produção específica (kWh / kWp / ano)	1452	1379	1378
Energia anual produzida (kWh)	100552	79904	67223
Rácio de Performance PR (%)	84.7	80.4	80.4
V _{mpp} a 50°	635	620	447
Potência nominal da instalação (kW dos painéis)	69,264	57,95	48776
Potência de ligação à rede (kW dos inversores)	60	50	39.9

6.5 Comparação de preços e análise económica

Como é usual os fatores económicos pesam na hora de escolher uma instalação. Com base nos preços de mercado foi elaborada uma tabela de preços com as cotações para os três tipos de instalação. Na Tabela 15 encontra-se o preço aproximado para cada tipo de instalação proposta. A tabela geral de preço pode ser vista na Tabela 23, anexo A.

Tabela 15 - Cotação para os três tipos de instalação fotovoltaica

MiniGeração - nZEB						
Proposta	Proposta Sunpower		Proposta Siliken		Proposta Manz	
Potência Nominal	75.000,00 W		60.000,00 W		48.000,00 W	
Potencia instalada (módulos fotovoltaicos)	86.580,00 W		69.540,00 W		64.433,60 W	
nº de paineis fotovoltaicos	260		228		616	
Área total de paineis	424 m2		442 m2		444 m2	
Preço (€/Wp)	1,25 €		0,70 €		0,55 €	
Total Proposta:	175.749,00 €	2,030 €	115.196,60 €	1,657 €	139.649,61 €	2,167 €

Da tabela Tabela 15 resulta que o preço por Wp mais baixo é para os painéis policristalinos. Apesar dos painéis Manz serem mais baratos, a sua baixa eficiência conduz a custos adicionais na sua instalação, nomeadamente cabo, estrutura de fixação e mão-de-obra, o que significa que apesar dos painéis serem o que mais influencia no preço global, o seu preço está muito relacionado com a eficiência. Tendo em conta que menos eficiência leva a uma maior quantidade de painéis para a mesma potência, resulta também num aumento dos restantes equipamentos aumentando o custo da instalação.

6.5.1 Análise económica

Tem-se verificado que à medida que as tecnologias e a produção vão aumentando, o preço dos equipamentos e instalações vão-se adaptando ao preço de venda, como se o preço se adaptasse à situação em vez de se auto adaptar, prevendo-se sempre um retorno de investimento superior a 6 anos e inferior a 10 anos.

Recentemente os preços estão a subir devido ao imposto aplicado à China, pelo que os preços acima indicados, apesar de atuais, podem ser alterados.

Os valores de inflação energética e da moeda são do final do ano passado. De momento devido à instabilidade económica podem não estar devidamente atualizados.

No final de vida dos painéis (25 anos) tem-se o valor para o preço da energia indicado na Tabela 16.

Tabela 16 – Preço da energia para cada tipo de instalação

	Instalação		
	Manz	Siliken	SunPower
Potência instalada (Wp)	64433,6	69540	86580
Produção ao fim de 25 anos (MWh)	2251954,32	2402607	3142854
Preço da instalação (€)	139.649,00 €	115.196,00 €	175.749,00 €
Preço da energia produzida (€)	0,062 €	0,048 €	0,056 €

No entanto, com uma análise mais detalhada, ter-se-á de ter em conta outros fatores, no anexo A apresentam-se as folhas de cálculo de análise económica para cada tipo de instalação, a sua forma de preenchimento encontra-se na Tabela **20** também no anexo A.

6.5.1.1 Alimentação em média tensão

Para o caso de alimentação em média tensão tem-se os dados apresentados na Tabela **21**, no anexo A.

Da análise, verifica-se que o fluxo de caixa é positivo em todos os casos, tendo em conta os fatores indicados nos dados de projeto.

Financeiramente a situação já não é assim tão brilhante tendo em conta o investimento necessário. A diferença de preço da energia compra/produção em média tensão torna-o financeiramente inviável.

6.5.1.2 Para alimentação em baixa tensão

Para o caso de alimentação em baixa tensão o investimento tem outro tipo de retorno uma vez que o preço da energia é mais elevado.

Na folha de cálculo de análise económica em baixa tensão não foi retirado o valor de energia não consumida instantaneamente. De acordo com o estudo efetuado de análise do consumo versus produção, o valor mínimo de energia consumida fora do horário de produção

é de cerca de 40% do total da energia consumida, o que tornaria indispensável a instalação de um banco de baterias e também sobredimensionar, tanto quanto possível, a instalação fotovoltaica.

Economicamente a situação melhora uma vez que o preço de energia em BTE é mais cara que em MT, sendo a instalação paga entre os 12 e os 14 anos. Contudo, se tivermos em conta que terá de ser instalado um banco de baterias para aproveitar toda a energia produzida, financeiramente continua a não ser viável.

6.6 Manutenção, monitorização e desempenho

Geralmente associa-se o desempenho dos sistemas fotovoltaicos à qualidade dos seus componentes. No entanto grande parte dos aspetos associados ao desempenho diz respeito à operação do sistema como um todo. As causas técnicas de desempenho são classificadas da seguinte forma:

Qualidades dos componentes (painéis, inversores, cabos, outros)

Nos equipamentos de baixa qualidade existe uma maior variação das características elétricas o que implica que, por exemplo, numa serie de painéis as perdas por dispersão já mencionadas anteriormente serão maiores. Contudo a maior perda, é claro, dá-se na avaria de componentes do sistema, portanto quanto mais fiáveis melhor. Tendo em vista reduzir as perdas deve também ser escolhido equipamentos de fácil restituição.

Qualidade de dimensionamento

É a segunda área de condicionamento sendo os pontos mais importantes o sobredimensionamento da potência dos painéis em relação ao inversor e o nível de tensão aplicada na string. Quanto mais próxima do limite máximo do inversor melhor ao nível dos cabos, pois se estes forem sobredimensionados as perdas associadas a estes serão menores.

Qualidade da manutenção e operação

Na verdade esta é muitíssimo importante na eficiência, fiabilidade e desempenho da instalação. A aplicação de um sistema de monitorização da instalação não é um mau investimento mas sim uma ferramenta chave para manter o sistema a funcionar na máxima eficiência. A capacidade de alguns sistemas de monitorização de criar alarmes de anomalias, visualização gráfica de produção que indicam de forma rápida a curva de produção, em relação à exposição solar e meteorológica num sistema integrado de gestão reverte-se em maior produção e controlo da instalação. Através dos dados de produção esperados e dos dados de produção obtidos será fácil saber se a instalação precisa de reparação ou manutenção se ouve interrupção no funcionamento do inversor. A manutenção do sistema garante uma produção regular e sem percalços mantendo um bom estado da instalação diminuimos o risco de avarias e obtemos sempre a produção ótima.

Todos estes aspetos devem ser ponderados para uma produção ótima.

7 Conclusões e Trabalho Futuro

Após análise a todos os dados obtidos verificou-se que o novo edifício for alimentado pelo edifício já existente a melhor opção será a de maior potência, uma vez que pela análise económica é que mais produz tornando-se também mais baixo o custo da energia produzida. Tal significa que quanto mais potência instalada mais barato fica a instalação por Wp, baixando proporcionalmente o custo da produção de energia.

Optando por alimentar o nZEB em separado a produção será excessiva, o que significa que se não for gasta de alguma forma então o melhor será optar pela instalação dos painéis polycristalinos. Assim, o dimensionamento em autoconsumo deverá ser feito sempre tendo em conta o consumo do edifício para que não seja desperdiçada energia o que neste caso acontece para potências próximas de 70 kW.

Por outro lado, devem ser usados ângulos elevados para que se possa aumentar também a energia produzida no inverno e assim poder diminuir mais a potência contratada. O ponto ótimo simulado aponta para um ângulo próximo dos 43°.

A grande vantagem encontrada é que o consumo do edifício tem uma coincidência com a produção em termos de horário, ou seja, o consumo em termos de horário acompanha a evolução da produção que é maior entre as 10h e as 17h, aproximadamente. A desvantagem é que nos meses de verão o consumo é baixo e aqui pelo contrário a produção é maior.

Foi realizado o estudo tendo em conta os painéis mais eficientes do mercado. Por esse motivo os preços são também mais elevados. Optando por painéis que não sejam os mais avançados do mercado pode-se ter um preço apreciavelmente mais baixo, com uma relação preço/produção melhor, o que na situação de alimentação apenas do edifício nZEB será uma boa opção a ter em conta.

A solução ótima e que na realidade é a única possível para a instalação em causa é a instalação de 260 painéis Sunpower, com excesso de produção de 25%. Isto deve-se ao facto de que os painéis terem uma perda de produção de 20% ao fim de 25. Apesar do estudo ter

sido feito para o ano zero é imprescindível que a produção seja garantida para o período de investimento até serem substituídos.

Através da Tabela 17, fazendo um ajustamento adequado, podemos dimensionar uma nova instalação com outros valores de consumo.

Tabela 17 - Resultados de produção

Resultados Produção	Sunpower	Siliken	Manz
Energia produzida (kWh/ano)	125690	96123	89573
Produção específica (kWh/kWp/ano)	1452	1382	1398
Performance (PR)	84,70%	80,60%	81,50%

7.1 Trabalho futuro

Esta dissertação foi realizada com base numa previsão de consumos de edifício do DEEC aplicando um fator de escala. Adicionalmente, os valores de consumo são do ano de 2010. Os equipamentos a instalar no novo edifício têm outro tipo de eficiência e o comportamento do consumo apesar de semelhante pode variar. No futuro deverá ser feito um ajuste a este estudo tendo em conta um comportamento de consumos mais preciso do edifício.

Poderá ser também estudada uma forma linear de injeção de energia na rede, uma vez que de momento apenas é possível quatro escalas de potência no controlador de potência do inversor.

De forma a evitar a dependência em relação ao edifício do DEEC deverá ser estudada uma forma de armazenamento economicamente viável. Em alternativa pode-se juntar uma outra forma de produção de energia ou o reaproveitamento da energia gerada em excesso.

Na parte de consumo pode-se também fazer um estudo de modo a reduzir anualmente 1%, acompanhando a redução devido à degradação dos painéis da instalação fotovoltaica.

8 Bibliografia

- 1) Instituto Superior Técnico. (2004). Energia Fotovoltaica. In *Energia Fotovoltaica - Manual sobre tecnologias, projecto e instalação de energias fotovoltaicas*.
- 2) Ministério da Economia e do Emprego. (s.d.). *Renovaveis na Hora*. Obtido em Janeiro de 2013, de Renovaveis na Hora.
- 3) *inovacaotecnologica*. (2007). Obtido em janeiro de 2013, de Inovação Tecnológica: <http://www.inovacaotecnologica.com.br/noticias>
- 4) *Revista Photon*. (2012). Obtido de http://www.photon.info/photon_home_en.photon
- 5) AG, S. S. (Janeiro de 2013). *SMA*. Obtido de SMA: <http://www.sma-portugal.com/>
- 6) Energia, O. d. (s.d.). *OMIE*. Obtido em fevereiro de 2013, de Operador do Mercado Ibérico de Energia: <http://www.omie.es>
- 7) ERSE. (s.d.). Obtido em Abril de 2013, de Entidade Reguladora de Serviços Energéticos:
<http://www.erse.pt/pt/electricidade/tarifaseprecos/Paginas/default.aspx>
- 8) Fronius. (s.d.). www.fronius.com.
- 9) Grupo Cabelte. (s.d.). Obtido em Abril de 2013, de <http://www.cabelte.pt/>
- 10) Hamon, B. (Fevereiro de 2003). *Voltimum*. Obtido em Julho de 2103, de <http://www.voltimum.pt/>
- 11) International Electrotechnical Commission. (s.d.). *Norma IEC*.
- 12) MINISTÉRIO DA ECONOMIA E DA INOVAÇÃO. (Dezembro de 2012). Decreto de Lei .
- 13) Morais, J. L. (2009). *Sistemas Fotovoltaicos da teoria à prática*. Porto: Grafilinha, lda.
- 14) photonics. (Março de 2009). *photonics*.
- 15) PVCYCLE association. (2103). Obtido em Março de 2013, de PVCYCLE: <http://www.pvcycle.org/>
- 16) Renovaveis Magazine. (2012). Obtido em Novembro de 2012, de Renovaveis Magazine: http://www.renovaveismagazine.pt/?page_id=40

- 17) Rütther, R. (2004). EDIFÍCIOS SOLARES FOTOVOLTAICOS. In R. Rütther, *EDIFÍCIOS SOLARES FOTOVOLTAICOS*. Brasil: UFSC / LAB.
- 18) Solarplaza. (2012). *Solarplaza*. Obtido de <http://www.solarplaza.com/top10-monocrystalline-cell-efficiency/>: <http://www.solarplaza.com/Top-10/>
- 19) Lista de testes a painéis fotovoltaicos 2012 Revista Photon http://www.photon.info/photon_home_en.photon
- 20) Handbook of Photovoltaic Science and Engineering, Second Edition, Antonio Luque, Steven Hegedus, John Wiley & Sons, Ltd
- 21) Resolução do Conselho de Ministros n.º 29/2010, de 15 de abril. Disponível em: <http://www.energiasrenovaveis.com/images/upload/RCM292010-ENE2020.pdf>.
- 22) Resolução do Conselho de Ministros n.º 54/2010, de 4 de agosto. Disponível em: <http://dre.pt/pdf1sdip/2010/08/15000/0319303194.pdf>.
- 23) Despacho do DGEG, de 2 de janeiro de 2013. Disponível em: http://www.renovaveisnatura.pt/c/document_library/get_file?uuid=89a0f337-507b-4536-b61c-0480c82be4ae&groupId=13360.
- 24) Decreto-Lei n.º 34/2011, de 8 de março. Disponível em: http://www.renovaveisnatura.pt/c/document_library/get_file?uuid=f95523b7-9929-4c19-aadc-72ce9351bd01&groupId=13360.
- 25) Portaria n.º 178/2011 de 29 de abril. Disponível em: http://www.renovaveisnatura.pt/c/document_library/get_file?uuid=b75ba68d-5cd1-40c2-8c9c-78350a7db20d&groupId=13360.
- 26) Portaria n.º 430/2012, de 31 de dezembro. Disponível em: http://www.renovaveisnatura.pt/c/document_library/get_file?uuid=15e9d7f8-24b4-4b22-ba15-0611abfc6c13&groupId=13360.
- 27) Despacho n.º 17449-2008, de 27 de Junho. Disponível em: <http://dre.pt/pdf2sdip/2008/06/123000000/2809328094.pdf>.

9 ANEXOS

10 ANEXO A (estudo de produção PVSYST, figuras, tabelas e desenhos complementares da dissertação)

10.1 Estudo de produção PVSYST

10.1.1 Simulação Sunpower 75 kW

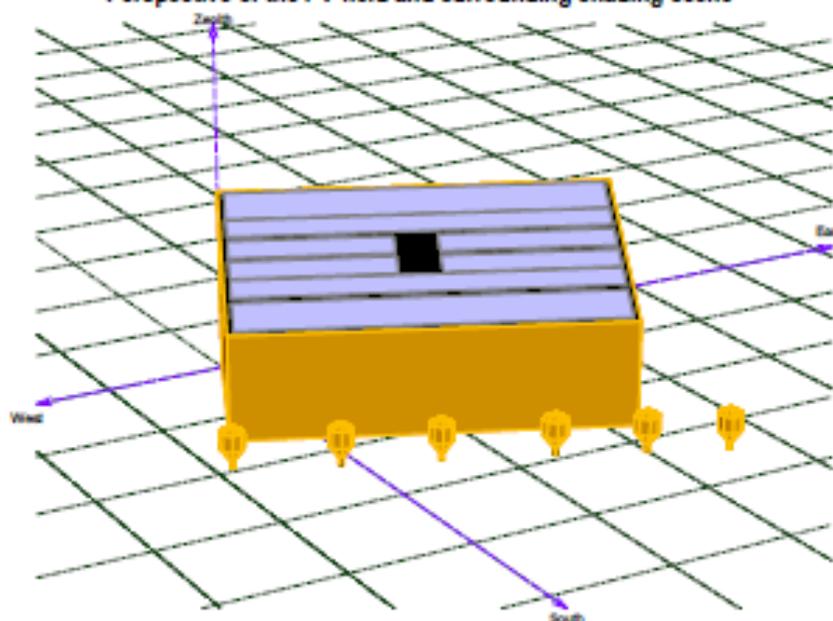
PVSYST V5.69		07/08/13		Page 1/4	
Grid-Connected System: Simulation parameters					
Project : nZEB do ISR					
Geographical Site		Colmbra		Country Portugal	
Situation		Latitude 40.1°N		Longitude 8.2°W	
Time defined as		Legal Time Time zone UT+1		Altitude 141 m	
		Albedo 0.20			
Meteo data : Coimbra, Synthetic Hourly data					
Simulation variant : New simulation variant					
Simulation date 07/08/13 23h10					
Simulation parameters					
Collector Plane Orientation		Tilt 22°		Azimuth 24°	
Horizon		Free Horizon			
Near Shadings		Linear shadings			
PV Array Characteristics					
PV module		SI-mono Model SPR-333NE-WHT-D		Manufacturer SunPower	
Number of PV modules		In series 13 modules		In parallel 20 strings	
Total number of PV modules		Nb. modules 260		Unit Nom. Power 333 Wp	
Array global power		Nominal (STC) 86.6 kWp		At operating cond. 78.2 kWp (50°C)	
Array operating characteristics (50°C)		U mpp 635 V		I mpp 123 A	
Total area		Module area 424 m²		Cell area 383 m²	
Inverter					
		Model Sunny Tripower15000 TL		Manufacturer SMA	
Characteristics		Operating Voltage 150-800 V		Unit Nom. Power 15.0 kW AC	
Inverter pack		Number of Inverter 5 units		Total Power 75.0 kW AC	
PV Array loss factors					
Thermal Loss factor		Uc (const) 20.0 W/m²K		Uv (wind) 0.0 W/m²K / m/s	
=> Nominal Oper. Coll. Temp. (G=800 W/m², Tamb=20°C, Wind=1 m/s.)		NOCT		56 °C	
Wiring Ohmic Loss		Global array res. 86 mOhm		Loss Fraction 1.5 % at STC	
Module Quality Loss				Loss Fraction 0.1 %	
Module Mismatch Losses				Loss Fraction 2.0 % at MPP	
Incidence effect, ASHRAE parametrization		IAM = 1 - bo (1/cos I - 1)		bo Parameter 0.05	
User's needs : Unlimited load (grid)					

Grid-Connected System: Near shading definition

Project : nZEB do ISR
 Simulation variant : New simulation variant

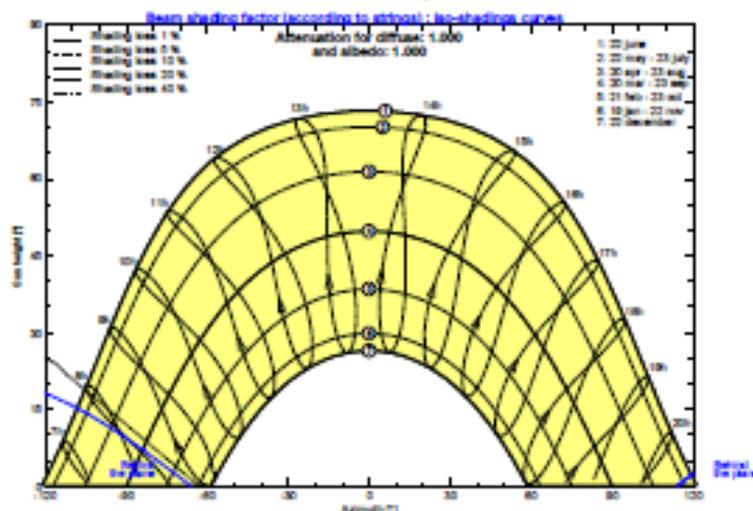
Main system parameters	System type	Grid-Connected		
Near Shadings	Linear shadings			
PV Field Orientation	tilt	22°	azimuth	24°
PV modules	Model	SPR-333NE-WHT-D	Pnom	333 Wp
PV Array	Nb. of modules	260	Pnom total	86.6 kWp
Inverter	Model	Sunny Tripower15000 TL	Pnom	15.00 kW ac
Inverter pack	Nb. of units	5.0	Pnom total	75.0 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)			

Perspective of the PV-field and surrounding shading scene



Iso-shadings diagram

nZEB do ISR: New shading scene



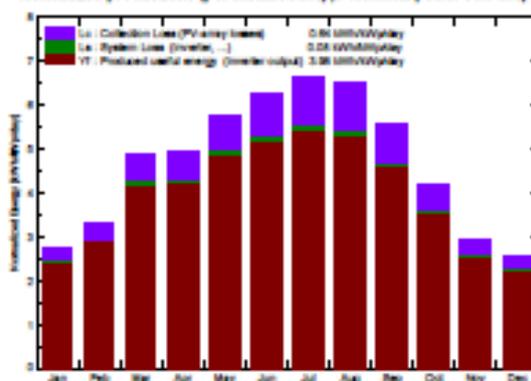
Grid-Connected System: Main results

Project : nZEB do ISR
Simulation variant : New simulation variant

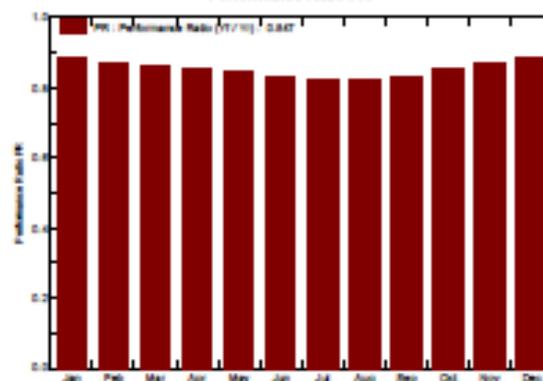
Main system parameters	System type	Grid-Connected	
Near Shadings	Linear shadings		
PV Field Orientation	tilt	22°	azimuth 24°
PV modules	Model	SPR-333NE-WHT-D	Pnom 333 Wp
PV Array	Nb. of modules	260	Pnom total 86.6 kWp
Inverter	Model	Sunny Tripower15000 TL	Pnom 15.00 kW ac
Inverter pack	Nb. of units	5.0	Pnom total 75.0 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)		

Main simulation results
System Production **Produced Energy** 125690 kWh/year **Specific prod.** 1452 kWh/kWp/year
Performance Ratio PR 84.7 %

Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 86.6 kWp



Performance Ratio PR



New simulation variant Balances and main results

	GlobHor kWh/m²	T Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobE# kWh/m²	EArray kWh	E_Grid kWh	ERArray %	ERSysR %
January	61.0	10.00	85.8	82.5	6702	6554	16.42	16.01
February	73.0	11.00	93.0	89.9	7184	7028	16.21	17.82
March	129.0	12.50	150.7	146.0	11518	11201	16.03	17.66
April	140.0	14.00	148.2	143.7	11213	10976	17.84	17.47
May	179.0	16.40	176.7	173.4	13397	13121	17.66	17.32
June	196.0	19.80	187.8	182.2	13805	13518	17.34	16.96
July	209.0	21.80	205.3	199.4	14906	14602	17.12	16.76
August	196.0	21.80	202.2	196.6	14650	14356	17.09	16.74
September	147.0	20.80	166.5	161.7	12259	12016	17.36	17.02
October	104.0	17.40	129.7	126.5	9702	9582	17.79	17.43
November	63.0	13.00	87.5	84.2	6749	6604	16.19	17.80
December	54.0	10.40	79.2	76.2	6193	6054	16.43	16.02
Year	1549.0	15.75	1714.7	1661.1	126355	125690	17.66	17.29

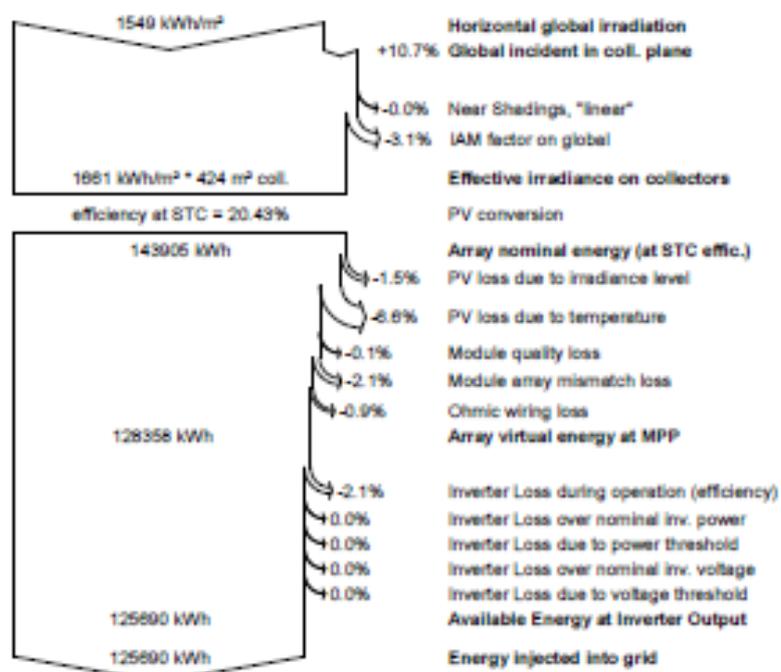
Legende: GlobHor Horizontal global irradiation EArray Effective energy at the output of the array
 T Amb Ambient Temperature E_Grid Energy injected into grid
 GlobInc Global incident in coll. plane ERArray Effic. Eout array / rough area
 GlobE# Effective Global, corr. for IAM and shadings ERSysR Effic. Eout system / rough area

Grid-Connected System: Loss diagram

Project : nZEB do ISR
Simulation variant : New simulation variant

Main system parameters	System type	Grid-Connected		
Near Shadings	Linear shadings			
PV Field Orientation	tilt	22°	azimuth	24°
PV modules	Model	SPR-333NE-WHT-D	Pnom	333 Wp
PV Array	Nb. of modules	260	Pnom total	86.6 kWp
Inverter	Model	Sunny Tripower15000 TL	Pnom	15.00 kW ac
Inverter pack	Nb. of units	5.0	Pnom total	75.0 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)			

Loss diagram over the whole year



10.1.2 Simulação Sunpower 60 kW

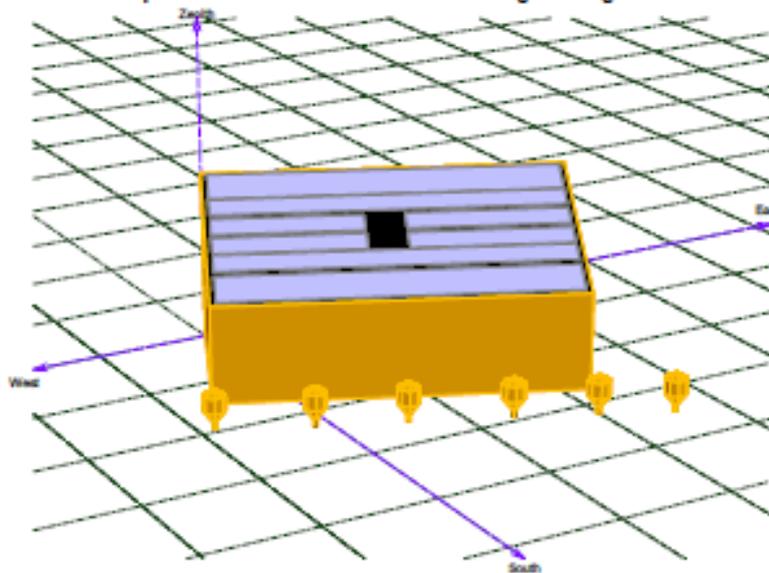
PVSYST V5.67		02/07/13	Page 1/4
Grid-Connected System: Simulation parameters			
Project :	nZEB do ISR		
Geographical Site	Coimbra	Country	Portugal
Situation	Latitude 40.1°N	Longitude	8.2°W
Time defined as	Legal Time Time zone UT+1	Altitude	141 m
	Albedo 0.20		
Meteo data :	Coimbra, Synthetic Hourly data		
Simulation variant :	New simulation variant		
	Simulation date	02/07/13 21h11	
Simulation parameters			
Collector Plane Orientation	Tilt 22°	Azimuth	24°
Horizon	Free Horizon		
Near Shadings	Linear shadings		
PV Array Characteristics			
PV module	SI-mono	Model	SPR-333NE-WHT-D
		Manufacturer	SunPower
Number of PV modules	In series	13 modules	In parallel 16 strings
Total number of PV modules	Nb. modules	208	Unit Nom. Power 333 Wp
Array global power	Nominal (STC)	69.3 kWp	At operating cond. 62.5 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)	U mpp	635 V	I mpp 98 A
Total area	Module area	339 m²	Cell area 306 m²
Inverter			
	Model	Sunny Tripower15000 TL	
	Manufacturer	SMA	
Characteristics	Operating Voltage	150-800 V	Unit Nom. Power 15.0 kW AC
Inverter pack	Number of Inverter	4 units	Total Power 60.0 kW AC
PV Array loss factors			
Thermal Loss factor	Uc (const)	20.0 W/m²K	Uv (wind) 0.0 W/m²K / m/s
-> Nominal Oper. Coll. Temp. (G=800 W/m², Tamb=20°C, Wind=1 m/s.)			NOCT 56 °C
Wiring Ohmic Loss	Global array res.	108 mOhm	Loss Fraction 1.5 % at STC
Module Quality Loss			Loss Fraction 0.1 %
Module Mismatch Losses			Loss Fraction 2.0 % at MPP
Incidence effect, ASHRAE parametrization	IAM = 1 - bo (1/cos I - 1)	bo Parameter	0.05
User's needs :	Unlimited load (grid)		

Grid-Connected System: Near shading definition

Project : nZEB do ISR
 Simulation variant : New simulation variant

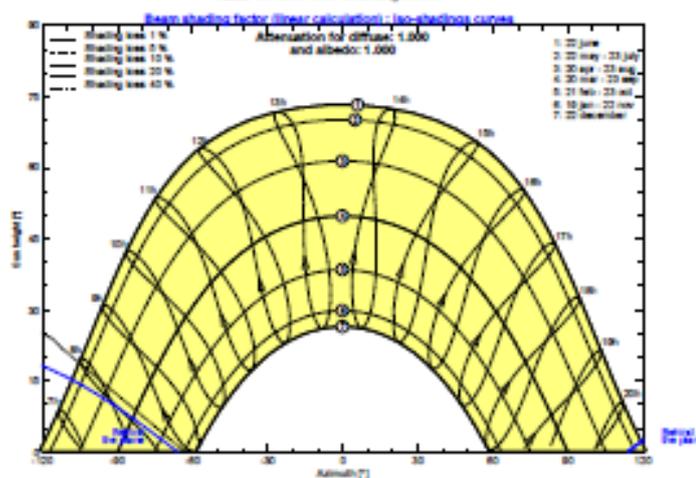
Main system parameters	System type	Grid-Connected		
Near Shadings	Linear shadings			
PV Field Orientation	tilt	22°	azimuth	24°
PV modules	Model	SPR-333NE-WHT-D	Pnom	333 Wp
PV Array	Nb. of modules	208	Pnom total	69.9 kWp
Inverter	Model	Sunny Tripower15000 TL	Pnom	15.00 kW ac
Inverter pack	Nb. of units	4.0	Pnom total	60.0 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)			

Perspective of the PV-field and surrounding shading scene



Iso-shadings diagram

nZEB do ISR: New shading scene



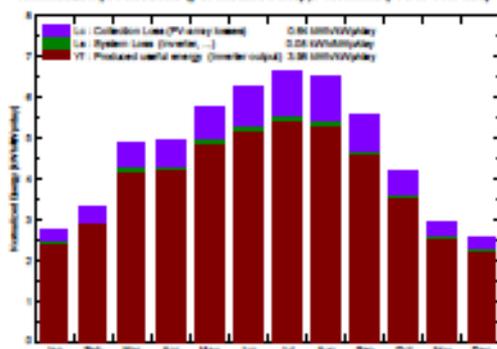
Grid-Connected System: Main results

Project : nZEB do ISR
Simulation variant : New simulation variant

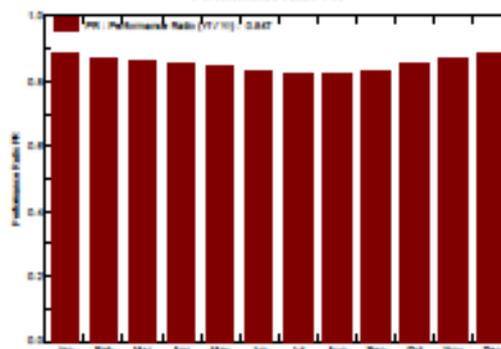
Main system parameters	System type	Grid-Connected		
Near Shadings	Linear shadings	Linear shadings		
PV Field Orientation	tilt	22°	azimuth	24°
PV modules	Model	SPR-333NE-WHT-D	Pnom	333 Wp
PV Array	Nb. of modules	208	Pnom total	69.3 kWp
Inverter	Model	Sunny Tripower15000 TL	Pnom	15.00 kW ac
Inverter pack	Nb. of units	4.0	Pnom total	60.0 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)			

Main simulation results	System Production	Produced Energy	100552 kWh/year	Specific prod.	1452 kWh/kWp/year
		Performance Ratio PR	84.7 %		

Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 69.3 kWp



Performance Ratio PR



New simulation variant Balances and main results

	GlobHor kWh/m²	T Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobE# kWh/m²	EArray kWh	E_Grid kWh	ERArrR %	ERSysR %
January	61.0	10.00	65.6	62.5	5362	5243	16.42	16.01
February	73.0	11.00	93.0	89.9	5747	5622	16.21	17.82
March	129.0	12.50	150.7	146.0	9214	9025	16.03	17.66
April	140.0	14.00	146.2	143.7	8970	8781	17.84	17.47
May	179.0	16.40	178.7	173.4	10716	10497	17.66	17.32
June	195.0	19.80	187.8	182.2	11044	10814	17.34	16.96
July	209.0	21.80	205.3	199.4	11924	11681	17.12	16.78
August	195.0	21.80	202.2	196.6	11720	11485	17.09	16.74
September	147.0	20.80	166.5	161.7	9606	9612	17.36	17.02
October	104.0	17.40	129.7	125.5	7626	7666	17.79	17.43
November	63.0	13.00	67.5	64.2	5399	5283	16.19	17.80
December	54.0	10.40	79.2	76.2	4955	4843	16.43	16.02
Year	1549.0	15.75	1714.7	1661.1	102607	100552	17.66	17.29

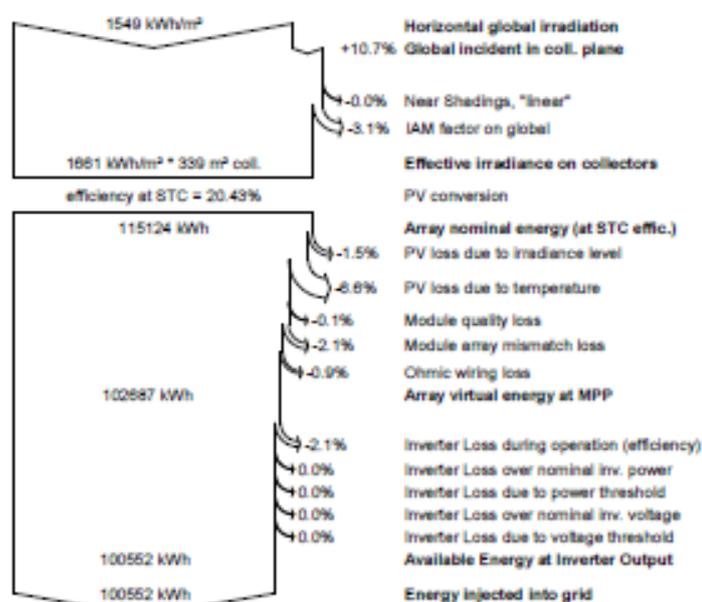
Legende: GlobHor Horizontal global irradiation EArray Effective energy at the output of the array
 T Amb Ambient Temperature E_Grid Energy injected into grid
 GlobInc Global incident in coll. plane ERArrR Effc. Eout array / rough area
 GlobE# Effective Global, corr. for IAM and shadings ERSysR Effc. Eout system / rough area

Grid-Connected System: Loss diagram

Project : nZEB do ISR
 Simulation variant : New simulation variant

Main system parameters	System type	Grid-Connected		
Near Shadings	Linear shadings			
PV Field Orientation	tilt	22°	azimuth	24°
PV modules	Model	SPR-333NE-WHT-D	Pnom	333 Wp
PV Array	Nb. of modules	208	Pnom total	69.3 kWp
Inverter	Model	Sunny Tripower15000 TL	Pnom	15.00 kW ac
Inverter pack	Nb. of units	4.0	Pnom total	60.0 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)			

Loss diagram over the whole year



10.1.3 Simulação Siliken

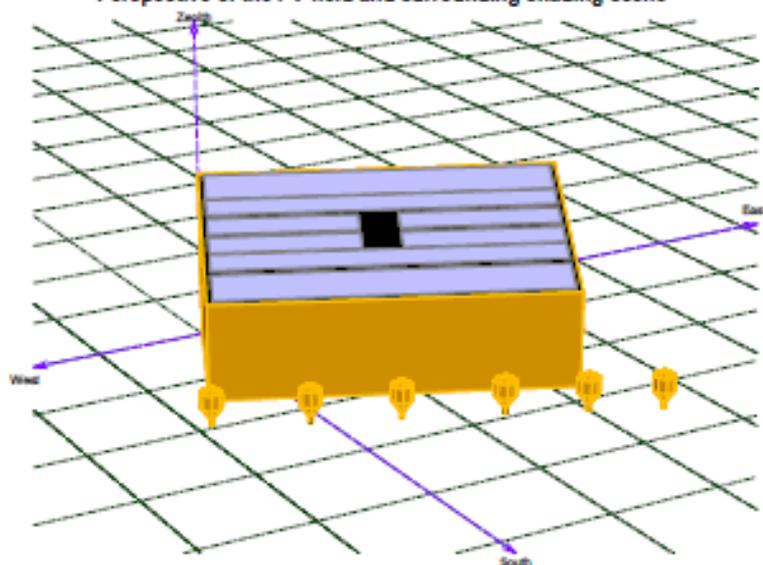
PVSYST V5.69		07/08/13	Page 1/4
Grid-Connected System: Simulation parameters			
Project :	nZEB do ISR		
Geographical Site	Coimbra	Country	Portugal
Situation	Latitude 40.1°N	Longitude	8.2°W
Time defined as	Legal Time Time zone UT+1	Altitude	141 m
	Albedo 0.20		
Meteo data :	Coimbra, Synthetic Hourly data		
Simulation variant :	New simulation variant		
	Simulation date	07/08/13 23h15	
Simulation parameters			
Collector Plane Orientation	Tilt 22°	Azimuth	24°
Horizon	Free Horizon		
Near Shadings	Linear shadings		
PV Array Characteristics			
PV module	Si-poly	Model	SLK72P6L 305
	Manufacturer	Siliken	
Number of PV modules	In series	19 modules	In parallel
Total number of PV modules	Nb. modules	228	Unit Nom. Power
Array global power	Nominal (STC)	69.5 kWp	At operating cond.
Array operating characteristics (50°C)	U mpp	618 V	I mpp
Total area	Module area	442 m²	Cell area
			399 m²
Inverter			
	Model	Sunny Tripower15000 TL	
	Manufacturer	SMA	
Characteristics	Operating Voltage	150-800 V	Unit Nom. Power
Inverter pack	Number of inverter	4 units	Total Power
			15.0 kW AC
			60.0 kW AC
PV Array loss factors			
Thermal Loss factor	Uc (const)	20.0 W/m²K	Uv (wind)
-> Nominal Oper. Coll. Temp. (G=800 W/m², Tamb=20°C, Wind=1 m/s.)			0.0 W/m²K / m/s
			NOCT
			56 °C
Wiring Ohmic Loss	Global array res.	104 mOhm	Loss Fraction
			1.5 % at STC
Module Quality Loss			Loss Fraction
			1.5 %
Module Mismatch Losses			Loss Fraction
			2.0 % at MPP
Incidence effect, ASHRAE parametrization	IAM = 1 - bo (1/cos i - 1)		bo Parameter
			0.05
User's needs :	Unlimited load (grid)		

Grid-Connected System: Near shading definition

Project : nZEB do ISR
 Simulation variant : New simulation variant

Main system parameters	System type	Grid-Connected		
Near Shadings	Linear shadings			
PV Field Orientation	Blt	22°	azimuth	24°
PV modules	Model	SLK72P6L 305	Pnom	305 Wp
PV Array	Nb. of modules	228	Pnom total	69.5 kWp
Inverter	Model	Sunny Tripower15000 TL	Pnom	15.00 kW ac
Inverter pack	Nb. of units	4.0	Pnom total	60.0 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)			

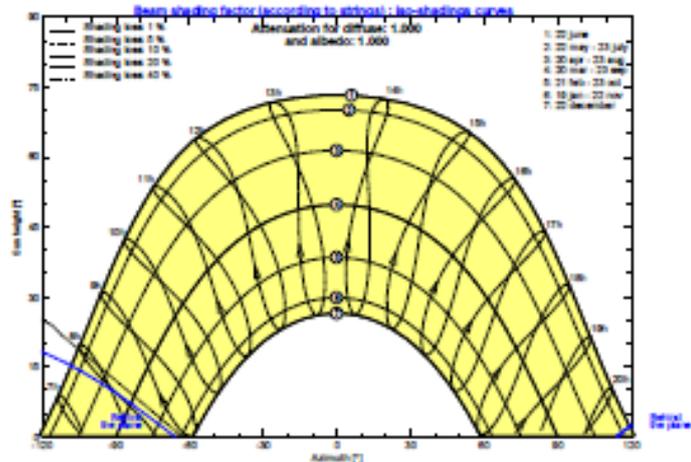
Perspective of the PV-field and surrounding shading scene



iso-shadings diagram

nZEB do ISR: New shading scene

Beam shading factor (according to azimuth) - iso-shadings curves



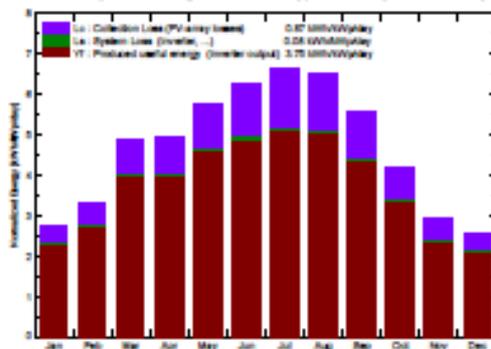
Grid-Connected System: Main results

Project : nZEB do ISR
Simulation variant : New simulation variant

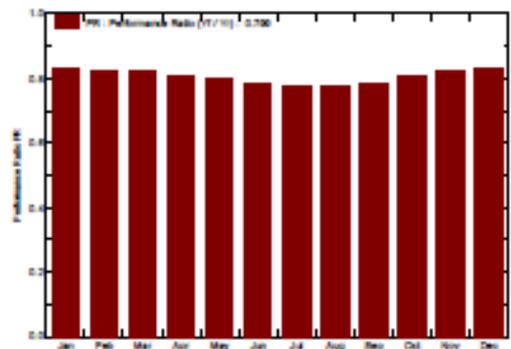
Main system parameters	System type	Grid-Connected	
Near Shadings	Linear shadings		
PV Field Orientation	tilt	22°	azimuth 24°
PV modules	Model	SLK72P6L 305	Pnom 305 Wp
PV Array	Nb. of modules	228	Pnom total 69.5 kWp
Inverter	Model	Sunny Tripower15000 TL	Pnom 15.00 kW ac
Inverter pack	Nb. of units	4.0	Pnom total 60.0 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)		

Main simulation results	System Production	Produced Energy	95219 kWh/year	Specific prod.	1369 kWh/kWp/year
		Performance Ratio PR	79.9 %		

Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 69.5 kWp



Performance Ratio PR



New simulation variant Balances and main results

	GlobHor	T Amb	GlobInc	GlobEFF	EArray	E_Grid	EFFarrR	EFFSysR
	kWh/m²	°C	kWh/m²	kWh/m²	kWh	kWh	%	%
January	61.0	10.00	85.8	82.5	5073	4965	13.36	13.06
February	73.0	11.00	93.0	89.9	5436	5322	13.21	12.93
March	129.0	12.50	150.7	146.0	8756	8581	13.14	12.87
April	140.0	14.00	148.2	143.7	8501	8326	12.96	12.70
May	179.0	16.40	179.7	173.4	10156	9952	12.85	12.59
June	195.0	19.80	187.8	182.2	10448	10230	12.57	12.31
July	209.0	21.80	205.3	199.4	11276	11049	12.42	12.16
August	195.0	21.80	202.2	196.5	11095	10875	12.40	12.15
September	147.0	20.80	166.5	161.7	9276	9094	12.59	12.34
October	104.0	17.40	129.7	125.5	7400	7253	12.90	12.64
November	63.0	13.00	87.5	84.2	5098	4992	13.17	12.89
December	54.0	10.40	79.2	75.2	4681	4579	13.35	13.06
Year	1549.0	15.75	1714.7	1661.1	97195	95219	12.81	12.55

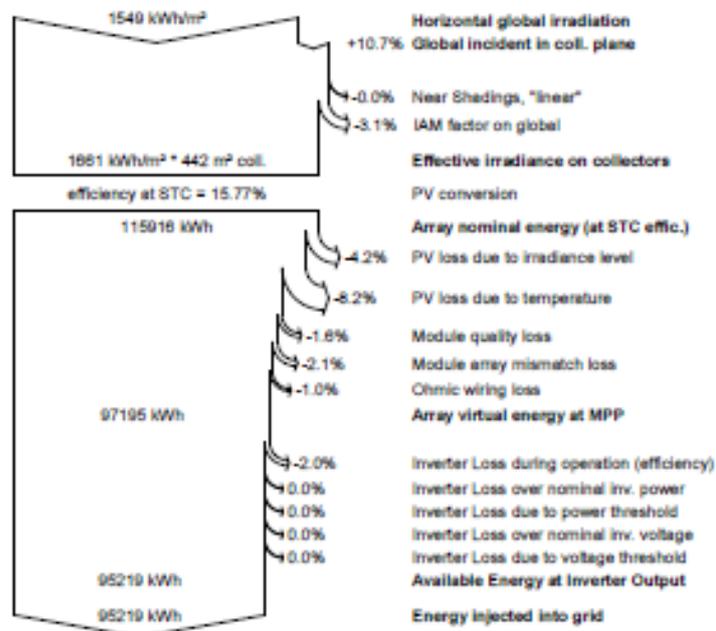
Legende: GlobHor Horizontal global irradiation EArray Effective energy at the output of the array
 T Amb Ambient Temperature E_Grid Energy injected into grid
 GlobInc Global incident in coll. plane EFFarrR Effc. Eout array / rough area
 GlobEFF Effective Global, corr. for IAM and shadings EFFSysR Effc. Eout system / rough area

Grid-Connected System: Loss diagram

Project : nZEB do ISR
Simulation variant : New simulation variant

Main system parameters	System type	Grid-Connected		
Near Shadings	Linear shadings			
PV Field Orientation	tilt	22°	azimuth	24°
PV modules	Model	SLK72P6L 305	Pnom	305 Wp
PV Array	Nb. of modules	228	Pnom total	69.5 kWp
Inverter	Model	Sunny Tripower15000 TL	Pnom	15.00 kW ac
Inverter pack	Nb. of units	4.0	Pnom total	60.0 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)			

Loss diagram over the whole year



10.1.4 Simulação Manz

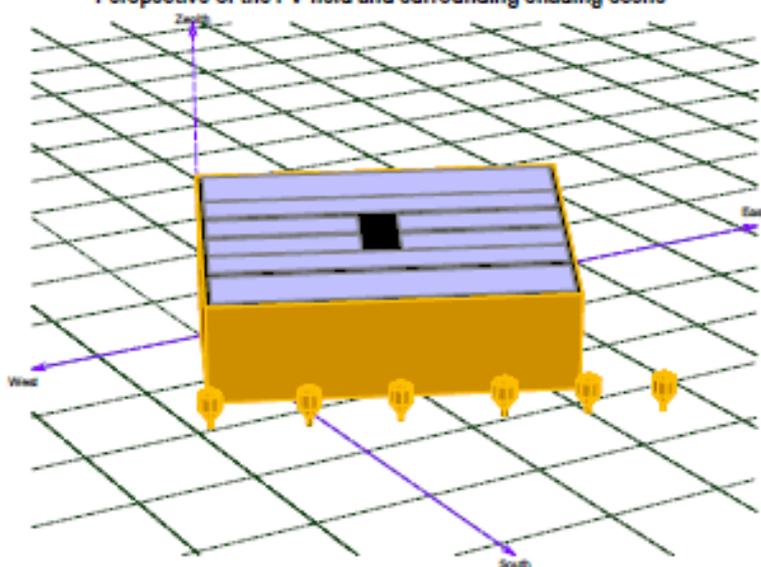
PVSYST V5.69		03/09/13		Page 1/4	
Grid-Connected System: Simulation parameters					
Project :	nZEB do ISR				
Geographical Site	Colmbra	Country	Portugal		
Situation	Latitude 40.1°N	Longitude	8.2°W		
Time defined as	Legal Time Time zone UT+1	Altitude	141 m		
Albedo	0.20				
Meteo data :	Coimbra, Synthetic Hourly data				
Simulation variant :	New simulation variant				
	Simulation date	03/09/13 22h43			
Simulation parameters					
Collector Plane Orientation	Tilt 22°	Azimuth	24°		
Horizon	Free Horizon				
Near Shadings	Linear shadings				
PV Array Characteristics					
PV module	CIS	Model MGES_100			
	Manufacturer	manz			
Number of PV modules	In series	7 modules	In parallel	88 strings	
Total number of PV modules	Nb. modules	616	Unit Nom. Power	104 Wp	
Array global power	Nominal (STC)	64.1 kWp	At operating cond.	57.7 kWp (50°C)	
Array operating characteristics (50°C)	U mpp	484 V	I mpp	119 A	
Total area	Module area	444 m²			
Inverter					
	Model	Sunny Mini Central 7000 HV			
	Manufacturer	SMA			
Characteristics	Operating Voltage	335-560 V	Unit Nom. Power	6.65 kW AC	
Inverter pack	Number of Inverter	8 units	Total Power	53.20 kW AC	
PV Array loss factors					
Thermal Loss factor	Uc (const)	20.0 W/m²K	Uv (wind)	0.0 W/m²K / m/s	
	=> Nominal Oper. Coll. Temp. (G=800 W/m², Tamb=20°C, Wind=1 m/s.)		NOCT	56 °C	
Wiring Ohmic Loss	Global array res.	68 mOhm	Loss Fraction	1.5 % at STC	
Module Quality Loss			Loss Fraction	0.0 %	
Module Mismatch Losses			Loss Fraction	1.0 % at MPP	
Incidence effect, ASHRAE parametrization	IAM = 1 - bo (1/cos i - 1)		bo Parameter	0.05	
User's needs :	Unlimited load (grid)				

Grid-Connected System: Near shading definition

Project : nZEB do ISR
 Simulation variant : New simulation variant

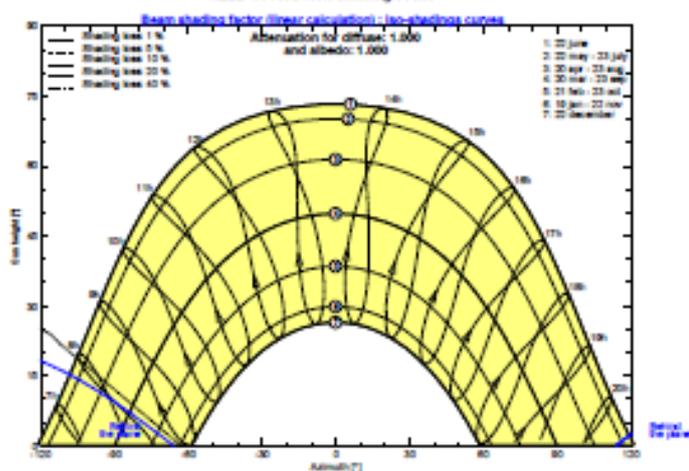
Main system parameters	System type	Grid-Connected		
Near Shadings	Linear shadings			
PV Field Orientation	Blt	22°	azimuth	24°
PV modules	Model	MGES_100	Pnom	104 Wp
PV Array	Nb. of modules	616	Pnom total	64.1 kWp
Inverter	Model	Sunny Mini Central 7000 HVPnom	6.65 kW ac	
Inverter pack	Nb. of units	8.0	Pnom total	53.2 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)			

Perspective of the PV-field and surrounding shading scene



iso-shadings diagram

nZEB do ISR: New shading scene



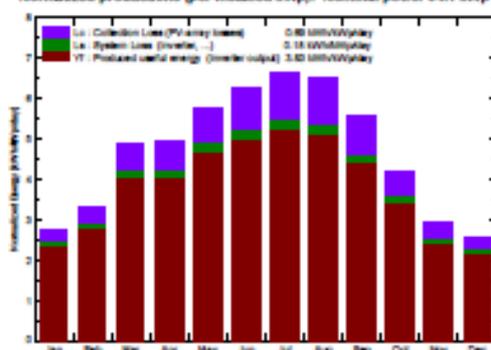
Grid-Connected System: Main results

Project : nZEB do ISR
Simulation variant : New simulation variant

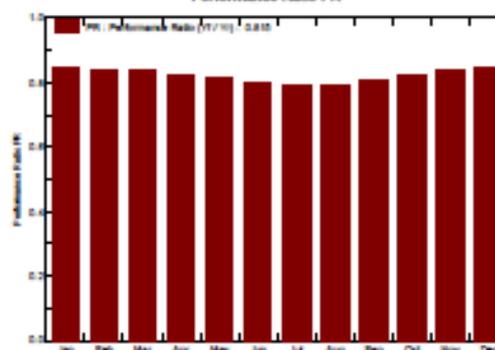
Main system parameters		System type	Grid-Connected	
Near Shadings		Linear shadings		
PV Field Orientation		tilt	22°	azimuth 24°
PV modules		Model	MGES_100	Pnom 104 Wp
PV Array		Nb. of modules	616	Pnom total 64.1 kWp
Inverter		Model	Sunny Mini Central 7000 HVPnom	6.65 kW ac
Inverter pack		Nb. of units	8.0	Pnom total 53.2 kW ac
User's needs		Unlimited load (grid)		

Main simulation results		Produced Energy	89573 kWh/year	Specific prod.	1398 kWh/kWp/year
System Production		Performance Ratio PR	81.5 %		

Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 64.1 kWp



Performance Ratio PR



New simulation variant Balancees and main results

	GlobHor	T Amb	GlobInc	GlobEFF	EArray	E_Grid	EFFarr	EFFSysR
	kWh/m²	°C	kWh/m²	kWh/m²	kWh	kWh	%	%
January	61.0	10.00	85.8	82.5	4891	4665	12.85	12.26
February	73.0	11.00	93.0	89.9	5244	5004	12.71	12.13
March	129.0	12.50	150.7	146.0	8433	8063	12.62	12.07
April	140.0	14.00	148.2	143.7	8191	7821	12.46	11.90
May	179.0	16.40	173.7	173.4	9793	9356	12.36	11.81
June	195.0	19.80	187.6	182.2	10080	9629	12.10	11.56
July	209.0	21.80	205.3	199.4	10663	10402	11.95	11.42
August	195.0	21.80	202.2	196.6	10700	10230	11.93	11.41
September	147.0	20.80	166.5	161.7	8569	8569	12.13	11.60
October	104.0	17.40	129.7	125.5	7147	6830	12.42	11.87
November	63.0	13.00	87.5	84.2	4923	4696	12.66	12.10
December	54.0	10.40	79.2	76.2	4515	4304	12.85	12.25
Year	1549.0	15.75	1714.7	1661.1	93757	89573	12.33	11.76

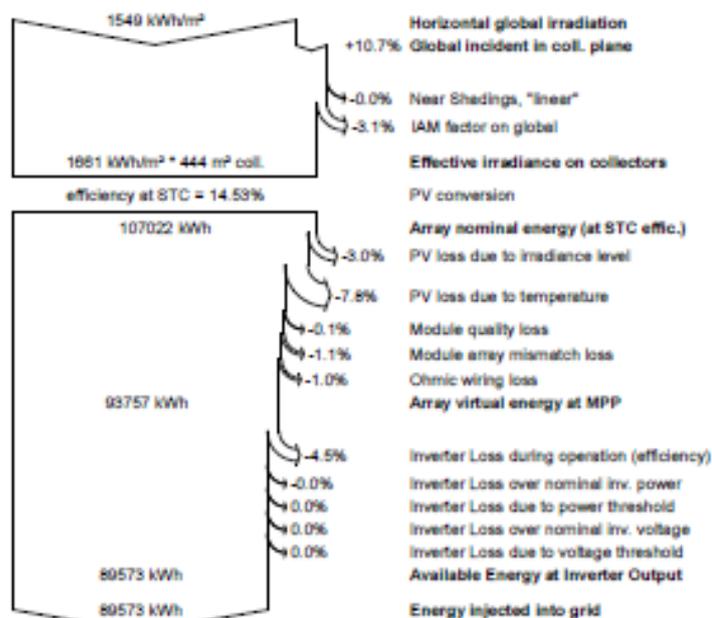
Legende: GlobHor Horizontal global irradiation EArray Effective energy at the output of the array
T Amb Ambient Temperature E_Grid Energy injected into grid
GlobInc Global incident in coll. plane EFFarr Effc. Eout array / rough area
GlobEFF Effective Global, corr. for IAM and shadings EFFSysR Effc. Eout system / rough area

Grid-Connected System: Loss diagram

Project : nZEB do ISR
Simulation variant : New simulation variant

Main system parameters	System type	Grid-Connected		
Near Shadings	Linear shadings			
PV Field Orientation	tilt	22°	azimuth	24°
PV modules	Model	MGES_100	Pnom	104 Wp
PV Array	Nb. of modules	616	Pnom total	64.1 kWp
Inverter	Model	Sunny Mini Central 7000 HVPnom		6.65 kW ac
Inverter pack	Nb. of units	8.0	Pnom total	53.2 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)			

Loss diagram over the whole year



10.2 Figuras

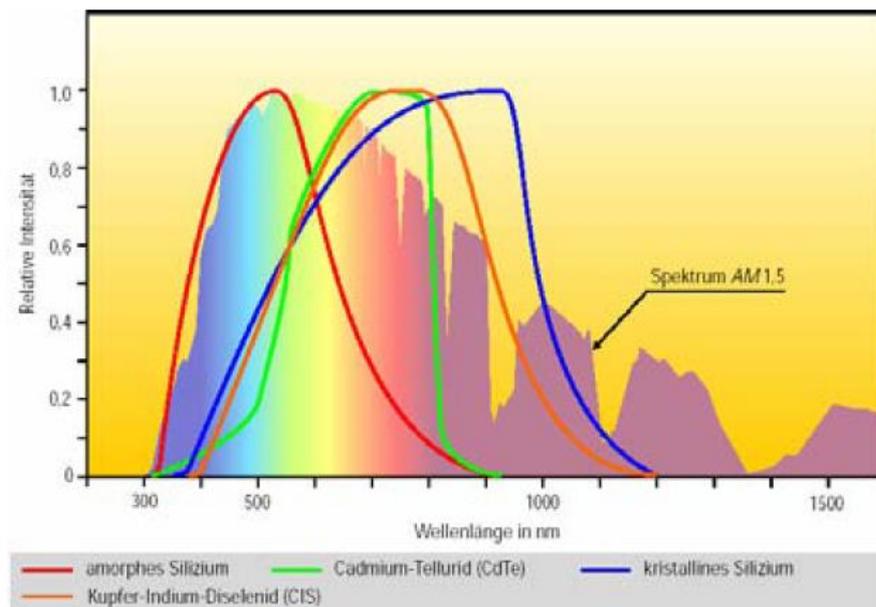


Figura 13 – Sensibilidade espectral dos diferentes tipos de células solares (fontes: ISET Kassel)

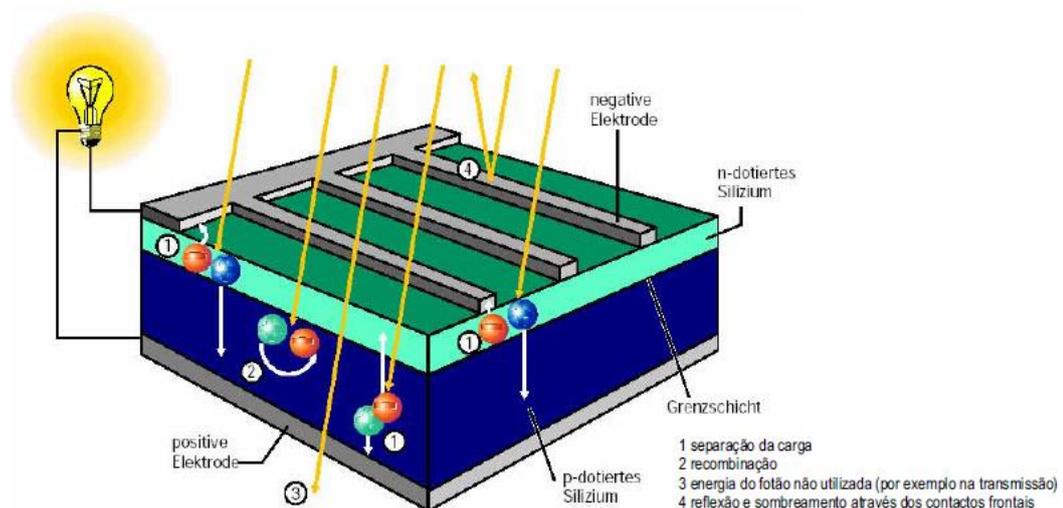


Figura 14 – Estrutura e função de uma célula cristalina solar , Fonte: (Instituto Superior Técnico, 2004)



Figura 15 – Células solares de grande eficiência Fonte: (inovacaotecnologica, 2007)

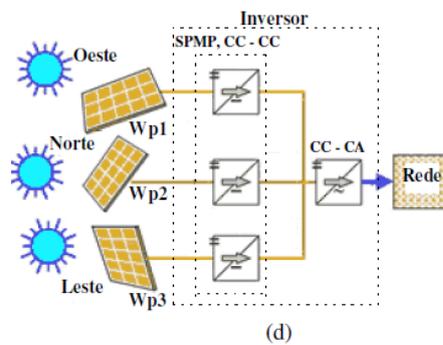


Figura 16 – Inversor múltiplo mppt. Fonte:(Instituto Superior Técnico, 2004)

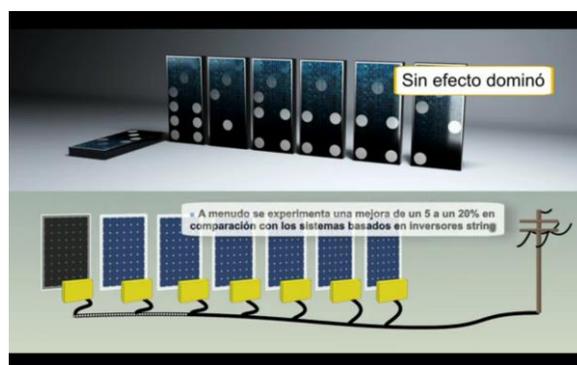


Figura 17 – Configuração do sistema com módulos AC. Fonte: (Imagem de filme promocional Enecsys)



Figura 18 – Inversor Central Fonte: (Fronius Solar)

Curva de rendimento

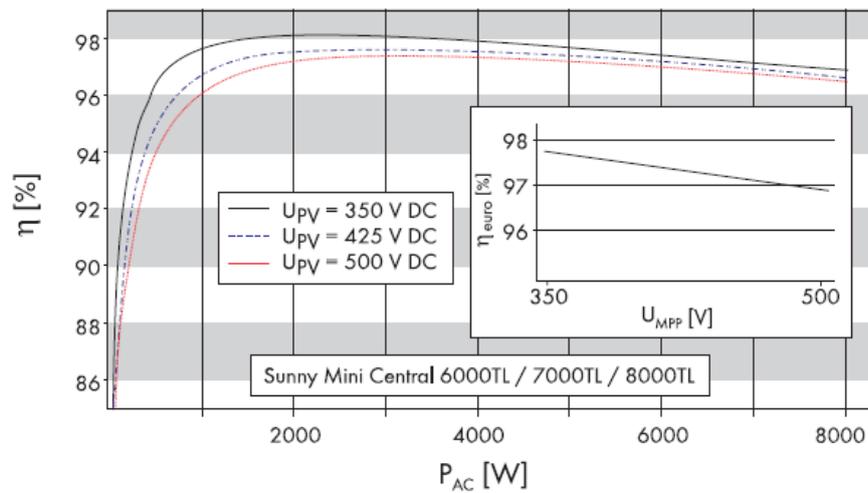


Figura 19 – Curva de rendimento do Sunny Mini Central 7000TL Fonte: (SMA Solar Technology AG, 2013)

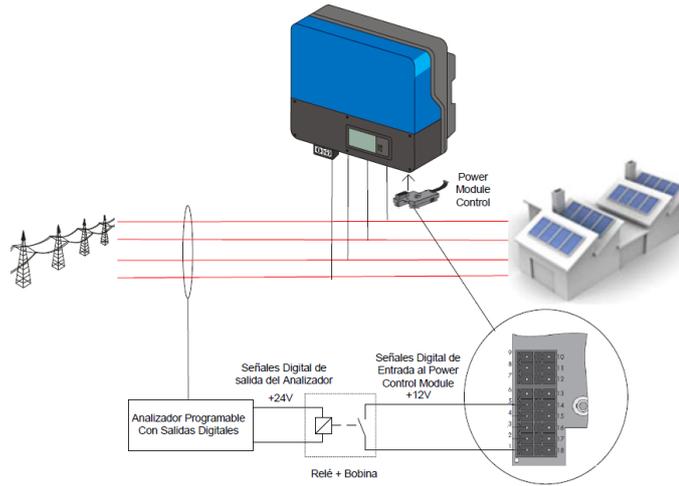


Figura 20 – Esquema de ligação do inversor ao controlador de energia. Fonte: (SMA Solar Technology AG, 2013)

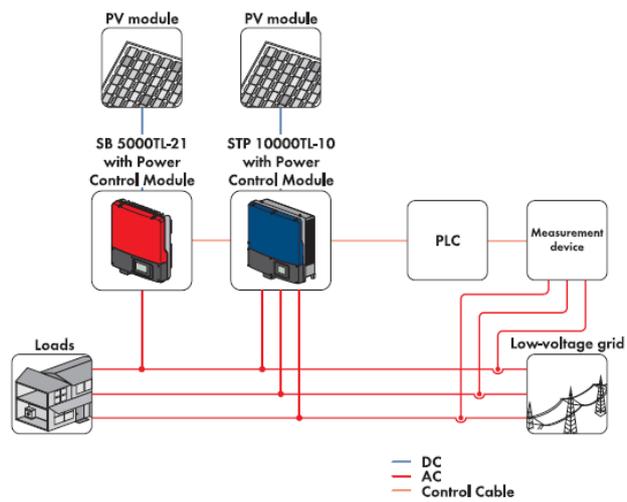


Figura 21 – Esquema de ligação do inversor ao controlador de energia. Fonte: (SMA Solar Technology AG, 2013)



Figura 22 – Painéis em estudo. Fonte: (Solarplaza, 2012)

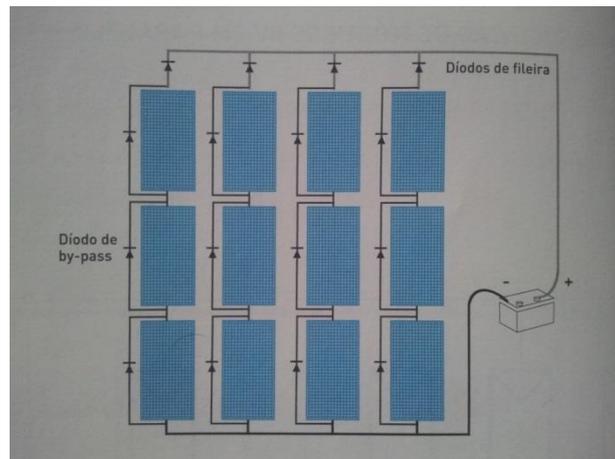


Figura 23 - Circuito de strings em paralelo. Fonte: (Instituto Superior Técnico, 2004)

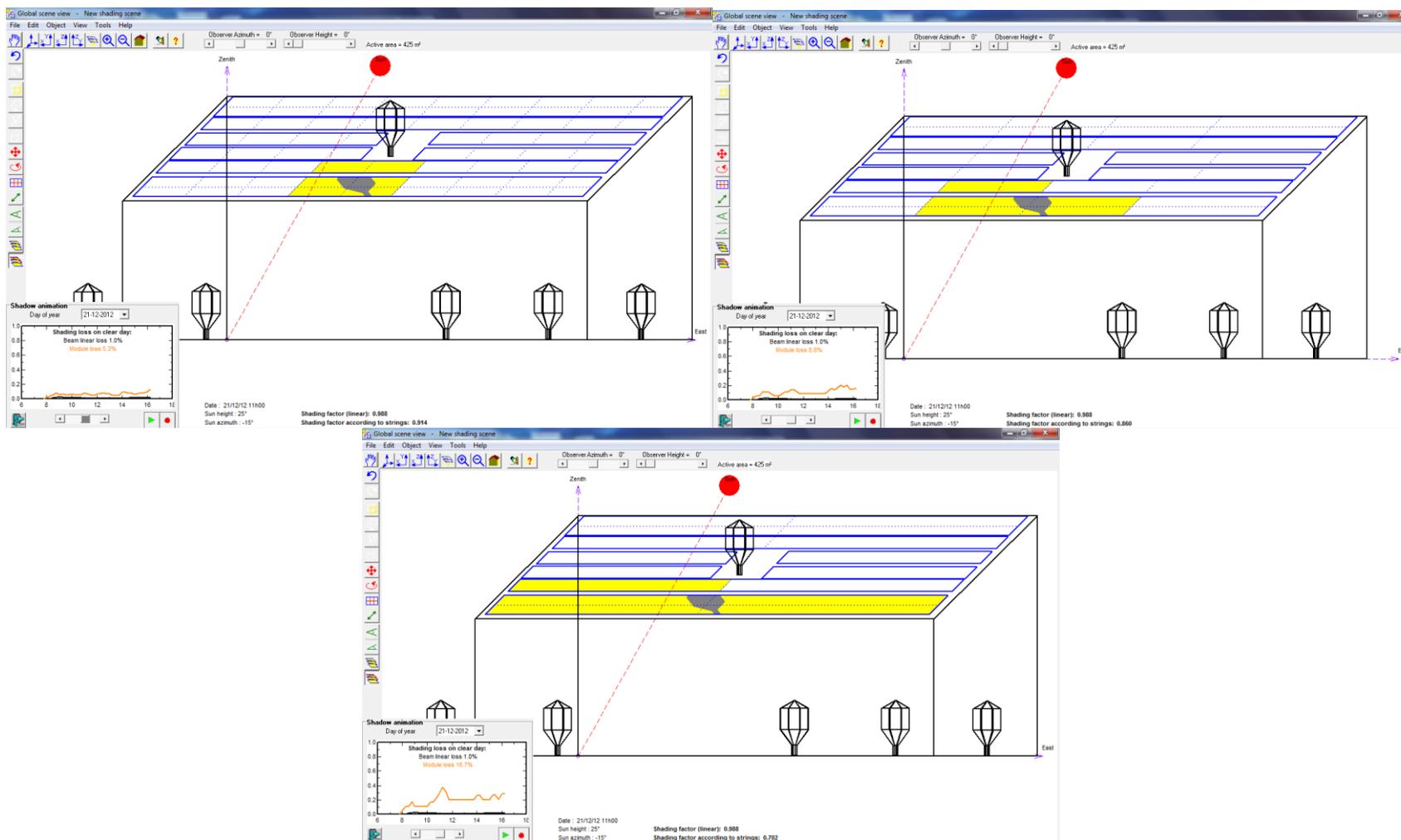


Figura 24 Simulador com uma árvore na zona dos painéis com diferentes tamanhos de strings

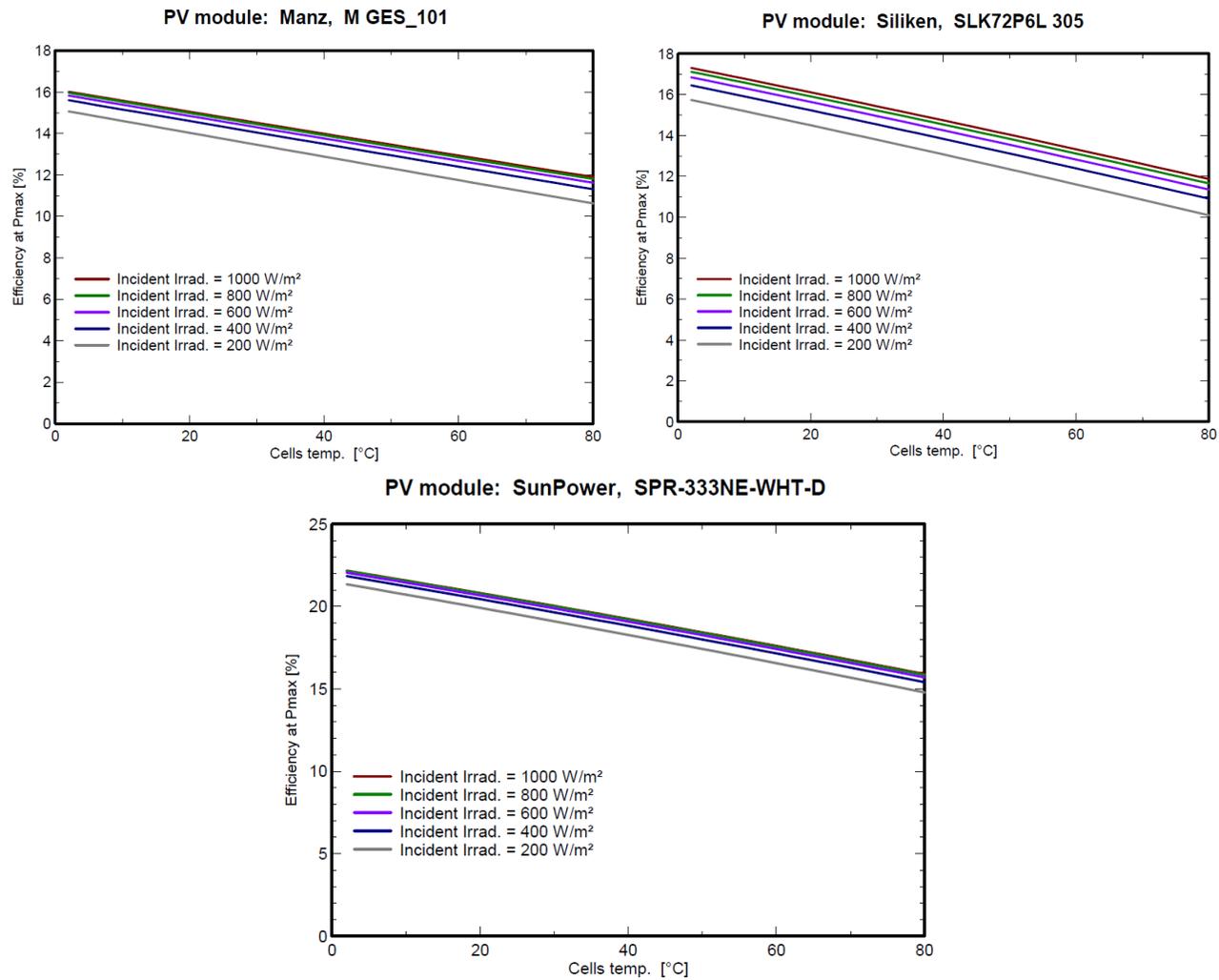


Figura 25 - Efeito da temperatura nos painéis escolhidos Fonte: (PVSYST)

10.3 Tabelas

nZEB	Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Maior	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro
consumo nZEB por mês	9640,83	9580,83	9747,91	7293,91	6845,95	6587,25	7465,41	6216,16	7464,58	6980,20	8263,20	9466,33
MONO	6554	7028	11281	10976	13121	13518	14602	14356	12016	9582	6604	6054
POLY	5002	5365	8650	8399	10044	10337	11172	10996	9190	7321	5033	4614
CIS/CIGS	4665	5004	8063	7821	9358	9629	10402	10230	8569	6830	4698	4304
HIT	4849	5228	8455	8239	9886	10242	11117	10950	9109	7195	4905	4474
uCSI-aSi:H	5057	5551	9052	8956	10761	11155	12077	11836	9787	7655	5123	4622
aSi:H	4802	5276	8628	8522	10233	10576	11433	11203	9282	7275	4864	4386

Tabela 18 – Valores de consumo e produção dos diversos tipos de instalações fotovoltaicas

Tabela 19 – Resultados das diferentes simulações efetuadas

<i>Opções de Análise</i>	Configuração 1	Configuração 2	Configuração 3	Configuração 4	Configuração 5
Modelo de Painéis	Sunpower				
Número de Strings	208	208	208	208	208
Número de Painéis por String	1	26	16	16	16
Modelo de Inversores	ENCYSYS DMI 350/50	FRONIUS CL60	KACO Powador 72.0 TL3 Park M	SMA STP 15000 TL	SIEMENS Sinvert PVM13
Número de Inversores	208	1	1	4	5
Resultados da Simulação (Output)					
Produção específica (kWh / kWp / ano)	1356	1415	1451	1452	1451
Energia anual produzida (kWh)	93940	98031	100489	100552	100477
Rácio de Performance PR (%)	79,1	82,5	84,6	84,7	84,6
V _{mpp} a 50°	49	391	635	635	635
Potência nominal da instalação (kW dos painéis)	69,264	69,264	69,264	69,264	69,264
Potência de ligação à rede (kW dos inversores)	66,56	60	60	60	60

<i>Opções de Análise</i>	Configuração 1	Configuração 2	Configuração 3	Configuração 4	Configuração 5
Modelo de Painéis	Siliken				
Número de Strings	190	16	17	10	10
Número de Painéis por String	1	12	11	19	18
Modelo de Inversores	ENCYSYS DMI 280/VDE	FRONIUS CL48	Kostal pico 55	SMA STP 10000 TL	solarmax mt2
Número de Inversores	208	1	1	5	5
Resultados da Simulação (Output)					
Produção específica (kWh / kWp / ano)	1296	1346	1379	1379	1373
Energia anual produzida (kWh)	75124	78827	78668	79904	75398
Rácio de Performance PR (%)	75,6	78,5	80,4	80,4	80,1
V _{mpp} a 50°	37	373	359	620	587
Potência nominal da instalação (kW dos painéis)	57,95	58,56	57,035	57,95	54,9
Potência de ligação à rede (kW dos inversores)	50,35	48	50	50	50

<i>Opções de Análise</i>	Configuração 1	Configuração 2	Configuração 3	Configuração 4	Configuração 5
Modelo de Painéis	Manz				
Número de Strings	94	58	67	94	
Número de Painéis por String	5	8	7	4	
Modelo de Inversores	FRONIUS CL48	Ingecon Sun 20	minicentral 7000 HV	IG Plus 120 V-3	
Número de Inversores	1	2	6	4	
Resultados da Simulação (Output)					
Produção específica (kWh / kWp / ano)	1376	1369	1378	1376	
Energia anual produzida (kWh)	67262	66085	67223	67250	
Rácio de Performance PR (%)	80,3	79,9	80,4	80,2	
V _{mpp} a 50°	474	542	447	339	
Potência nominal da instalação (kW dos painéis)	48880	48256	48776	48880	
Potência de ligação à rede (kW dos inversores)	48	40	39,9	40	

Tabela 20 – Tabela de preenchimento de dados para análise económica

Dados do projeto:	
Potência a Instalar (KWp)	Potência da instalação
Custos de Instalação (€/kWp)	Preço
Tarifa (€/kWh)	Tarifa média ponderada de hora ponta e hora de cheia
Ano de arranque da instalação	2014
Número de meses de produção no ano de arranque	12
Energia elétrica à rede (kWh/ano)	Produção específica
Inflação Anual (%)	2,0%
Custos de manutenção (€/KWp/ano)	Entre 0,015 e 0,02€
Inflação Anual (energia) (%)	3,0%
Co2 evitado por MWh produzido (kG de CO ₂ /MWh)	370
Perdas de produção anuais (%)	0,01%

Tabela 21 Análise económica para MT

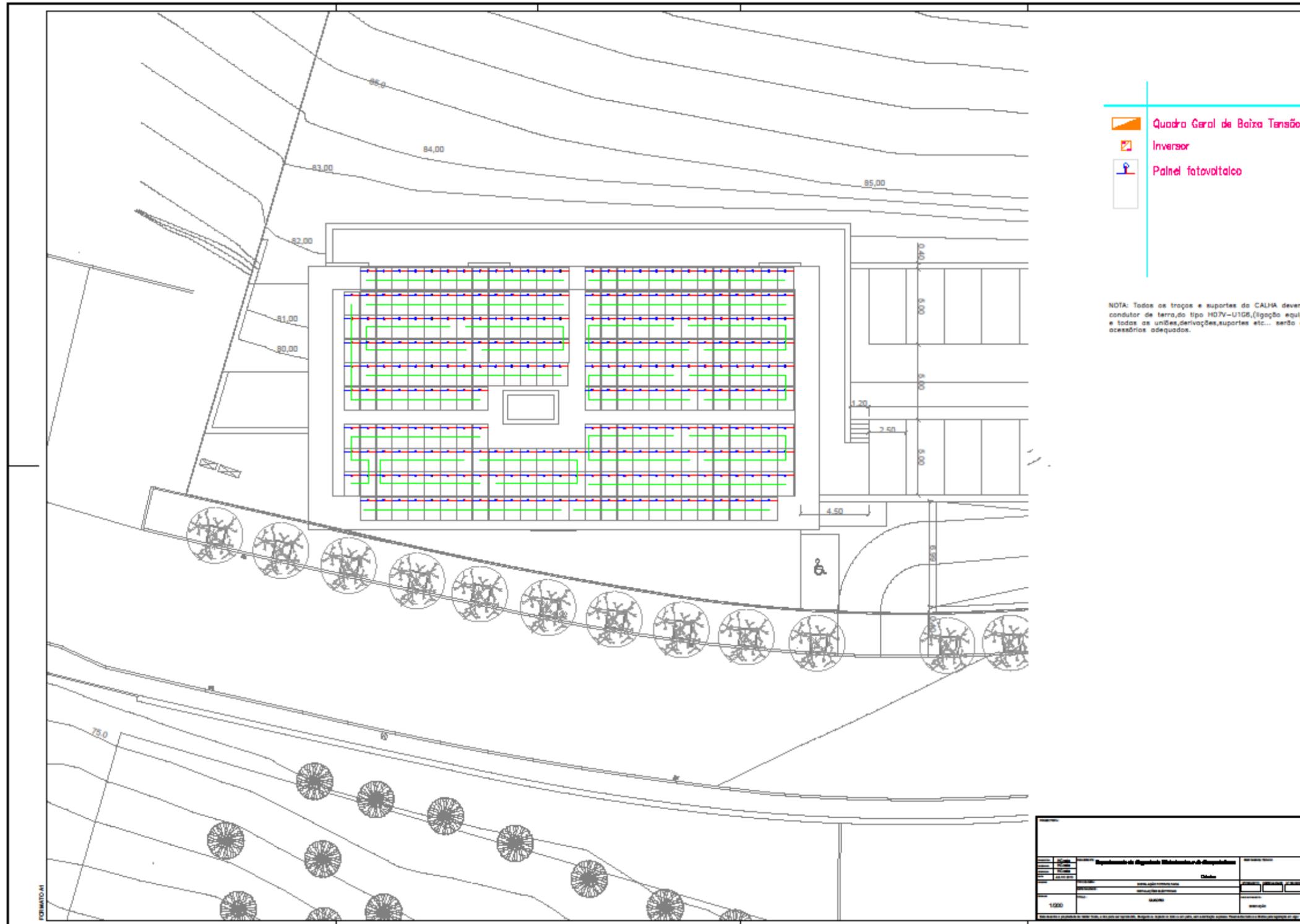
MT	Manz	Siliken	Sunpower
Ano	25 2038	25 2038	25 2038
Cálculo da Tarifa			
Depreciação da tarifa venda de energia	0,115 €	0,115 €	0,115 €
Apreciação da tarifa de compra de energia	0,115 €	0,115 €	0,115 €
Custos			
Fornecimento e montagem do sistema			
Manutenção	1.877.352 €	1.519.600 €	1.891.961 €
Custos totais	1.877.352 €	1.519.600 €	1.891.961 €
Receitas			
Receita da venda de energia à rede eléctrica	7.840.022 €	8.364.509 €	10.941.627 €
Fluxos de caixa no final do ano	5.962.670 €	6.844.909 €	9.049.666 €
Fluxos de caixa acumulados	- 19.283.765 €	24.767.170 €	28.189.863 €
Energia Accumulada fornecida à rede (MWh/Ano)	2251954,32	2402607	3142854
Emissões de CO2 Evitadas (Ton/Ano) (Acumulado)	833.223	888.965	1.162.856

Tabela 22 – Análise económica para BTE

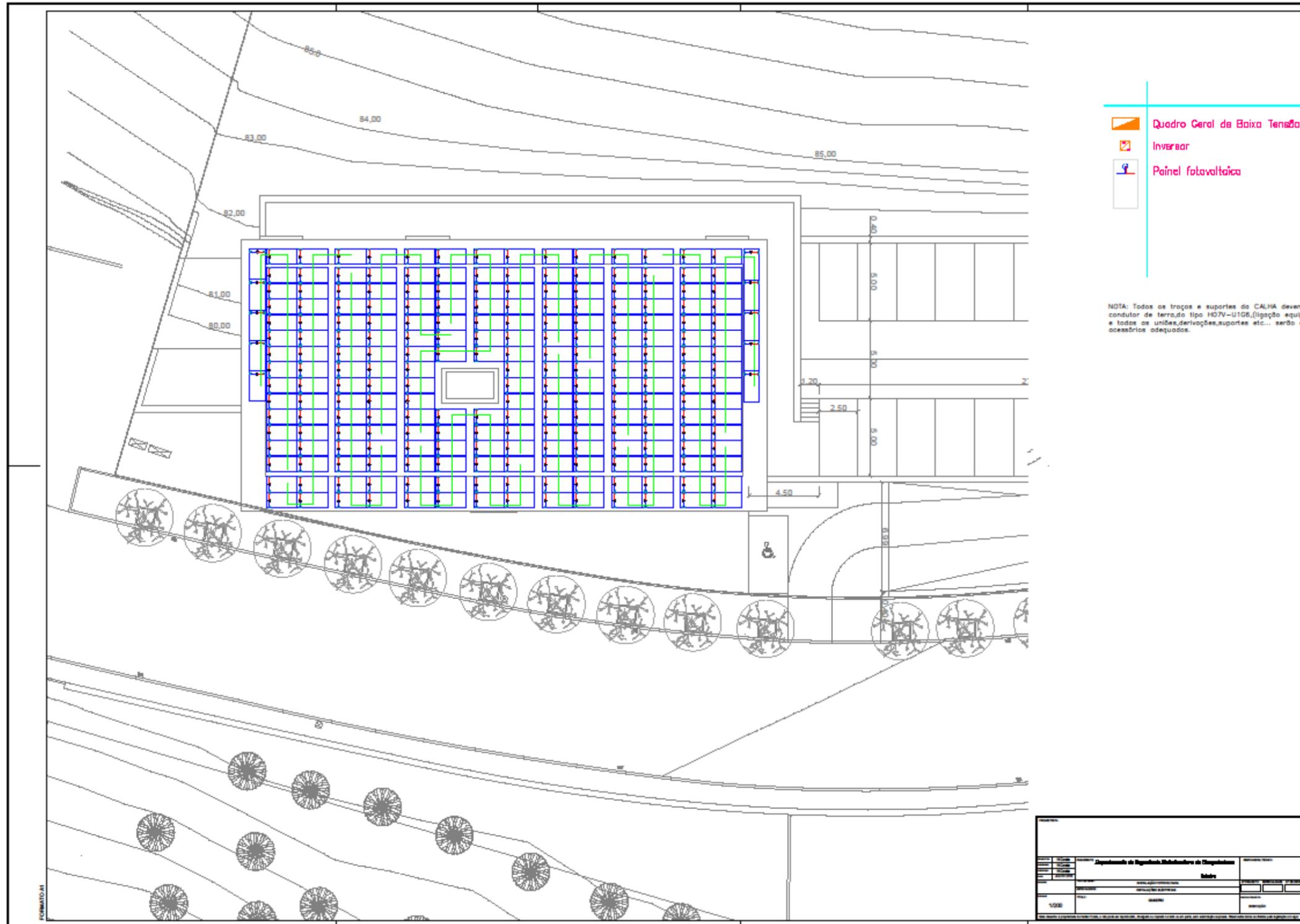
BTE	Manz	Siliken	Sunpower
Ano	25	25	25
	2038	2038	2038
Cálculo da Tarifa			
Depreciação da tarifa venda de energia	0,214 €	0,214 €	0,214 €
Apreciação da tarifa de compra de energia	0,214 €	0,214 €	0,214 €
Custos			
Fornecimento e montagem do sistema			
Manutenção	1.877.352 €	1.722.213 €	1.891.961 €
Custos totais	1.877.352 €	1.722.213 €	1.891.961 €
Receitas			
Receita da venda de energia à rede eléctrica	14.640.041 €	15.619.440 €	20.431.814 €
Fluxos de caixa no final do ano	12.762.689 €	13.897.227 €	18.539.853 €
Fluxos de caixa acumulados	114.089.869 €	162.200.599 €	195.807.954 €
Energia Accumulada fornecida à rede (MWh/Ano)	2251954,32	2402607	3142854
Emissões de CO2 Evitadas (Ton/Ano) (Acumulado)	833.223	888.965	1.162.856

10.1 Desenhos

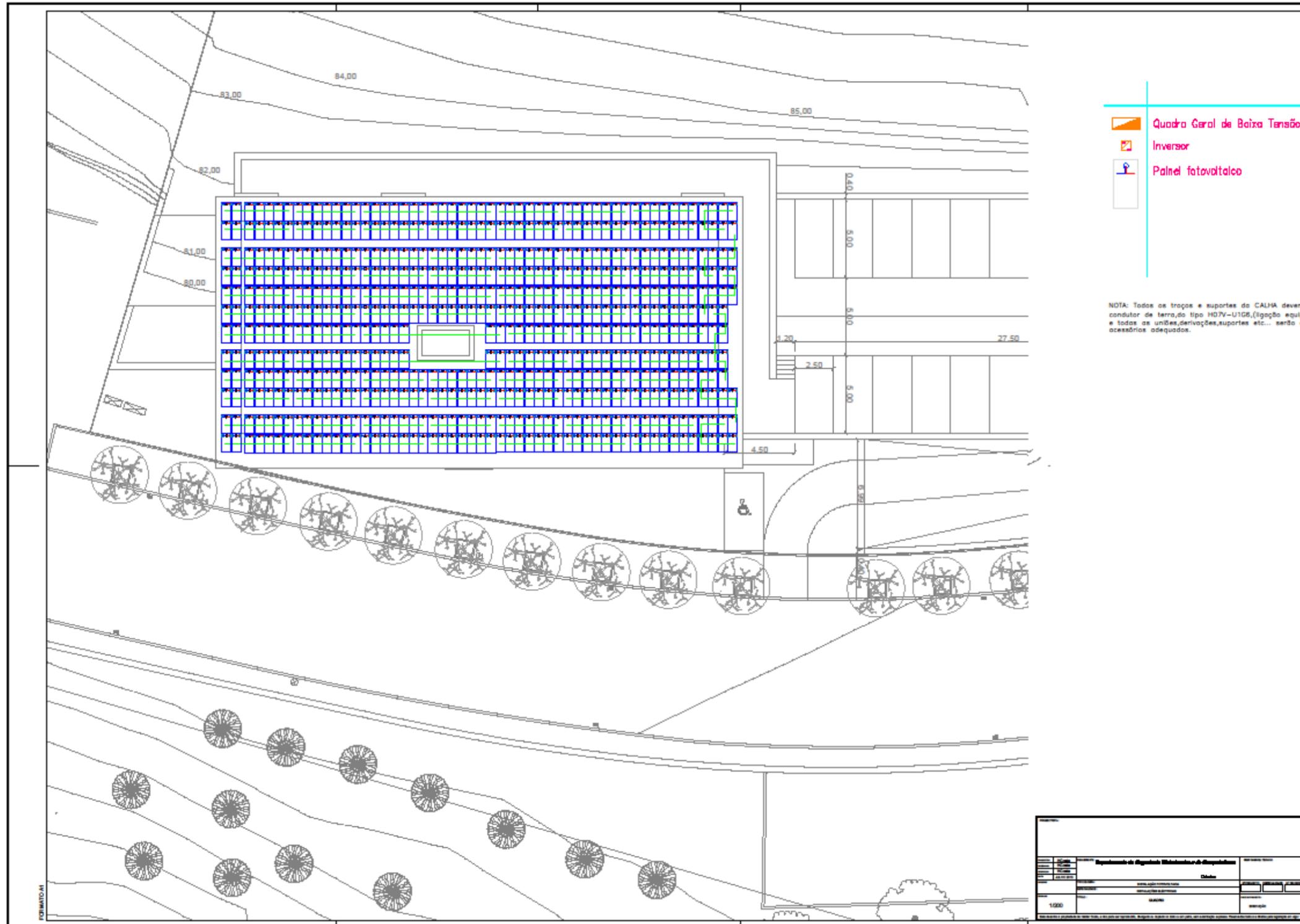
10.1.1 Sunpower



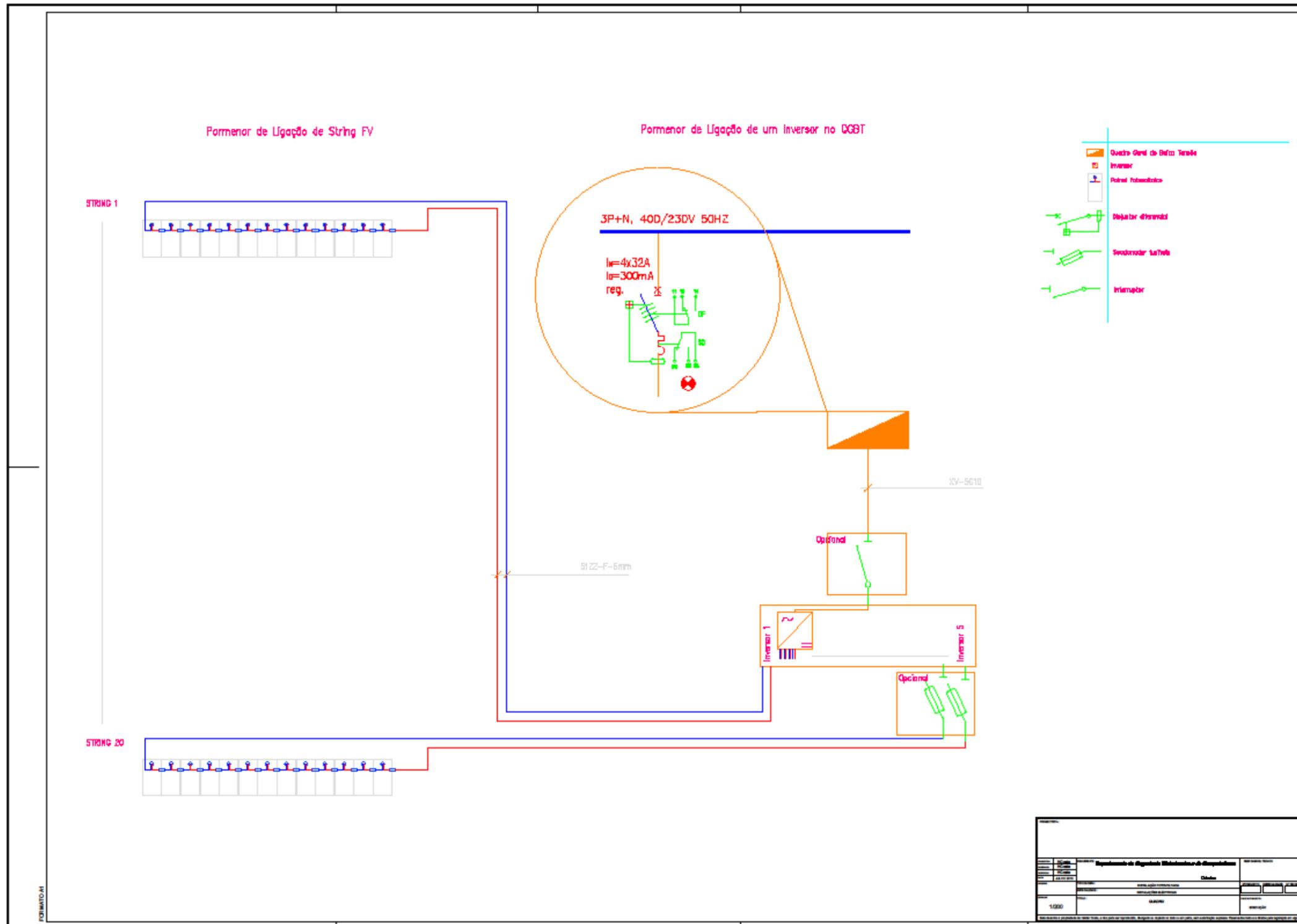
10.1.2 Siliken



10.1.3 Manz



10.1.4 Diagrama de blocos e ligações



10.1 Cotação das três instalações

Tabela 23 – Proposta de preço de instalação fotovoltaica para os três casos em estudo

MiniGeração - nZEB						
Proposta	Proposta Sunpower		Proposta Siliken		Proposta Manz	
Potência Nominal	75.000,00 W		60.000,00 W		48.000,00 W	
Potencia instalada (módulos fotovoltaicos)	86.580,00 W		69.540,00 W		64.433,60 W	
nº de paineis fotovoltaicos	260		228		616	
Área total de paineis	424 m2		442 m2		444 m2	
Preço (€/Wp)	1,25 €		0,70 €		0,55 €	
Projecto, preparação e monitorização dos trabalhos		€/Wp		€/Wp		€/Wp
Estudos e desenhos	2.500 €	0,0289 €	2.500 €	0,0360 €	2.500 €	0,0388 €
Supervisão e monitorização dos trabalhos	2.500 €	0,0289 €	2.500 €	0,0360 €	2.500 €	0,0388 €
Testes finais	1.500 €	0,0173 €	1.500 €	0,0216 €	1.500 €	0,0233 €
Total:	6.500 €	0,0751 €	6.500,00 €	0,09 €	6.500 €	0,10 €
Trabalhos civis		€/Wp		€/Wp		€/Wp
Limpeza	3.000 €	0,0347 €	3.600,00 €	0,0518 €	4.000 €	0,0621 €
Topografia	500 €	0,0058 €	600,00 €	0,0086 €	650 €	0,0101 €
Construção de caminhos de cabos	3.000 €	0,0347 €	3.600,00 €	0,0518 €	6.000 €	0,0931 €
Total:	6.500 €	0,0751 €	7.800,00 €	0,11 €	10.650,00 €	0,17 €
Estrutura		€/Wp		€/Wp		€/Wp
Fornecimento de Estrutura	8.658,00 €	0,100 €	9.040,20 €	0,130 €	11.000,00 €	0,171 €
Montagem de Estrutura	9.000,00 €	0,104 €	10.000,00 €	0,144 €	23.000,00 €	0,357 €
Total:	17.658,00 €	0,204 €	19.040,20 €	0,27 €	34.000,00 €	0,53 €
Painéis		€/Wp		€/Wp		€/Wp
Fornecimento de Painéis	108.225 €	1,2500 €	48.678,00 €	0,7000 €	35.438 €	0,5500 €
Fixação de Painéis e execução de Strings	676 €	0,0078 €	638,40 €	0,0092 €	1.848 €	0,0287 €
Total:	108.901 €	1,2578 €	49.316,40 €	0,71 €	37.286 €	1 €
Cablagem e Quadros DC		€/Wp		€/Wp		€/Wp
Fornecimento de cabo Terra V/A	2.400 €	0,0277 €	2.400 €	0,0345 €	3.546 €	0,0550 €
Fornecimento de Junction Box	0 €	0,0000 €	0,00 €	0,0000 €	3.940 €	0,0612 €
Fornecimento de cabo solar 6mm2	1.550 €	0,0179 €	1.400,00 €	0,0201 €	3.940 €	0,0612 €
Instalação de cabo solar	3.000 €	0,0347 €	3.000,00 €	0,0431 €	8.275 €	0,1284 €
Fornecimento de cabo entre JB e o inversor	0 €	0,0000 €	0,00 €	0,0000 €	788 €	0,0122 €
Instalação de cabo entre JB e o inversor	0 €	0,0000 €	0,00 €	0,0000 €	788 €	0,0122 €
Caminhos de cabos	3.140 €	0,0363 €	3.140,00 €	0,0452 €	6.016 €	0,0934 €
Total:	10.090 €	0,1165 €	9.940,00 €	0,14 €	27.293,1 €	0,4 €
Inversores		€/Wp		€/Wp		€/Wp
Fornecimento de inversores	15.000 €	0,1733 €	12.000,00 €	0,1726 €	10.600 €	0,1645 €
Instalação de inversores e transformadores	2.500 €	0,0289 €	2.000,00 €	0,0288 €	3.500 €	0,0404 €
Total:	17.500 €	0,2021 €	14.000,00 €	0,20 €	14.100,00 €	0,20 €
Cablagem e Quadros AC		€/Wp		€/Wp		€/Wp
Fornecimento de cabo entre inversores e Quadro geral	200 €	0,0023 €	200,00 €	0,0029 €	270 €	0,0042 €
Instalação de cabo entre inversores e Quadro geral	400 €	0,0046 €	400,00 €	0,0058 €	550 €	0,0085 €
Quadros de inversores	3.000 €	0,0347 €	3.000,00 €	0,0431 €	4.000 €	0,0621 €
Total:	3.600 €	0,0416 €	3.600,00 €	0,05 €	4.820,00 €	0,07 €
Monitorização		€/Wp		€/Wp		€/Wp
Sistema de monitorização	5.000 €	0,0578 €	5.000,00 €	0,0719 €	5.000 €	0,0776 €
Total:	5.000 €	0,0578 €	5.000,00 €	0,07 €	5.000,00 €	0,08 €
Total Proposta:	175.749,00 €	2,030 €	115.196,60 €	1,657 €	139.649,61 €	2,167 €

10.2 Análise económica

10.2.1 Análise económica Manz BTE

DADOS DO PROJECTO

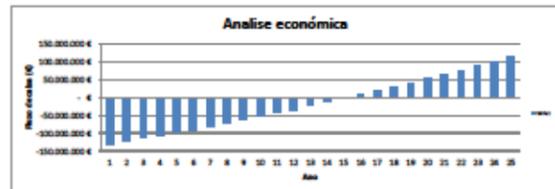
Dados do projecto:	
Capacidade à instalação (MW)	6410
Costo de instalação (€/Wp)	0,150
Tarifa (€/kWh)	0,1064
Ano de arranque da instalação	2014
Número de meses de produção no ano de arranque	10
Venda de energia eléctrica à rede (kWh/ano)	1.380
Emissão Anual (tCO ₂ /ano)	0,00
Costo de manutenção (€/Wp/ano)	0,0204
Eficiência Anual (energia) (%)	3,00
CO ₂ emitido por MWh produzido (kg de CO ₂ /MWh)	370
Revolta de produção anual	0,21

Descrição do projecto:

Fornecimento e Montagem de Minigeração MANZ (BTE)

ANÁLISE ECONÓMICA DO INVESTIMENTO

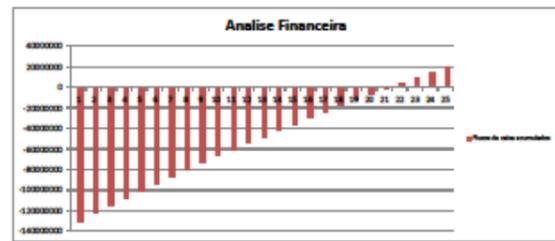
Ano	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
Cálculo da Tarifa																									
Previsão devida à Tarifa venda de energia	0,1064	0,1064	0,1124	0,1184	0,1244	0,1304	0,1364	0,1424	0,1484	0,1544	0,1604	0,1664	0,1724	0,1784	0,1844	0,1904	0,1964	0,2024	0,2084	0,2144	0,2204	0,2264	0,2324	0,2384	
Apreciação da tarifa de compra de energia	0,1064	0,1064	0,1124	0,1184	0,1244	0,1304	0,1364	0,1424	0,1484	0,1544	0,1604	0,1664	0,1724	0,1784	0,1844	0,1904	0,1964	0,2024	0,2084	0,2144	0,2204	0,2264	0,2324	0,2384	
Costos																									
Investimento a amortizar de 2014	134.917,314																								
Manutenção	0,4	1.077,362	1.077,362	1.077,362	1.077,362	1.077,362	1.077,362	1.077,362	1.077,362	1.077,362	1.077,362	1.077,362	1.077,362	1.077,362	1.077,362	1.077,362	1.077,362	1.077,362	1.077,362	1.077,362	1.077,362	1.077,362	1.077,362	1.077,362	
Costos totais	138.627,814	1.077,362	1.077,362	1.077,362	1.077,362	1.077,362	1.077,362	1.077,362	1.077,362	1.077,362	1.077,362	1.077,362	1.077,362	1.077,362	1.077,362	1.077,362	1.077,362	1.077,362	1.077,362	1.077,362	1.077,362	1.077,362	1.077,362	1.077,362	
Recostas																									
Utileza da venda de energia à rede eléctrica	2.748,912	2.694,224	2.874,528	3.054,832	3.235,136	3.415,440	3.595,744	3.776,048	3.956,352	4.136,656	4.316,960	4.497,264	4.677,568	4.857,872	5.038,176	5.218,480	5.398,784	5.579,088	5.759,392	5.939,696	6.119,999	6.299,952	6.479,904	6.659,856	
Fluxos de caixa no final do ano	-130.181,307	7.716,862	7.797,166	8.190,469	8.583,772	8.977,075	9.370,378	9.763,681	10.156,984	10.550,287	10.943,590	11.336,893	11.730,196	12.123,499	12.516,802	12.910,105	13.303,408	13.696,711	14.090,014	14.483,317	14.876,620	15.269,923	15.663,226	16.056,529	
Fluxos de caixa acumulados	-130.181,307	-122.464,445	-114.667,279	-106.870,113	-99,072,947	-91,275,781	-83,478,615	-75,681,449	-67,884,283	-60,087,117	-52,289,951	-44,492,785	-36,695,619	-28,898,453	-21,101,287	-13,304,121	-5,506,955	2,290,211	10,087,377	17,884,543	25,681,709	33,478,875	41,276,041	49,073,207	
Geometria Acumulada fornecida à rede (MWh/ano)	90076,1720	180156,3450	270346,5180	360536,6910	450726,8640	540917,0370	631107,2100	721297,3830	811487,5560	901677,7290	991867,9020	1082058,0750	1172248,2480	1262438,4210	1352628,5940	1442818,7670	1533008,9400	1623199,1130	1713389,2860	1803579,4590	1893769,6320	1983959,8050	2074149,9780	2164340,1510	
Índice de CO ₂ (t/ano) (Total/ano) (Acumulado)	33.335	66.670	99,995	133,310	166,625	200,940	234,255	267,570	300,885	334,200	367,515	400,830	434,145	467,460	500,775	534,090	567,405	600,720	634,035	667,350	700,665	733,980	767,295	800,610	



ANÁLISE FINANCEIRA DO INVESTIMENTO

Dados do projecto:	
Taxa de actualização	4%
Número de Anos do Projecto	25

Ano de Projecto	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Fluxos de caixa																									
Utileza da venda de energia à rede eléctrica	2.748,912	2.694,224	2.874,528	3.054,832	3.235,136	3.415,440	3.595,744	3.776,048	3.956,352	4.136,656	4.316,960	4.497,264	4.677,568	4.857,872	5.038,176	5.218,480	5.398,784	5.579,088	5.759,392	5.939,696	6.119,999	6.299,952	6.479,904	6.659,856	
Fluxos de caixa no final do ano	-130.181,307	7.716,862	7.797,166	8.190,469	8.583,772	8.977,075	9.370,378	9.763,681	10.156,984	10.550,287	10.943,590	11.336,893	11.730,196	12.123,499	12.516,802	12.910,105	13.303,408	13.696,711	14.090,014	14.483,317	14.876,620	15.269,923	15.663,226	16.056,529	
Fluxos de caixa no final do ano (actualizado)	-130.181,307	7.098,196	7.373,280	7.648,364	7.923,448	8.198,532	8.473,616	8.748,700	9.023,784	9.298,868	9.573,952	9.849,036	10.124,120	10.399,204	10.674,288	10.949,372	11.224,456	11.500,000	11.775,544	12.051,088	12.326,632	12.602,176	12.877,720	13.153,264	
Fluxos de caixa acumulados	-130.181,307	-122.468,278	-114.895,098	-107,461,818	-100,028,538	-92,595,258	-85,161,978	-77,728,698	-70,295,418	-62,862,138	-55,428,858	-47,995,578	-40,562,298	-33,129,018	-25,695,738	-18,262,458	-10,829,178	-3,395,898	4,037,382	11,468,766	18,900,150	26,331,534	33,762,918	41,194,302	
NPV																									
NPV																									
TIR																									
TIR																									



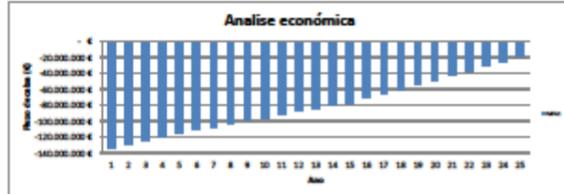
10.2.2 Análise económica Manz MT

DADOS DO PROJECTO	
Dados do projecto:	
Potência a instalar (KWp)	8403
Custo de instalação (K/Wp)	3,917
Factor de KWp	0,874
Ano de arranque da instalação	2014
Número de meses de produção no ano de arranque	10
Unidade de energia eléctrica à rede (kWh/ano)	1,380
Inflação Anual (por/ano)	3,270
Custo de manutenção (K/Wp/ano)	0,305
Inflação Anual (energia) (por/ano)	3,270
CO2 emitido por MWh produzido (kg de CO2/MWh)	379
Perda de produção anual	9,37

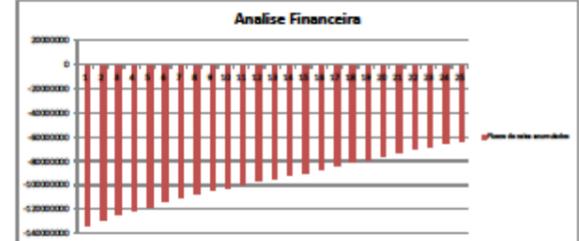
Descrição do projecto:

Forneçimento e Montagem de Minigeração MANZ (MT)

ANÁLISE ECONÓMICA DO INVESTIMENTO																									
Ano	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
Cálculo da Tarifa																									
Tarifa venda de energia	6271 €	6271 €	6271 €	6271 €	6271 €	6271 €	6271 €	6271 €	6271 €	6271 €	6271 €	6271 €	6271 €	6271 €	6271 €	6271 €	6271 €	6271 €	6271 €	6271 €	6271 €	6271 €	6271 €	6271 €	6271 €
Formação da tarifa de compra de energia	0,074 €	0,074 €	0,074 €	0,074 €	0,074 €	0,074 €	0,074 €	0,074 €	0,074 €	0,074 €	0,074 €	0,074 €	0,074 €	0,074 €	0,074 €	0,074 €	0,074 €	0,074 €	0,074 €	0,074 €	0,074 €	0,074 €	0,074 €	0,074 €	0,074 €
Custos																									
Investimento a considerar de arranque	130.827.811 €																								
Manutenção	0 €	1.877.382 €	1.877.382 €	1.877.382 €	1.877.382 €	1.877.382 €	1.877.382 €	1.877.382 €	1.877.382 €	1.877.382 €	1.877.382 €	1.877.382 €	1.877.382 €	1.877.382 €	1.877.382 €	1.877.382 €	1.877.382 €	1.877.382 €	1.877.382 €	1.877.382 €	1.877.382 €	1.877.382 €	1.877.382 €	1.877.382 €	
Custo total	130.827.811 €	1.877.382 €	1.877.382 €	1.877.382 €	1.877.382 €	1.877.382 €	1.877.382 €	1.877.382 €	1.877.382 €	1.877.382 €	1.877.382 €	1.877.382 €	1.877.382 €	1.877.382 €	1.877.382 €	1.877.382 €	1.877.382 €	1.877.382 €	1.877.382 €	1.877.382 €	1.877.382 €	1.877.382 €	1.877.382 €	1.877.382 €	
Fluxos																									
Fluxo de caixa de energia à rede elétrica	8.213.002 €	8.213.002 €	8.213.002 €	8.213.002 €	8.213.002 €	8.213.002 €	8.213.002 €	8.213.002 €	8.213.002 €	8.213.002 €	8.213.002 €	8.213.002 €	8.213.002 €	8.213.002 €	8.213.002 €	8.213.002 €	8.213.002 €	8.213.002 €	8.213.002 €	8.213.002 €	8.213.002 €	8.213.002 €	8.213.002 €	8.213.002 €	
Fluxo de caixa no final do ano	-130.214.809 €	4.471.679 €	4.471.679 €	4.471.679 €	4.471.679 €	4.471.679 €	4.471.679 €	4.471.679 €	4.471.679 €	4.471.679 €	4.471.679 €	4.471.679 €	4.471.679 €	4.471.679 €	4.471.679 €	4.471.679 €	4.471.679 €	4.471.679 €	4.471.679 €	4.471.679 €	4.471.679 €	4.471.679 €	4.471.679 €	4.471.679 €	
Fluxo de caixa acumulado	-130.214.809 €	-125.743.130 €	-121.271.451 €	-116.800.772 €	-112.329.093 €	-107.858.414 €	-103.387.735 €	-98.917.056 €	-94.446.377 €	-89.975.698 €	-85.505.019 €	-81.034.340 €	-76.563.661 €	-72.092.982 €	-67.622.303 €	-63.151.624 €	-58.680.945 €	-54.210.266 €	-49.739.587 €	-45.268.908 €	-40.798.229 €	-36.327.550 €	-31.856.871 €	-27.386.192 €	
Energia acumulada fornecida à rede (MWh/ano)	90076,1773	180152,3546	270228,5319	360304,7134	450380,8949	540457,0764	630533,2579	720609,4394	810685,6209	900761,8024	990837,9839	1080914,1654	1170990,3469	1261066,5284	1351142,7099	1441218,8914	1531295,0729	1621371,2544	1711447,4359	1801523,6174	1891599,7989	1981675,9804	2071752,1619	2161828,3434	
Emissões de CO2 Evitadas (Ton/Ano) (Acumulado)	33,329	66,658	99,987	133,316	166,645	199,974	233,303	266,632	299,961	333,290	366,619	399,948	433,277	466,606	499,935	533,264	566,593	599,922	633,251	666,580	699,909	733,238	766,567	799,896	



ANÁLISE FINANCEIRA DO INVESTIMENTO																									
Dados do projecto:																									
Taxa de actualização		4%																							
Número de Anos do Projecto		25																							
Ano do Projecto	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Fluxos																									
Fluxo de caixa de energia à rede elétrica	8.213.002 €	8.213.002 €	8.213.002 €	8.213.002 €	8.213.002 €	8.213.002 €	8.213.002 €	8.213.002 €	8.213.002 €	8.213.002 €	8.213.002 €	8.213.002 €	8.213.002 €	8.213.002 €	8.213.002 €	8.213.002 €	8.213.002 €	8.213.002 €	8.213.002 €	8.213.002 €	8.213.002 €	8.213.002 €	8.213.002 €	8.213.002 €	
Fluxo de caixa no final do ano	-130.214.809 €	4.471.679 €	4.471.679 €	4.471.679 €	4.471.679 €	4.471.679 €	4.471.679 €	4.471.679 €	4.471.679 €	4.471.679 €	4.471.679 €	4.471.679 €	4.471.679 €	4.471.679 €	4.471.679 €	4.471.679 €	4.471.679 €	4.471.679 €	4.471.679 €	4.471.679 €	4.471.679 €	4.471.679 €	4.471.679 €	4.471.679 €	
Fluxo de caixa no final do ano (actualizado)	-130.214.809 €	4.300.079 €	4.076.391 €	3.801.429 €	3.486.291 €	3.144.963 €	2.791.635 €	2.438.307 €	2.079.979 €	1.711.651 €	1.338.323 €	954.995 €	561.667 €	168.339 €	-225.011 €	-611.683 €	-1000.355 €	-1391.027 €	-1781.699 €	-2170.371 €	-2557.043 €	-2940.715 €	-3321.387 €	-3699.059 €	
Fluxo de caixa acumulado	-130.214.809 €	-125.743.130 €	-121.271.451 €	-116.800.772 €	-112.329.093 €	-107.858.414 €	-103.387.735 €	-98.917.056 €	-94.446.377 €	-89.975.698 €	-85.505.019 €	-81.034.340 €	-76.563.661 €	-72.092.982 €	-67.622.303 €	-63.151.624 €	-58.680.945 €	-54.210.266 €	-49.739.587 €	-45.268.908 €	-40.798.229 €	-36.327.550 €	-31.856.871 €	-27.386.192 €	
NPV		-63.091.046 €																							
IRR		4,53%																							



10.2.3 Análise económica Siliken BTE

DADOS DO PROJECTO

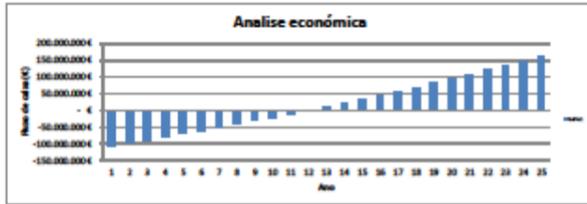
Dados do projecto:	
Potência a Instalar (kWp)	48640
Custos de instalação (€/Wp)	1,487
Tarifa (€/kWh)	0,108 €
Ano de arranque de instalação	2014
Número de meses de produção no ano de arranque	12
Venda de energia eléctrica à rede (€/Wh/ano)	1,330
Inflação Anual (eur/ano)	3,3%
Custos de manutenção (€/Wp/ano)	0,017 €
Inflação Anual (energia) (eur/ano)	3,3%
CO2 evitado por MWh produzido (kg de CO2/MWh)	379
Perdas de produção anual	0,8%

Descrição do projecto:

Fornecimento e Montagem de Minigeração SILIKEN (BTE)

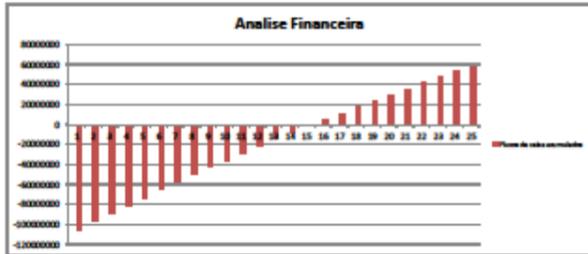
ANÁLISE ECONÓMICA DO INVESTIMENTO

Ano	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
Cálculo da Tarifa																									
Tarifa venda de energia	0,108 €	0,108 €	0,112 €	0,116 €	0,120 €	0,124 €	0,128 €	0,132 €	0,136 €	0,140 €	0,144 €	0,148 €	0,152 €	0,156 €	0,160 €	0,164 €	0,168 €	0,172 €	0,176 €	0,180 €	0,184 €	0,188 €	0,192 €	0,196 €	0,200 €
Implicação da tarifa de compra de energia	0,108 €	0,108 €	0,112 €	0,116 €	0,120 €	0,124 €	0,128 €	0,132 €	0,136 €	0,140 €	0,144 €	0,148 €	0,152 €	0,156 €	0,160 €	0,164 €	0,168 €	0,172 €	0,176 €	0,180 €	0,184 €	0,188 €	0,192 €	0,196 €	0,200 €
Outros																									
Amortização a investimento de fábrica	114.997,10 €																								
Manutenção	0 €	1.722,213 €	1.722,213 €	1.722,213 €	1.722,213 €	1.722,213 €	1.722,213 €	1.722,213 €	1.722,213 €	1.722,213 €	1.722,213 €	1.722,213 €	1.722,213 €	1.722,213 €	1.722,213 €	1.722,213 €	1.722,213 €	1.722,213 €	1.722,213 €	1.722,213 €	1.722,213 €	1.722,213 €	1.722,213 €	1.722,213 €	1.722,213 €
Custos totais	114.997,10 €	1.722,213 €	1.722,213 €	1.722,213 €	1.722,213 €	1.722,213 €	1.722,213 €	1.722,213 €	1.722,213 €	1.722,213 €	1.722,213 €	1.722,213 €	1.722,213 €	1.722,213 €	1.722,213 €	1.722,213 €	1.722,213 €	1.722,213 €	1.722,213 €	1.722,213 €	1.722,213 €	1.722,213 €	1.722,213 €	1.722,213 €	1.722,213 €
Receitas																									
Receita de venda de energia à rede eléctrica	10.110,170 €	10.308.341 €	10.511.360 €	10.718.978 €	10.931.822 €	11.150.436 €	11.374.248 €	11.603.808 €	11.838.660 €	12.079.348 €	12.326.501 €	12.580.640 €	12.841.293 €	13.109.071 €	13.393.602 €	13.694.503 €	14.012.302 €	14.347.620 €	14.700.088 €	15.070.337 €	15.459.006 €	15.866.825 €	16.294.434 €	16.742.573 €	17.212.082 €
Fluxos de caixa no final do ano	105.117.819 €	8.887.128 €	8.796.148 €	8.994.913 €	9.391.708 €	9.813.222 €	10.266.805 €	10.750.287 €	11.263.531 €	11.806.596 €	12.380.521 €	12.985.408 €	13.621.367 €	14.289.520 €	14.990.987 €	15.736.890 €	16.528.361 €	17.366.541 €	18.252.561 €	19.187.561 €	20.172.781 €	21.209.561 €	22.300.341 €	23.447.561 €	24.653.681 €
Fluxos de caixa acumulados	105.117.819 €	114.004.947 €	122.801.095 €	131.515.998 €	140.147.706 €	148.704.528 €	157.194.333 €	165.625.140 €	173.906.945 €	182.048.750 €	190.059.571 €	197.948.419 €	205.724.386 €	213.396.471 €	220.973.684 €	228.465.134 €	235.880.024 €	243.227.485 €	250.517.646 €	257.760.527 €	264.966.248 €	272.143.929 €	279.293.670 €	286.425.591 €	293.549.812 €
Energia Acumulada fornecida à rede (MWh/Ano)	96104,20	180208,50	280313,84	384117,12	489523,40	596535,68	705157,96	815396,24	927355,52	1041440,80	1157568,08	1274744,36	1392976,64	1512260,92	1632603,20	1753910,48	1876188,76	1999543,04	2123979,32	2249501,60	2376114,88	2503823,16	2632631,44	2762544,72	2893568,00
Emissões de CO2 Evitadas (Ton/Ano) (Acumuladas)	35.558	71.117	106.676	143.234	177.793	213.352	248.910	284.469	320.027	355.586	391.144	426.703	462.262	497.820	533.379	568.937	604.496	640.055	675.613	711.172	746.730	782.289	817.847	853.406	888.965



ANÁLISE FINANCEIRA DO INVESTIMENTO

Dados do projecto:																									
Taxa de actualização	4%																								
Número de Anos do Projecto	25																								
Ano de Projecto	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Receitas																									
Receita de venda de energia à rede eléctrica	10.110,170 €	10.308.341 €	10.511.360 €	10.718.978 €	10.931.822 €	11.150.436 €	11.374.248 €	11.603.808 €	11.838.660 €	12.079.348 €	12.326.501 €	12.580.640 €	12.841.293 €	13.109.071 €	13.393.602 €	13.694.503 €	14.012.302 €	14.347.620 €	14.700.088 €	15.070.337 €	15.459.006 €	15.866.825 €	16.294.434 €	16.742.573 €	17.212.082 €
Fluxos de caixa no final do ano	105.117.819 €	8.887.128 €	8.796.148 €	8.994.913 €	9.391.708 €	9.813.222 €	10.266.805 €	10.750.287 €	11.263.531 €	11.806.596 €	12.380.521 €	12.985.408 €	13.621.367 €	14.289.520 €	14.990.987 €	15.736.890 €	16.528.361 €	17.366.541 €	18.252.561 €	19.187.561 €	20.172.781 €	21.209.561 €	22.300.341 €	23.447.561 €	24.653.681 €
Fluxos de caixa no final do ano (actualizado)	105.117.819 €	8.286.383 €	8.138.982 €	7.998.648 €	7.866.880 €	7.742.161 €	7.634.005 €	7.540.088 €	7.460.058 €	7.384.483 €	7.312.943 €	7.255.036 €	7.201.363 €	7.151.534 €	7.105.161 €	7.062.865 €	7.024.267 €	7.000.000 €	6.978.800 €	6.960.300 €	6.944.250 €	6.930.300 €	6.918.300 €	6.908.100 €	6.900.000 €
Fluxos de caixa acumulados	105.117.819 €	114.004.947 €	122.801.095 €	131.515.998 €	140.147.706 €	148.704.528 €	157.194.333 €	165.625.140 €	173.906.945 €	182.048.750 €	190.059.571 €	197.948.419 €	205.724.386 €	213.396.471 €	220.973.684 €	228.465.134 €	235.880.024 €	243.227.485 €	250.517.646 €	257.760.527 €	264.966.248 €	272.143.929 €	279.293.670 €	286.425.591 €	293.549.812 €
VAL																									
TR																									



20.551,896

18.125,454

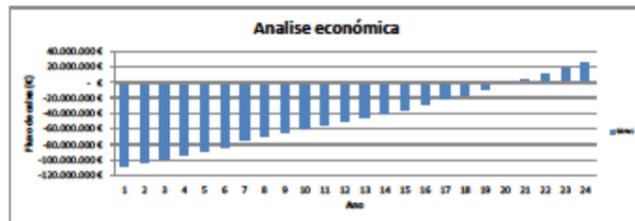
10.2.4 Análise económica Siliken MT

DADOS DO PROJECTO	
Dados do projecto:	
Potência a instalar (KWp)	69640
Custos de instalação (€/KWp)	1,697
Tarifa(€/Wh)	0,07 €
Ano de arranque de instalação	2014
Número de meses de produção no ano de arranque	12
Venda de energia eléctrica à rede (kWh/ano)	1.382
Inflação Anual (eur/ano)	2,0%
Custos de manutenção (€/KWp/ano)	0,015 €
Inflação Anual (energia) (eur/ano)	2,0%
Co2 evitado por MWh produzido (kg de CO2/MWh)	370
Perdas de produção anuais	0,01

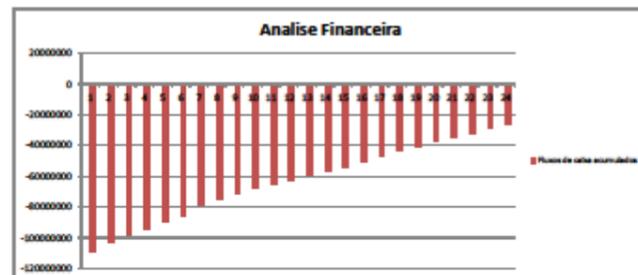
Descrição do projecto:

Fornecimento e Montagem de Minigeração SILIKEN (MT)

ANÁLISE ECONÓMICA DO INVESTIMENTO																									
Ano	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
Cálculo da Tarifa																									
Tarifa venda de energia	0,071 €	0,073 €	0,074 €	0,076 €	0,077 €	0,079 €	0,082 €	0,083 €	0,085 €	0,087 €	0,089 €	0,092 €	0,094 €	0,096 €	0,098 €	0,100 €	0,102 €	0,104 €	0,106 €	0,108 €	0,110 €	0,112 €	0,114 €	0,116 €	0,118 €
Aplicação da tarifa de compra de energia	0,071 €	0,073 €	0,074 €	0,076 €	0,077 €	0,079 €	0,082 €	0,083 €	0,085 €	0,087 €	0,089 €	0,092 €	0,094 €	0,096 €	0,098 €	0,100 €	0,102 €	0,104 €	0,106 €	0,108 €	0,110 €	0,112 €	0,114 €	0,116 €	0,118 €
 Custos																									
Investimento e condições do sistema	115.227.780 €																								
Manutenção	0 €	1.519.500 €	1.519.500 €	1.519.500 €	1.519.500 €	1.519.500 €	1.519.500 €	1.519.500 €	1.519.500 €	1.519.500 €	1.519.500 €	1.519.500 €	1.519.500 €	1.519.500 €	1.519.500 €	1.519.500 €	1.519.500 €	1.519.500 €	1.519.500 €	1.519.500 €	1.519.500 €	1.519.500 €	1.519.500 €	1.519.500 €	1.519.500 €
Custos totais	115.227.780 €	1.519.500 €																							
Receitas																									
Receita de venda de energia à rede eléctrica	6.842.626 €	6.724.126 €	6.706.774 €	6.697.346 €	6.690.900 €	6.687.403 €	6.685.641 €	6.685.715 €	6.687.302 €	6.690.304 €	6.694.761 €	6.700.626 €	6.707.854 €	6.716.494 €	6.726.594 €	6.738.204 €	6.751.374 €	6.766.054 €	6.782.304 €	6.800.084 €	6.819.364 €	6.840.104 €	6.862.264 €	6.885.804 €	6.910.764 €
Fluxos de caixa no final do ano	- 106.386.155 €	6.294.599 €	5.186.274 €	5.117.746 €	5.049.320 €	4.980.894 €	4.944.041 €	4.775.015 €	4.707.189 €	4.638.763 €	4.570.336 €	4.501.910 €	4.433.484 €	4.365.058 €	4.296.632 €	4.228.206 €	4.159.780 €	4.091.354 €	4.022.928 €	3.954.502 €	3.886.076 €	3.817.650 €	3.749.224 €	3.680.798 €	3.612.372 €
Fluxos de caixa acumulados	- 106.386.155 €	- 100.091.556 €	- 94.885.282 €	- 90.767.536 €	- 87.728.216 €	- 84.769.322 €	- 81.890.881 €	- 79.092.866 €	- 76.375.377 €	- 73.748.413 €	- 71.211.974 €	- 68.766.060 €	- 66.411.676 €	- 64.148.822 €	- 61.977.508 €	- 59.897.734 €	- 57.908.500 €	- 56.010.816 €	- 54.204.682 €	- 52.490.098 €	- 50.867.074 €	- 49.335.610 €	- 47.895.706 €	- 46.547.362 €	- 45.290.568 €
Energia Acumulada fornecida à rede (MWh/Ano)	96104,28	192208,56	288312,84	384417,12	480521,40	576625,68	672730,00	768834,32	864938,64	961042,96	1057147,28	1153251,60	1249355,92	1345459,24	1441563,56	1537667,88	1633772,20	1729876,52	1825980,84	1922085,16	2018189,48	2114293,80	2210398,12	2306502,44	2402606,76
Emissões de CO2 Evitadas (Ton/Ano) (Acumulado)	35.359	71.117	106.676	142.234	177.793	213.352	248.910	284.469	320.027	355.586	391.144	426.703	462.262	497.820	533.379	568.937	604.496	640.055	675.613	711.172	746.730	782.289	817.847	853.406	888.965



ANÁLISE FINANCEIRA DO INVESTIMENTO																									
Dados do projecto:																									
Taxa de actualização	4%																								
Número de Anos do Projecto	25																								
Ano de Projecto	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Receitas																									
Receita de venda de energia à rede eléctrica	6.842.626 €	6.724.126 €	6.706.774 €	6.697.346 €	6.690.900 €	6.687.403 €	6.685.641 €	6.685.715 €	6.687.302 €	6.690.304 €	6.694.761 €	6.700.626 €	6.707.854 €	6.716.494 €	6.726.594 €	6.738.204 €	6.751.374 €	6.766.054 €	6.782.304 €	6.800.084 €	6.819.364 €	6.840.104 €	6.862.264 €	6.885.804 €	6.910.764 €
Fluxos de caixa no final do ano	- 106.386.155 €	6.294.599 €	5.186.274 €	5.117.746 €	5.049.320 €	4.980.894 €	4.944.041 €	4.775.015 €	4.707.189 €	4.638.763 €	4.570.336 €	4.501.910 €	4.433.484 €	4.365.058 €	4.296.632 €	4.228.206 €	4.159.780 €	4.091.354 €	4.022.928 €	3.954.502 €	3.886.076 €	3.817.650 €	3.749.224 €	3.680.798 €	3.612.372 €
Fluxos de caixa no final do ano (actualizado)	- 106.386.155 €	6.062.499 €	4.794.908 €	4.546.658 €	4.316.180 €	4.093.632 €	3.881.073 €	3.688.495 €	3.507.208 €	3.337.782 €	3.180.803 €	3.036.880 €	2.905.603 €	2.786.572 €	2.679.412 €	2.583.820 €	2.499.504 €	2.426.172 €	2.363.532 €	2.311.304 €	2.269.304 €	2.237.264 €	2.214.924 €	2.202.132 €	2.200.000 €
Fluxos de caixa acumulados	- 106.386.155 €	- 100.091.556 €	- 94.885.282 €	- 90.767.536 €	- 87.728.216 €	- 84.769.322 €	- 81.890.881 €	- 79.092.866 €	- 76.375.377 €	- 73.748.413 €	- 71.211.974 €	- 68.766.060 €	- 66.411.676 €	- 64.148.822 €	- 61.977.508 €	- 59.897.734 €	- 57.908.500 €	- 56.010.816 €	- 54.204.682 €	- 52.490.098 €	- 50.867.074 €	- 49.335.610 €	- 47.895.706 €	- 46.547.362 €	- 45.290.568 €
VAL	- 26.383.718 €																								
TIR	1,60%																								



10.2.5 Análise económica Sunpower BTE

DADOS DO PROJECTO

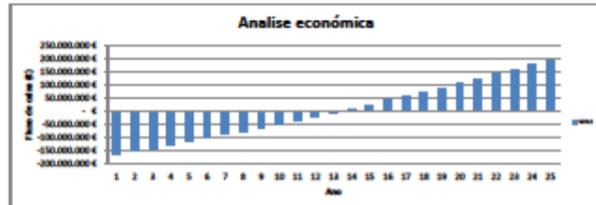
Dados do projecto:	
Potência a instalar (MW)	8000
Custos de instalação (€/kW)	2,050
Tarifa (€/MWh)	0,158 €
Ano de arranque da instalação	2014
Número de meses de produção no ano de arranque	12
Venda de energia eléctrica à rede (MWh/ano)	1.482
Inflação Anual (eur/ano)	2,9%
Custos de manutenção (€/MW/ano)	0,018 €
Inflação Anual (energia) (eur/ano)	3,9%
CO ₂ evitado por MWh produzido (kg de CO ₂ /MWh)	370
Perdas de produção anual	0,01

Descrição do projecto:

Fornecimento e Montagem de Minigeração SUNPOWER (BTE)

ANÁLISE ECONÓMICA DO INVESTIMENTO

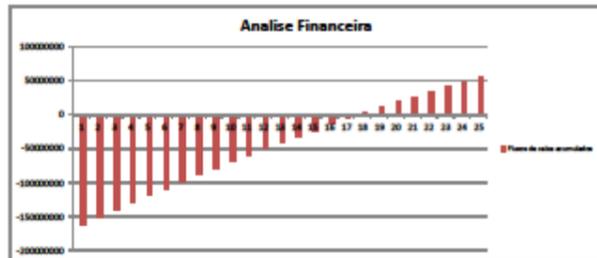
Ano	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
Cálculo da Tarifa																									
Tarifa venda de energia	0,158 €	0,158 €	0,152 €	0,146 €	0,140 €	0,134 €	0,128 €	0,122 €	0,116 €	0,110 €	0,104 €	0,098 €	0,092 €	0,086 €	0,080 €	0,074 €	0,068 €	0,062 €	0,056 €	0,050 €	0,044 €	0,038 €	0,032 €	0,026 €	0,020 €
Aplicação da tarifa de compra de energia	0,158 €	0,158 €	0,152 €	0,146 €	0,140 €	0,134 €	0,128 €	0,122 €	0,116 €	0,110 €	0,104 €	0,098 €	0,092 €	0,086 €	0,080 €	0,074 €	0,068 €	0,062 €	0,056 €	0,050 €	0,044 €	0,038 €	0,032 €	0,026 €	0,020 €
Custos																									
Investimento a amortizar da fábrica	17.714.400 €																								
Amortização	0 €	1.001.961 €	1.001.961 €	1.001.961 €	1.001.961 €	1.001.961 €	1.001.961 €	1.001.961 €	1.001.961 €	1.001.961 €	1.001.961 €	1.001.961 €	1.001.961 €	1.001.961 €	1.001.961 €	1.001.961 €	1.001.961 €	1.001.961 €	1.001.961 €	1.001.961 €	1.001.961 €	1.001.961 €	1.001.961 €	1.001.961 €	1.001.961 €
Custos totais	17.714.400 €	1.001.961 €	1.001.961 €	1.001.961 €	1.001.961 €	1.001.961 €	1.001.961 €	1.001.961 €	1.001.961 €	1.001.961 €	1.001.961 €	1.001.961 €	1.001.961 €	1.001.961 €	1.001.961 €	1.001.961 €	1.001.961 €	1.001.961 €	1.001.961 €	1.001.961 €	1.001.961 €	1.001.961 €	1.001.961 €	1.001.961 €	1.001.961 €
Recorridos																									
Recorrido de venda de energia à rede eléctrica	13.225.130 €	13.405.905 €	13.586.680 €	14.017.913 €	14.208.688 €	14.389.463 €	14.570.238 €	14.751.013 €	14.931.788 €	15.112.563 €	15.293.338 €	15.474.113 €	15.654.888 €	15.835.663 €	16.016.438 €	16.197.213 €	16.377.988 €	16.558.763 €	16.739.538 €	16.920.313 €	17.101.088 €	17.281.863 €	17.462.638 €	17.643.413 €	17.824.188 €
Perdas de caixa no final do ano	-182.832.370 €	-11.889.704 €	-11.889.704 €	-12.128.983 €	-12.368.262 €	-12.607.541 €	-12.846.820 €	-13.086.099 €	-13.325.378 €	-13.564.657 €	-13.803.936 €	-14.043.215 €	-14.282.494 €	-14.521.773 €	-14.761.052 €	-15.000.331 €	-15.239.610 €	-15.478.889 €	-15.718.168 €	-15.957.447 €	-16.196.726 €	-16.435.999 €	-16.675.272 €	-16.914.545 €	-17.153.818 €
Perdas de caixa acumuladas	-182.832.370 €	-180.238.584 €	-168.300.304 €	-156.362.024 €	-144.423.744 €	-132.485.464 €	-120.547.184 €	-108.608.904 €	-96.670.624 €	-84.732.344 €	-72.794.064 €	-60.855.784 €	-48.917.504 €	-36.979.224 €	-25.040.944 €	-13.102.664 €	-1.164.384 €	8.777.904 €	19.719.624 €	30.661.344 €	41.603.064 €	52.544.784 €	63.486.504 €	74.428.224 €	85.369.944 €
Energia Acumulada fornecida à rede (MWh/ano)	120714,16	251428,32	377142,48	502856,64	628570,80	754284,96	879999,12	1005713,28	1131427,44	1257141,60	1382855,76	1508569,92	1634284,08	1759998,24	1885712,40	2011426,56	2137140,72	2262854,88	2388569,04	2514283,20	2639997,36	2765711,52	2891425,68	3017139,84	3142854,00
Emissões de CO ₂ Evitadas (Ton/Ano) (Acumulado)	44.514	93.028	136.543	185.057	233.571	279.085	325.600	372.114	418.628	465.142	511.657	558.171	604.685	651.199	697.714	744.228	790.742	837.256	883.771	930.285	976.799	1023.313	1069.827	1116.341	1162.855



ANÁLISE FINANCEIRA DO INVESTIMENTO

Dados do projecto:	
Taxa de actualização	4%
Número de Anos do Projecto	25

Ano de Projecto	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Recorridos																									
Recorrido de venda de energia à rede eléctrica	13.225.130 €	13.405.905 €	13.586.680 €	14.017.913 €	14.208.688 €	14.389.463 €	14.570.238 €	14.751.013 €	14.931.788 €	15.112.563 €	15.293.338 €	15.474.113 €	15.654.888 €	15.835.663 €	16.016.438 €	16.197.213 €	16.377.988 €	16.558.763 €	16.739.538 €	16.920.313 €	17.101.088 €	17.281.863 €	17.462.638 €	17.643.413 €	17.824.188 €
Perdas de caixa no final do ano	-182.832.370 €	-11.889.704 €	-11.889.704 €	-12.128.983 €	-12.368.262 €	-12.607.541 €	-12.846.820 €	-13.086.099 €	-13.325.378 €	-13.564.657 €	-13.803.936 €	-14.043.215 €	-14.282.494 €	-14.521.773 €	-14.761.052 €	-15.000.331 €	-15.239.610 €	-15.478.889 €	-15.718.168 €	-15.957.447 €	-16.196.726 €	-16.435.999 €	-16.675.272 €	-16.914.545 €	-17.153.818 €
Perdas de caixa no final do ano (actualizado)	-182.832.370 €	-11.447.292 €	-10.968.369 €	-10.478.807 €	-9.978.244 €	-9.467.281 €	-8.945.518 €	-8.413.555 €	-7.871.992 €	-7.321.429 €	-6.761.466 €	-6.192.703 €	-5.615.740 €	-5.031.177 €	-4.438.614 €	-3.837.651 €	-3.228.888 €	-2.612.925 €	-1.990.362 €	-1.361.799 €	-717.836 €	882.227 €	1.667.264 €	2.442.301 €	3.207.338 €
Perdas de caixa acumuladas	-182.832.370 €	-180.384.478 €	-166.421.130 €	-151.841.182 €	-136.643.834 €	-120.827.347 €	-104.393.860 €	-87.342.373 €	-69.675.886 €	-51.404.399 €	-32.528.912 €	-13.053.425 €	7.022.062 €	27.547.575 €	58.073.088 €	88.598.601 €	119.124.114 €	149.649.627 €	180.175.140 €	210.700.653 €	241.226.166 €	271.751.679 €	302.277.192 €	332.802.705 €	363.328.218 €
VAL																									
TIR																									



10.2.6 Análise económica Sunpower MT

DADOS DO PROJECTO

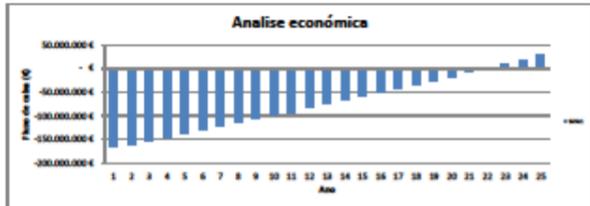
Dados do projecto:	
Potência a instalar (MW)	6650
Custo de instalação (€/kW)	2,500
Tarifa(K€/Wh)	0,07 €
Ano de arranque da instalação	2014
Número de meses de produção no ano de arranque	12
Venda de energia eléctrica à rede (€/Wh/ano)	1,485
Inflação Anual (eur/ano)	2,0%
Custo de manutenção (€/Wp/ano)	0,018 €
Inflação Anual (energia) (eur/ano)	2,0%
CO2 evitado por MWh produzido (Kg de CO2/MWh)	379
Perda de produção anual	0,3%

Descrição do projecto:

Fornecimento e Montagem de Minigeração SUNPOWER (MT)

ANÁLISE ECONÓMICA DO INVESTIMENTO

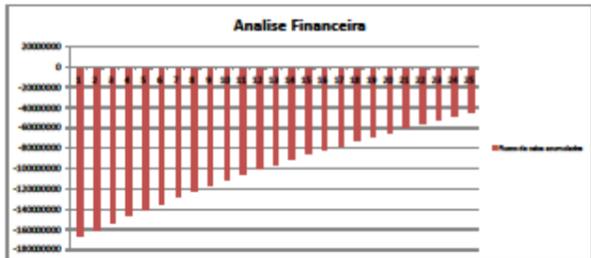
Ano	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	
Cálculo da Tarifa																										
Tarifa venda de energia	0,071 €	0,073 €	0,074 €	0,076 €	0,077 €	0,079 €	0,080 €	0,082 €	0,083 €	0,085 €	0,087 €	0,089 €	0,090 €	0,092 €	0,094 €	0,096 €	0,098 €	0,100 €	0,102 €	0,104 €	0,106 €	0,108 €	0,110 €	0,112 €	0,115 €	
Atualização da tarifa de compra de energia	0,071 €	0,073 €	0,074 €	0,076 €	0,077 €	0,079 €	0,080 €	0,082 €	0,083 €	0,085 €	0,087 €	0,089 €	0,090 €	0,092 €	0,094 €	0,096 €	0,098 €	0,100 €	0,102 €	0,104 €	0,106 €	0,108 €	0,110 €	0,112 €	0,115 €	
Custos																										
Compras de materiais da obra	175.707.490 €																									
Manutenção	0 €	1.201.201 €	1.201.201 €	1.201.201 €	1.201.201 €	1.201.201 €	1.201.201 €	1.201.201 €	1.201.201 €	1.201.201 €	1.201.201 €	1.201.201 €	1.201.201 €	1.201.201 €	1.201.201 €	1.201.201 €	1.201.201 €	1.201.201 €	1.201.201 €	1.201.201 €	1.201.201 €	1.201.201 €	1.201.201 €	1.201.201 €		
Custos totais	175.707.490 €	1.201.201 €	1.201.201 €	1.201.201 €	1.201.201 €	1.201.201 €	1.201.201 €	1.201.201 €	1.201.201 €	1.201.201 €	1.201.201 €	1.201.201 €	1.201.201 €	1.201.201 €	1.201.201 €	1.201.201 €	1.201.201 €	1.201.201 €	1.201.201 €	1.201.201 €	1.201.201 €	1.201.201 €	1.201.201 €	1.201.201 €		
Receitas																										
Receita de venda de energia à rede elétrica	9.250.348 €	9.108.507 €	8.919.213 €	8.714.760 €	8.507.152 €	8.308.537 €	8.114.502 €	7.927.921 €	7.748.387 €	7.576.393 €	7.412.542 €	7.257.441 €	7.110.792 €	6.972.212 €	6.841.312 €	6.717.692 €	6.601.052 €	6.491.012 €	6.387.272 €	6.289.932 €	6.198.592 €	6.112.852 €	6.032.312 €	5.956.572 €		
Fluxo de caixa no final do ano	-196.206.882 €	7.146.806 €	7.234.283 €	7.321.790 €	7.409.179 €	7.496.376 €	7.583.342 €	7.670.021 €	7.756.387 €	7.842.393 €	7.927.870 €	8.013.078 €	8.097.898 €	8.182.332 €	8.266.392 €	8.349.988 €	8.433.132 €	8.515.732 €	8.596.788 €	8.677.302 €	8.757.272 €	8.836.698 €	8.915.582 €	9.003.922 €		
Fluxo de caixa acumulado	-196.206.882 €	-189.060.346 €	-181.826.063 €	-174.504.894 €	-167.106.394 €	-159.632.192 €	-152.082.850 €	-144.558.993 €	-137.066.981 €	-129.607.268 €	-122.179.478 €	-114.783.212 €	-107.417.182 €	-100.081.912 €	-92.777.112 €	-85.503.482 €	-78.270.632 €	-71.078.172 €	-63.925.702 €	-56.812.922 €	-49.740.432 €	-42.707.842 €	-35.714.752 €	-28.761.662 €		
Energia Acumulada Formada à rede (MWh/Ano)	22574,33	221429,32	377342,48	502825,64	608701	704214,34	789451,32	1000713,28	1131427,46	1271481,2	1322051,32	1382651,32	1444291,32	1505971,32	1567691,32	1629451,32	1691251,32	1753091,32	1814971,32	1876891,32	1938851,32	2000851,32	2062891,32	2124931,32		
Montante de CO2 Evitado (Ton/Ano) (Acumulado)	46.518	93.238	140.248	187.568	235.178	293.008	351.058	409.328	467.818	526.528	585.458	644.608	703.978	763.568	823.378	883.408	943.658	1004.128	1064.818	1125.728	1186.858	1248.208	1309.778	1371.578		



ANÁLISE FINANCEIRA DO INVESTIMENTO

Dados do projecto:	
Taxa de actualização	4%
Número de Anos do Projecto	25

Ano de Projecto	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	
Receitas																										
Receita de venda de energia à rede eléctrica	9.250.348 €	9.108.507 €	8.919.213 €	8.714.760 €	8.507.152 €	8.308.537 €	8.114.502 €	7.927.921 €	7.748.387 €	7.576.393 €	7.412.542 €	7.257.441 €	7.110.792 €	6.972.212 €	6.841.312 €	6.717.692 €	6.601.052 €	6.491.012 €	6.387.272 €	6.289.932 €	6.198.592 €	6.112.852 €	6.032.312 €	5.956.572 €		
Fluxo de caixa no final do ano	-196.206.882 €	7.146.806 €	7.234.283 €	7.321.790 €	7.409.179 €	7.496.376 €	7.583.342 €	7.670.021 €	7.756.387 €	7.842.393 €	7.927.870 €	8.013.078 €	8.097.898 €	8.182.332 €	8.266.392 €	8.349.988 €	8.433.132 €	8.515.732 €	8.596.788 €	8.677.302 €	8.757.272 €	8.836.698 €	8.915.582 €	9.003.922 €		
Fluxo de caixa no final do ano (actualizado)	-196.206.882 €	6.817.136 €	6.836.213 €	6.855.344 €	6.874.519 €	6.893.738 €	6.913.002 €	6.932.311 €	6.951.666 €	6.971.067 €	6.990.514 €	7.009.907 €	7.029.346 €	7.048.831 €	7.068.362 €	7.087.939 €	7.107.562 €	7.127.231 €	7.146.946 €	7.166.707 €	7.186.514 €	7.206.367 €	7.226.266 €	7.246.211 €		
Fluxo de caixa acumulado	-196.206.882 €	-189.059.816 €	-181.825.533 €	-174.504.364 €	-167.105.864 €	-159.631.662 €	-152.082.320 €	-144.558.453 €	-137.066.441 €	-129.607.228 €	-122.179.438 €	-114.783.172 €	-107.417.142 €	-100.081.872 €	-92.777.072 €	-85.503.442 €	-78.270.592 €	-71.078.002 €	-63.925.532 €	-56.812.752 €	-49.740.262 €	-42.707.772 €	-35.714.682 €	-28.761.592 €		
NPV	-46.292.784 €																									
TIR	1,24%																									



10.3 Perdas no Cabo

Para se calcular as perdas no cabo tem-se a seguinte expressão:

$$E_p = \int R(t) \cdot I^2(t) \cdot dt \text{ Equação 24}$$

Considerando a $R(t)$ constante no tempo, tem-se:

$$E_p \approx R \cdot \Sigma I_i^2 \text{ Equação 25}$$

Para se saber o custo das perdas na instalação então

$$I_i = I_{pmi} \approx 0,9 \times I_{cci} \text{ (A)}$$

Com:

$$I_{cci} = I_{cc} \cdot G_i / 1000 \text{ Equação 26}$$

Sendo G_i a intensidade de radiação solar média na hora i e a energia perdida toma então a expressão

$$E_p \approx I_{cc} \cdot R \cdot \Sigma G_i^2 \text{ (kWh) Equação 27}$$

$$\text{Custo} \approx \text{tarifa (€/kW·h)} \cdot E_p \text{ (kW·h) (€) Equação 28}$$

Neste caso as perdas no cabo são insignificantes uma vez que as distâncias e quedas de tensão são baixas.

10.4 Cálculo de PR:

A performance ratio (PR) descreve a relação entre a energia que teoricamente deveria ser produzida pela instalação fotovoltaica e a energia que na realidade é injectada na rede, depois de deduzidas todas as perdas inerentes ao sistema (perdas devidas a temperatura, perdas nos cabos e energia consumida para funcionamento). Desta forma a performance ratio permite avaliar o rendimento de toda instalação fotovoltaica. Para calcular o valor de PR da instalação será necessário uma estação meteorológica calibrada no local da instalação, que permite medir as variáveis temperatura e radiação solar.

O valor de PR anual é obtido pela seguinte fórmula:

$$PR_{anual} = \frac{E(kWh, \text{anual})}{G_{anual}(kWh/m^2) \times Pp(kWp)} \text{Equação 29}$$

Onde,

- **E (kWh, anual)** é a energia produzida pela instalação durante um ano. É a energia acumulada no contador de produção durante um ano.

- **G_{a,anual} (kWh/m²)** é a radiação anual recebida pela célula de referência colocada com a mesma orientação dos painéis fotovoltaicos.

- **Pp (kWp)** é potência pico total contratada pelo cliente.

10.5 Efeito do ângulo de azimute e inclinação

Para analisar o efeito da orientação teremos que verificar o que acontece ao sol durante um dia ao longo do ano.

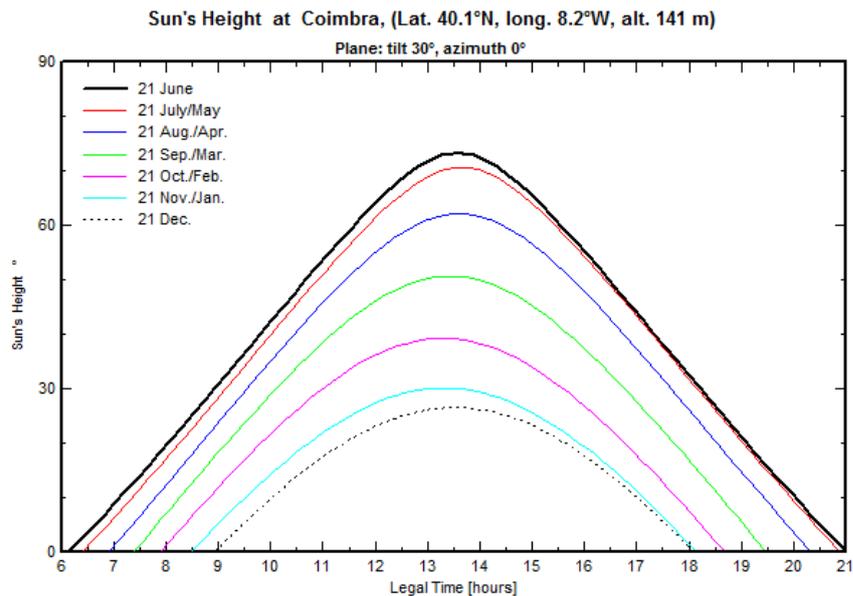


Figura 26 - Altura do sol ao longo do ano

Assim podemos verificar que o sol ao descrever diferentes arcos durante o dia, ao longo do ano, faz com que o ângulo de inclinação varie quer ao longo do dia quer ao longo do ano para um determinado plano. Também o número de horas a que estamos expostos ao sol também varia e com isso a quantidade de energia que chega até aos painéis é maior no verão do que no inverno.

Tendo em conta o nosso estudo podemos pensar em ponto ótimo de produção anual e ponto ótimo de produção tendo em conta o consumo assim foram efetuadas as seguintes simulações:

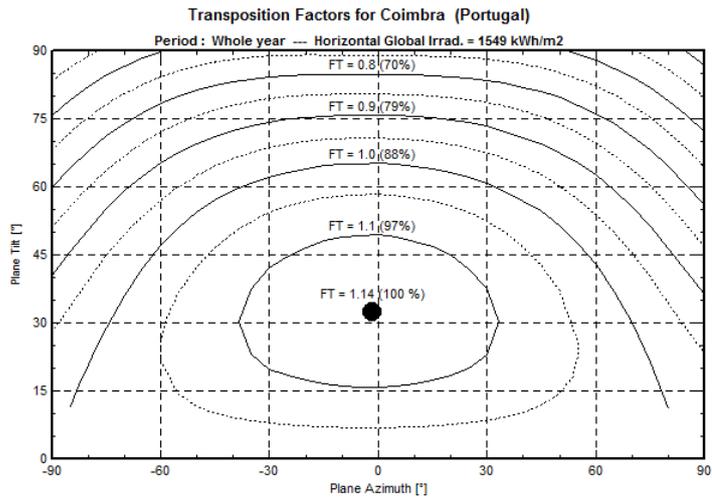


Figura 27 - Ponto ótimo de produção anual 33°

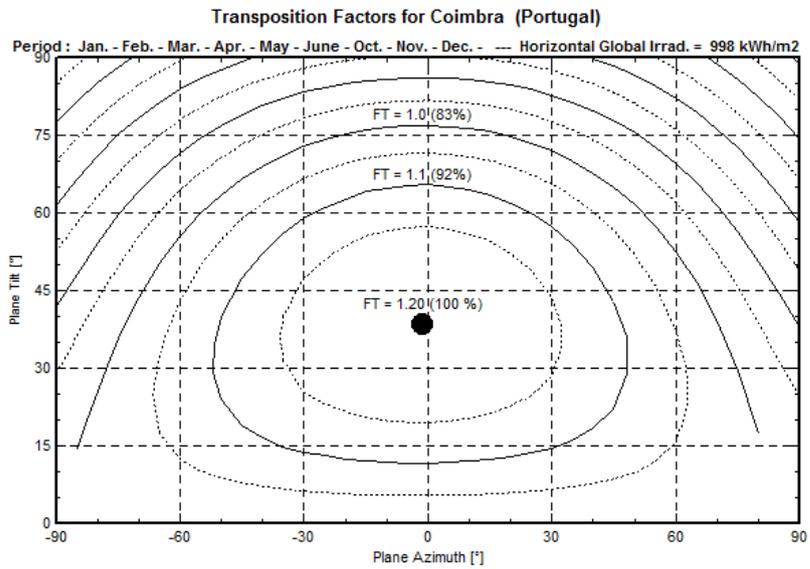


Figura 28 - Ponto ótimo de produção anual eliminando os meses de Julho e Agosto (período de férias)

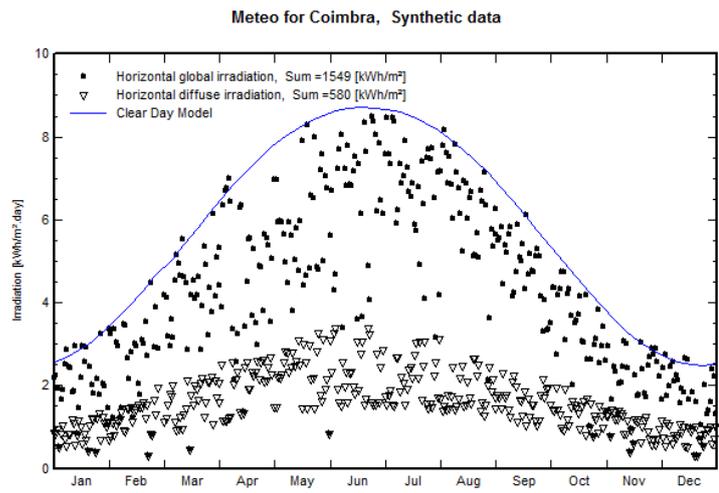


Figura 29 - Dados de irradiação ao longo do ano

Do um modo geral a construção de instalações solares em telhados inclinados, com orientações diferentes à da posição ótima, traduz-se numa menor produção de energia devido à redução da radiação. Uma orientação para Sudoeste ou Sudeste dos telhados, ou uma inclinação entre **20°** e **50°**, implicam uma redução máxima da energia produzida de dez por cento. Os telhados com uma orientação que varie ainda mais da posição ótima, podem também ser explorados, contudo a menor irradiação deverá ser equacionada para não correr o risco da produção não ser suficiente.

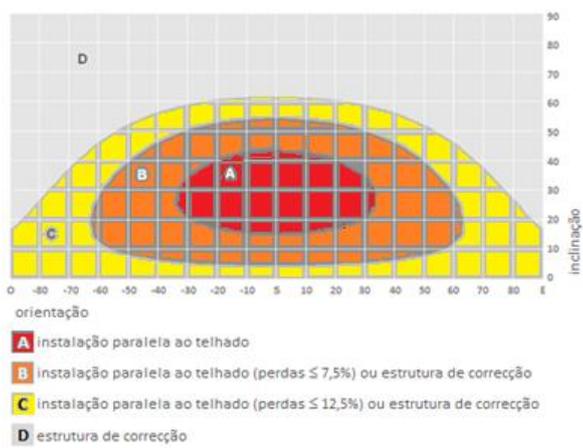
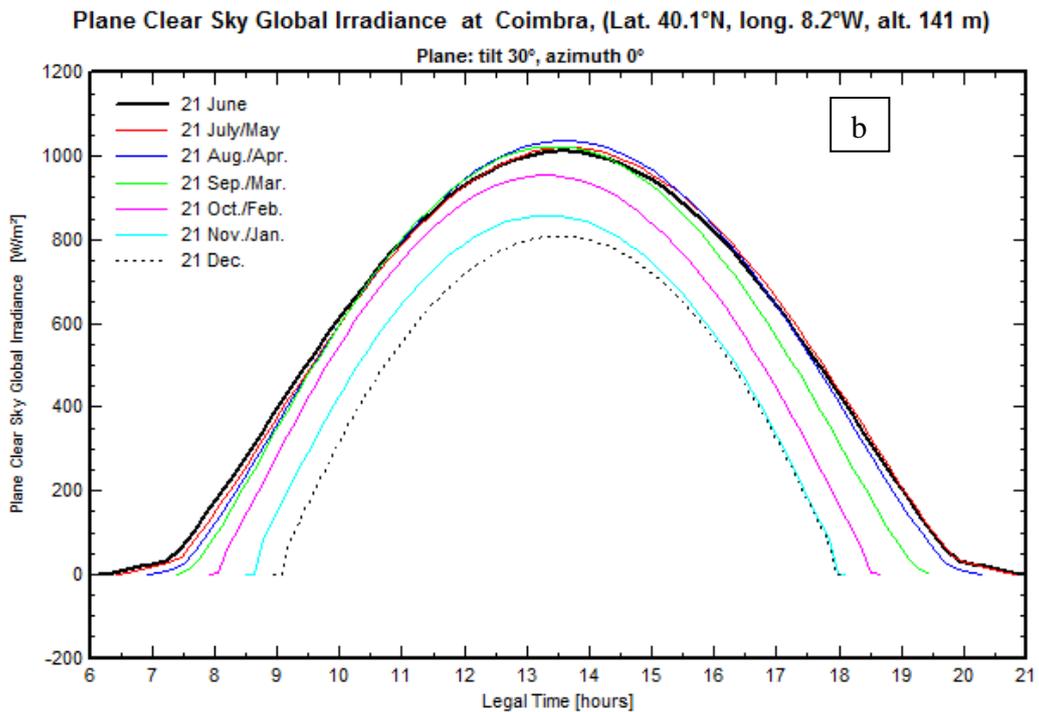
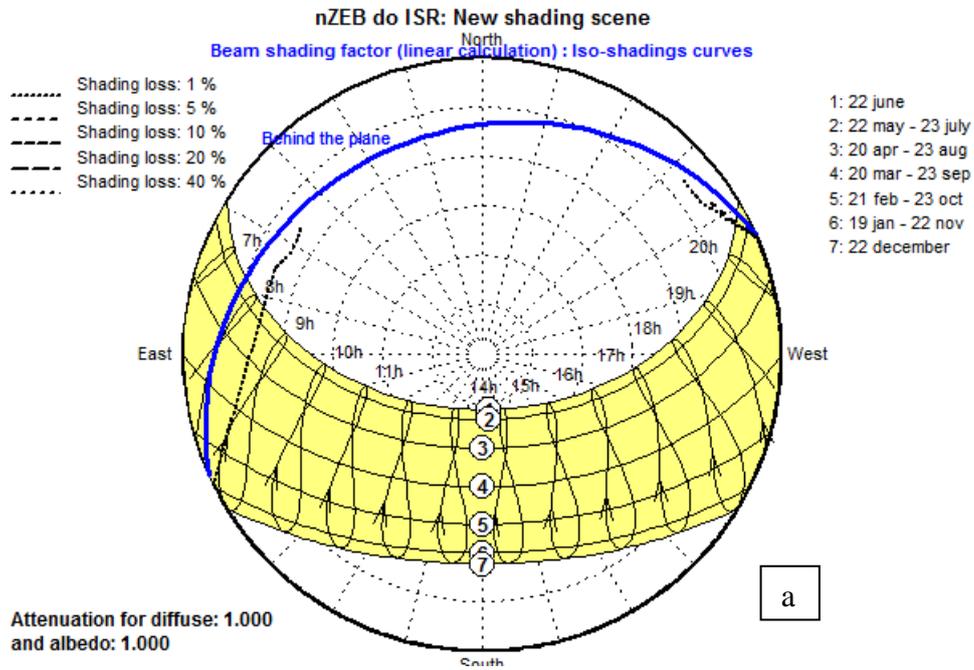


Figura 30 – Perdas em função do ângulo inclinação e orientação

Na Figura 30 podemos verificar a percentagem de perdas de energia em relação ao ponto ótimo sendo que para a situação D é altamente recomendado o uso de uma estrutura de correção de orientação.



c

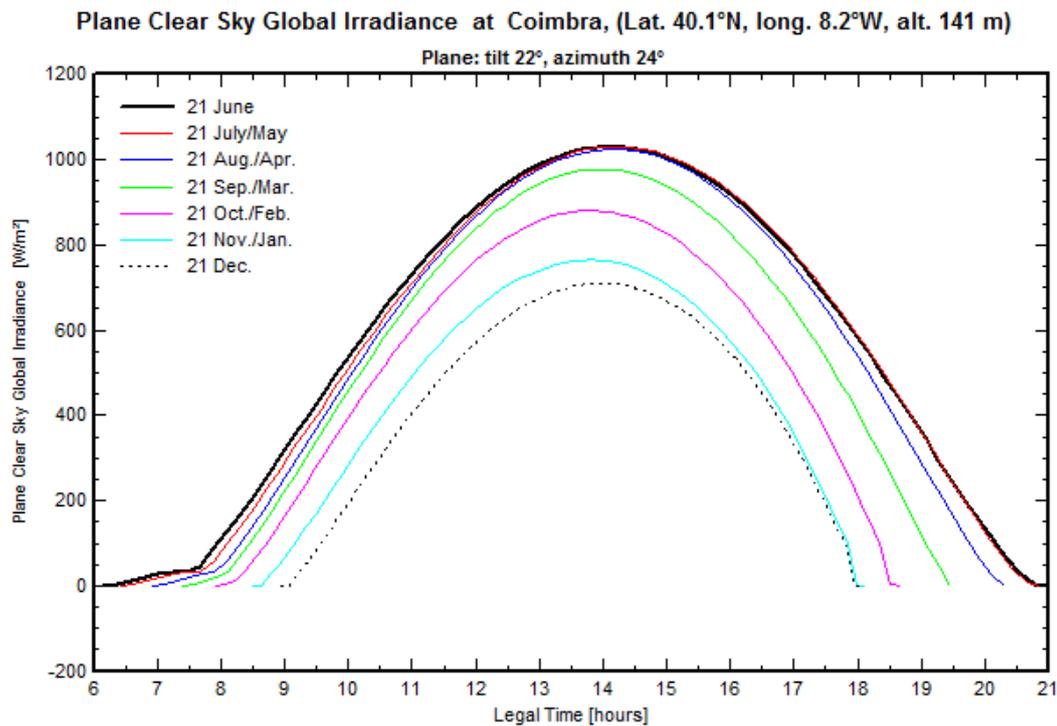


Figura 31 - a) sombreamento do nosso telhado b) irradiação para o nosso telhado c) irradiação ângulo 30° e 0° azimute

Nos gráficos da Figura 31 podemos verificar a diferença de uma forma mais exata entre a radiação recebida com um ângulo de 30° a sul e o ângulo do telhado do edifício, de notar que as horas mudam e por isso as linhas não ficam todas centradas ao meio dia. Também podemos verificar que segundo a simulação existe um desvio no ponto ótimo para mais tarde de cerca de pelo menos meia hora devido ao desvio angular.

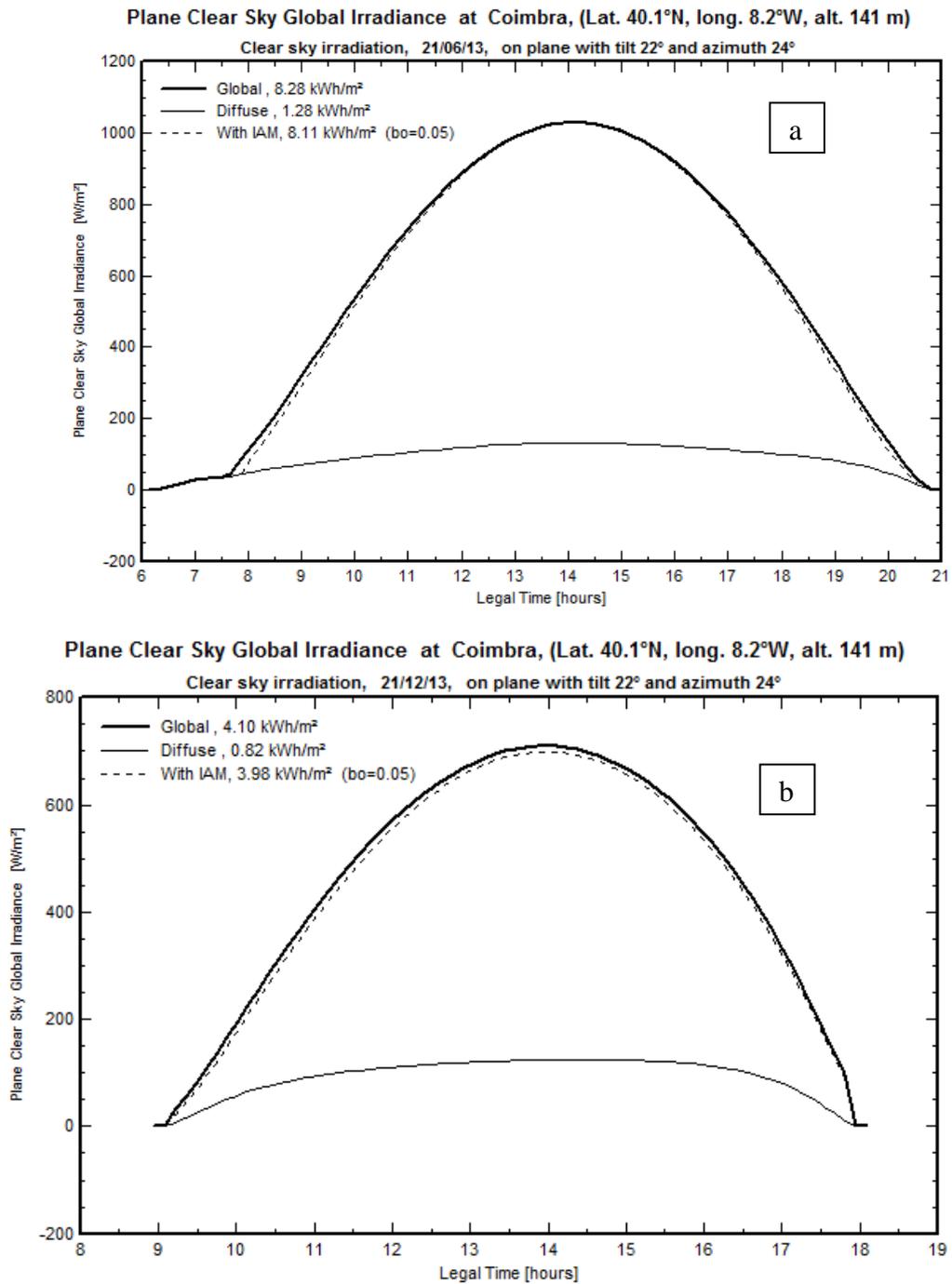


Figura 32 - a) irradiação em julho b) irradiação em Dezembro

Nos gráficos acima verificamos os diferentes valores de radiação recebidas para um dia de verão e um dia de inverno. Visivelmente a radiação no Inverno é menor que no Verão

descendo para cerca de metade a radiação global contudo a radiação difusa desceu em menor quantidade.

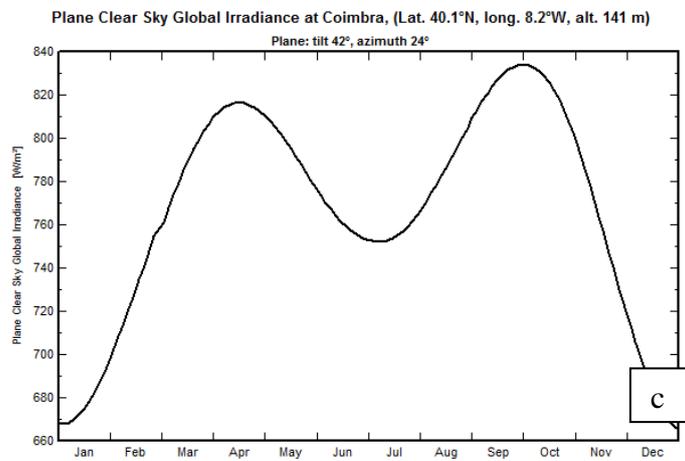
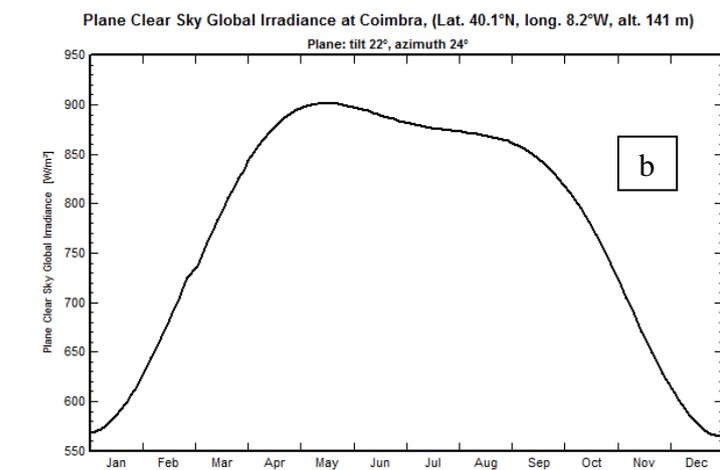
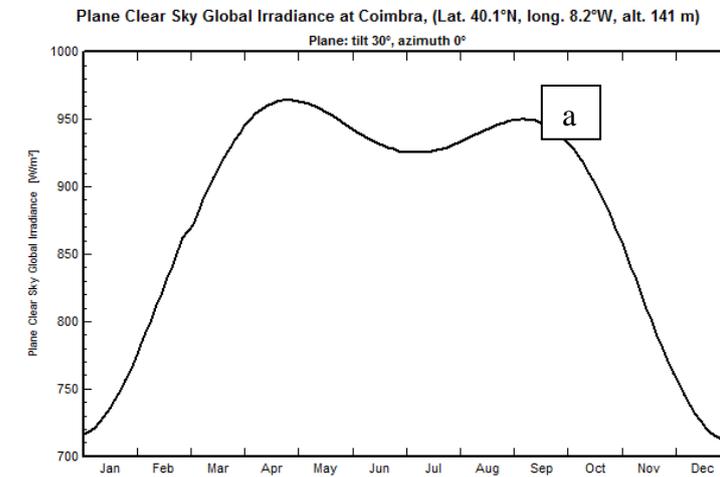


Figura 33 - Diferença entre a radiação ao longo do ano para ângulos diferentes

Nos gráficos acima verifica-se que se quisermos baixar a produção no verão e aproveitar um pouco mais no inverno deve-se aumentar o ângulo. No entanto a irradiância é sempre superior na inclinação de 30° e azimute 0° quando se esperava uma maior irradiância para o inverno para o ângulo de 42° inclinação e no verão para a inclinação de 22° apenas explicada pela diferença no azimute do nosso telhado.

10.6 Ângulo ótimo

A determinação da energia que chega a um determinado ponto da terra num dado instante varia ao longo do ano, sendo que, anualmente recebemos $1,5 \times 10^{18}$ kWh de energia solar. A potência desta radiação solar, H_{sol} na superfície solar está estimada em:

$$H_{sol} = 59,6 \times 10^6 \text{ w/m}^2$$

À entrada da atmosfera terrestre, a potência da radiação solar, H_0 pode ser determinada por:

$$H_0 = \frac{R_{2sol}}{D^2} \cdot H_{sol} \quad \text{Equação 30}$$

Com a rotação elíptica da terra, a distância da terra ao Sol não é constante, e assim a potência da radiação solar na periferia da atmosfera terrestre varia ao longo do ano e calcula-se com algum rigor pela expressão.

$$\frac{H}{H_{cte}} = 1 + 0,33 \times \cos\left(\frac{360(n-2)}{365}\right), \text{Equação 31}$$

Em que,

n - dia do ano

$$H_{cte} = 1353 \text{ W/m}^2$$

A variação da energia ao longo do ano, considerando a trajetória elíptica da terra, é de 3 a 4%, pelo que se toma como constante.¹

A maior variação da radiação incidente na superfície da terra varia bastante devido a:

- Efeito na atmosfera de absorção e reflexão
- Variação da humidade nuvens, poluição, etc
- Latitude do local
- Estação do ano

A acrescentar a estes fatores temos ainda

O Albedo que corresponde à refletância de uma superfície em toda a gama espectral da radiação solar direta ou difusa.

$$\mathbf{AlbInc} = \boldsymbol{\rho} * \mathbf{GlobHor} * (1 - \cos i) / 2 \quad \text{Equação 32}$$

onde

i = inclinação do plano

Hsol = altura do sol no plano horizontal

Hsoli = altura do sol no plano (= 90° - ângulo de incidência)

Kb = índice de claridade do feixe = BeamHor / (Io * Sin Hsol)

Io = constant solar (depende do dia do ano)

$\boldsymbol{\rho}$ = coeficiente do albedo (normalmente igual a 0.2)

¹ (Morais, 2009)

A expressão $(1 + \cos i) / 2$ é o resultado matemático do integral esférico da constante da irradiação, de todas as direções vista do plano.

A massa de Ar tem também influência na radiação solar na superfície da terra e depende do ângulo do sol em relação ao ponto da terra:

$$AM = \frac{1}{\cos\theta + 0,50572 * (96,07995 - \theta)^{-1,36364}} \quad \text{Equação 33}$$

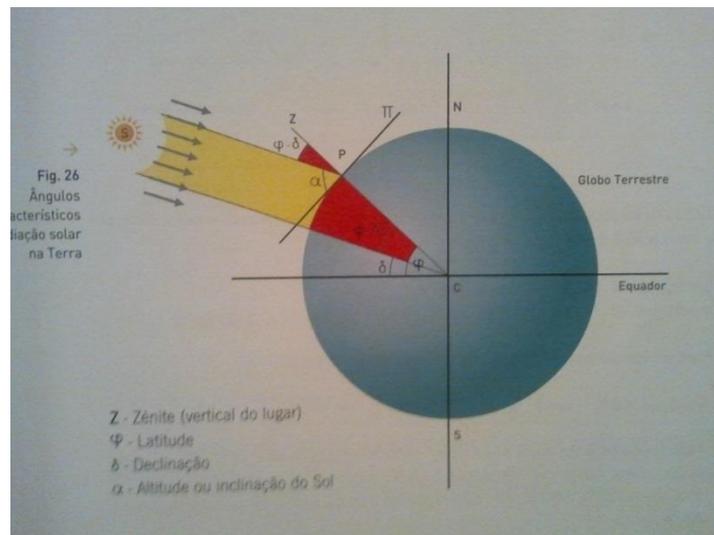


Figura 34 – Visualização do sol em relação à terra²

A inclinação média dos painéis durante o ano é igual ao ângulo de latitude terrestre da localidade. Isto se não forem levados em conta previsões climáticas de ocorrência de tempo nublado, o aproveitamento energético dos raios solares será máximo na cidade de Coimbra, quando a radiação solar atravessar um caminho menor na camada da atmosfera, sofrendo menos os efeitos de absorção e difração da sua energia à medida que os raios solares

² (Morais, 2009)

atravessam a mesma, assim será quando o sol está mais próximo da latitude de 40° (solstício de verão)

Inclinação do eixo terrestre de $\delta = 23^\circ 27'$

$\delta = 23,45^\circ$

Φ (*phi*) – latitude terrestre

o ângulo horário (ω),

$$\sin \alpha = \sin \delta \sin \Phi + \cos \delta \cos \Phi \cdot \cos \omega$$

onde α (alfa) é o valor do ângulo da altitude solar, dado em graus.

O ângulo de zénite (Z) estimado para o meio-dia poderá ser obtido a partir do ângulo da latitude terrestre subtraindo a declinação para o dia do ano.

$$\delta = \text{sen}^{-1} \left\{ \text{sen}(23,45^\circ) \times \text{sen} \left[\frac{360}{365} (d - 81) \right] \right\} \quad \text{Equação 34}$$

Posto isto temos que o Factor de transposição de irradiância para o plano dos painéis é dado por varios fatores radiação directa, difusa, disposição do raio solar e o albedo. No grafico seguinte podemos ver a quantificação destes fatores.

Meteo computations in monthly values			
Geographical Site	Coimbra		Country Portugal
Situation	Latitude 40.1°N	Longitude 8.3°W	Altitude 141 m
Time defined as	Solar Time		
Collector Plane Orientation	Tilt 22°	Azimuth -24°	

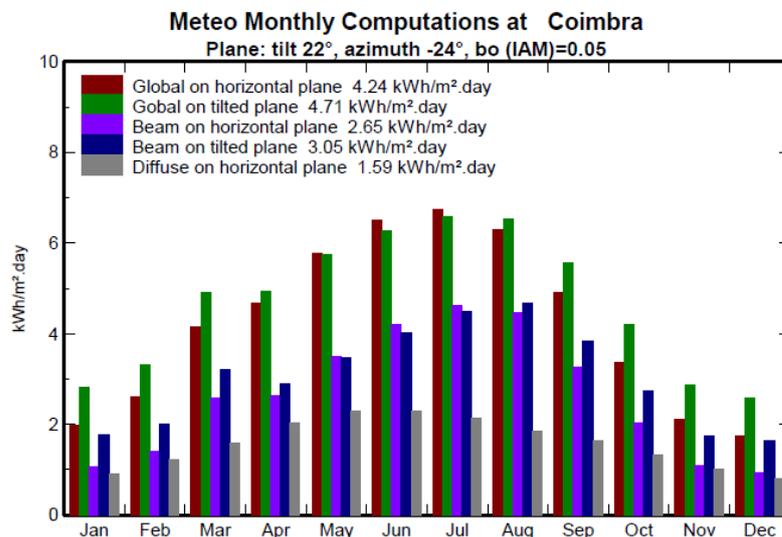


Figura 35 – Energia mensal que chega ao plano dos painéis

10.7 Módulos Fotovoltaicos

Para percebermos como se determina as qualidades dos painéis é necessário saber como estes são constituídos e construídos.

O princípio funcional de uma célula solar de cristal de silício é o seguinte. Cada átomo de silício detém quatro electrões de valência na sua camada periférica. Tendo uma configuração estável de electrões através do estabelecimento de uma ligação de dois electrões de átomos vizinhos.

Com a influência da luz ou do calor, a coesão dos electrões pode ser quebrada. O electrão pode então mover-se livremente, deixando uma lacuna atrás de si – processo de autocondução.

Para que o material de silício funcione como um gerador de energia, o retículo cristalino é propositamente contaminado com átomos que possuem um electrão a mais (fósforo), ou um electrão a menos (boro), do que o silício na camada externa de valência – processo de condução extrínseca.

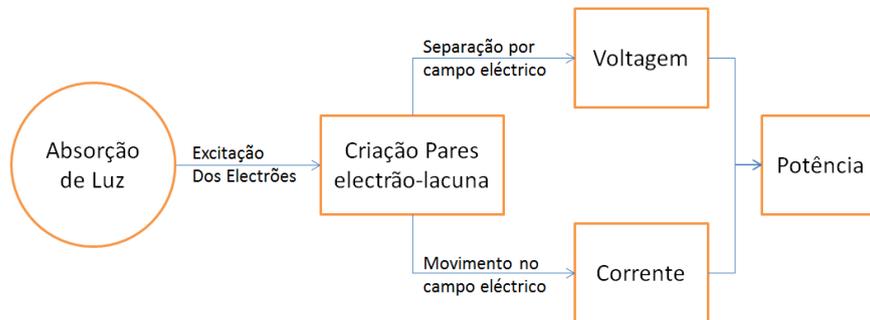


Figura 36 – Funcionamento célula fotovoltaica

10.7.1 Estrutura e função de uma célula solar de silício cristalino

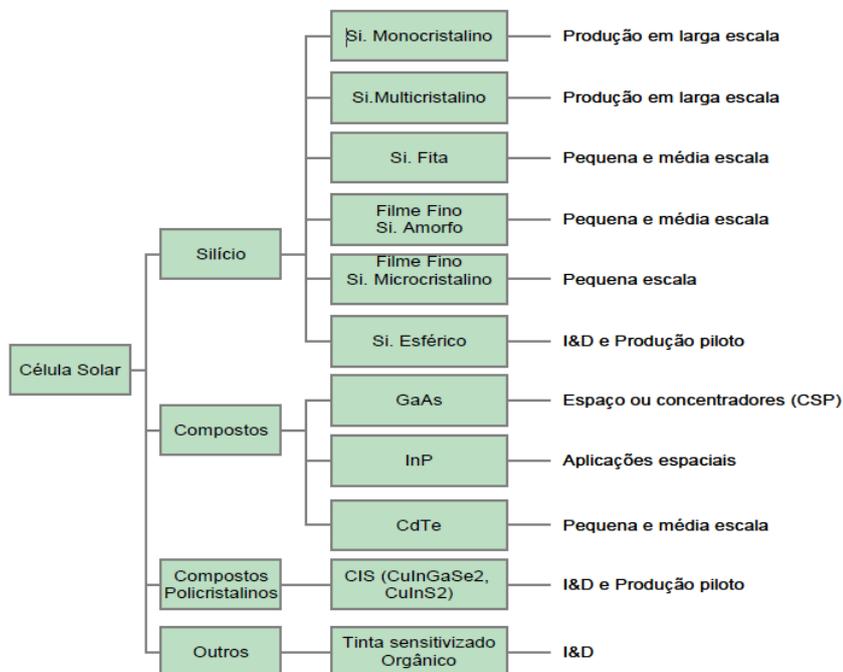


Figura 37 – Tecnologias de células fotovoltaicas existentes (fonte: RTS Corporation)

No esquema acima podemos ver os varios tipos de células solares existentes sendo a mais eficiente a de Arsénio de Gálio, no entanto por ser também mais cara, é usada especialmente na tecnologia espacial. As células fotovoltaicas fabricadas e usadas quer em Portugal quer no resto do mundo, na sua grande maioria, são de silício (Si), podendo ser constituída de cristais monocristalinos, policristalinos ou de silício amorfo.

A célula solar clássica de silício cristalino, é composta por uma camada de material o mais transparente possível, podendo a reflexão da luz ser reduzida recorrendo a uma camada mais fina anti-reflexão na parte frontal da célula solar. Esta camada composta por nitreto de silício ou de dióxido de titânio é sobreposta no semiconductor com duas camadas de silício contaminadas com diferentes impurezas. A camada orientada para o Sol está contaminada negativamente com fósforo, e a camada inferior, está contaminada positivamente com boro tendo maior dimensão que a camada do tipo n. É produzido um campo eléctrico na junção das duas camadas, que conduz à separação das cargas (electrões e lacunas) libertadas pela luz solar.

No intuito de gerar eletricidade são impressos contactos metálicos na parte frontal e posterior da célula solar. É possível conseguir uma camada de contacto em toda a extensão da célula, com a aplicação de uma folha de alumínio ou de prata na parte posterior. No entanto, a parte frontal como indicado anteriormente deve ser tão translúcida quanto possível pelo que não pode ser coberta mas sim aplicados na forma de uma grelha fina.

10.7.2 Células de silício cristalino

A célula de silício cristalino constitui 85% do mercado hoje em dia, apesar de novas tecnologias proclamarem ser a próxima revolução dos módulos fotovoltaicos o mais provável é que pelo menos nos próximos anos esta continuará a ser a grande líder de mercado. Uma das razões é a microelectrónica que tem tirado partido da evolução da qualidade do silício mas também na redução do custo de fabrico. O silício é a principal matéria-prima das células solares não como elemento puro mas sim na forma de dióxido de silício. A necessidade de obter uma pureza na ordem dos 99,9999% ou seja bilionésimos por cento que é o admissível para as aplicações electrónicas leva ao processo de produção descrito de seguida. Para a obtenção do silício, em primeiro lugar é necessário separar o oxigénio não desejado do dióxido de silício. Para o conseguir, a areia de sílica é aquecida e fundida num cadinho, junto com pó de carvão. Durante este processo é criado o silício metalúrgico, com uma pureza de 98 %. O silício em estado bruto é ainda purificado através de um processo químico. É cuidadosamente depositado num forno com ácido clorídrico. Como resultado são produzidos os químicos hidrogénio e triclorosilano, um líquido que ferve a 31 °C. Este último é destilado em várias e sucessivas etapas, durante as quais é reduzida a percentagem de impurezas em cada estágio da destilação. Quando se consegue a percentagem de pureza necessária, o triclorosilano é reduzido a silício com a ajuda do hidrogénio a 1.000 °C. Este silício de elevada qualidade pode agora ser processado de diferentes modos, como por exemplo para produzir células monocristalinas ou células policristalinas. O Tempo necessário para que o painel gere a quantidade de energia equivalente utilizada na sua produção é superior a 3 anos. (Instituto Superior Técnico, 2004)

10.7.3 Células de silício monocristalino (um único cristal)

A célula de silício monocristalino é historicamente a mais usada e comercializada como conversor directo de energia solar em electricidade e a tecnologia para sua fabricação é um processo básico muito bem constituído. O processo mais usado é chamado "Processo Czochralski". O silício é fundido 1.420°C juntamente com uma pequena quantidade de dopante, normalmente o boro que é do tipo P. Com um fragmento do cristal devidamente orientado e sob rígido controlo de temperatura, vai-se extraindo do material fundido um grande cilindro de silício monocristalino levemente dopado. Este cilindro obtido é cortado em lâminas finas de aproximadamente 300µm.

Após o processo de estriagem dos cristais únicos e de corte das pastilhas, é adicionada a fina camada com impurezas negativas através da difusão de vapor de fósforo, a temperaturas de 800-1.200 °C. Depois de unir a camada de contacto posterior, as pastilhas são equipadas com pistas eléctricas e com uma camada anti refletora na parte frontal.

O processo de “zona flutuante” consiste noutro processo de produção de silício monocristalino, sendo utilizado para a produção de células solares de maior pureza e de maior eficiência. No entanto, o material bruto necessário para alcançar esta pureza, uma barra de silício cristalino de extrema pureza, é muito dispendioso. É reduzida através de uma espiral e fundida do fundo até à parte superior com a ajuda de um campo de altas frequências. A partir do núcleo de silício monocristalino, é produzido silício monocristalino no topo da barra, à medida que esta arrefece. O material impuro fica na base, no banho de fusão.

A eficiência das células monocristalinas varia entre 15 – 18 % (silício de Czochralski), são produzidas células redondas, semi-quadradas ou quadradas, dependendo da quantidade que é estriada do cristal único. As células redondas são mais baratas do que as semi-quadradas ou as quadradas, uma vez que se perde menos material durante a sua produção. No entanto, raramente são utilizadas em módulos standards devido à sua exploração ineficaz do espaço. A sua utilização é mais frequente em módulos utilizados em sistemas de integração em edifícios, para os quais é desejável algum grau de transparência, ou para sistemas solares domésticos. (Instituto Superior Técnico, 2004)

10.7.4 Silício Policristalino

As células de silício policristalino, também conhecido como silício multicristalino, são mais baratas que as de silício monocristalino por exigirem um processo de preparação das células menos rigoroso. A eficiência, no entanto, cai um pouco em comparação às células de silício monocristalino.

Podem ser preparadas pelo corte de um lingote ou depositando um filme num substrato tanto por transporte de vapor como por imersão. O silício em estado bruto é aquecido no

vácuo até uma temperatura de **1.500 °C** e depois arrefecido na direcção da base do cadinho, a uma temperatura aproximada de **800 °C**. São assim criados os blocos de silício de **40x40 cm²** com uma altura de **30 cm**. Os blocos são primeiro serrados em barras e depois em pastilhas com uma espessura de **0,3 mm**. Durante a serragem, perdem-se partes do silício na forma de pó de serragem. Depois da introdução de impurezas de fósforo, a camada posterior de contacto é unida à pastilha. Por último, os contactos eléctricos são fixados no lado frontal juntamente com uma camada de anti-reflexão (**AR**).

Cada técnica produz cristais com características específicas, incluindo o tamanho, a morfologia e a concentração de impurezas. A eficiência teórica máxima do processo de conversão de luz solar em energia eléctrica destes módulos é de 27%, mas nos produtos comerciais os valores ficam-se na faixa de 13 a 15 %. (Instituto Superior Técnico, 2004)

10.7.5 Fitas de Silício

A tecnologia String Ribbon, originalmente desenvolvida no MIT, combina todos os atrativos do silício cristalino com o campo emergente de filmes ultra-finos. Ela alcança a confiabilidade, estabilidade, eficiência de conversão e aceitação no mercado do silício cristalino, sem os custos e o desperdício das técnicas originais, que consistiam no corte de blocos sólidos de silício.

Nesta nova técnica, fibras de alta temperatura são puxadas verticalmente através de um depósito raso de silício fundido. O silício se espalha e resfria entre as fibras para formar uma fita de silício. Cada par de fibras produz uma única fita. O processo é contínuo, produzindo longas fitas que são depois cortadas para processamento, sem a interrupção do crescimento.

10.7.6 Silício Amorfo

Uma célula de silício amorfo difere das demais estruturas cristalinas por apresentar alto grau de desordem na estrutura dos átomos. A utilização de silício amorfo para uso em fotocélulas tem mostrado grandes vantagens tanto nas propriedades elétricas quanto no processo de fabricação. Por apresentar uma absorção da radiação solar na faixa do visível e podendo ser fabricado mediante deposição de diversos tipos de substratos, o silício amorfo vem se mostrando uma forte tecnologia para sistemas fotovoltaicos de baixo custo. Mesmo apresentando um custo reduzido na produção, o uso de silício amorfo apresenta duas

desvantagens:

- a baixa eficiência de conversão comparada às células mono e policristalinas de silício estas apenas possuem uma eficiência de 7%;
- as células são afetadas por um processo de degradação logo nos primeiros meses de operação devido às suas características de exposição à luz, reduzindo assim a eficiência ao longo da vida útil.

Por outro lado, o silício amorfo apresenta vantagens que compensam as deficiências

acima citados, são elas:

- _ Processo de fabricação relativamente simples e barato;
 - _ Possibilidade de fabricação de células com grandes áreas;
 - _ Baixo consumo de energia na produção.
- Fácil integração em edifícios (BIPV)

10.7.7 Células de GaAS

Atualmente, as células fotovoltaicas apresentam eficiência de conversão da ordem de 16%. Existem células fotovoltaicas com eficiências de até 28%, fabricadas de arsenieto de gálio, mas o seu alto custo limita a produção dessas células solares para o uso da indústria

espacial. A intensidade da radiação solar (radiância) na superfície terrestre chega até 1.000 watts por metro quadrado, o que representa um enorme potencial energético.

10.7.8 Células de InP

Os nanofios são feitos do material semicondutor fosfeto de índio, e funcionam como antenas, absorvendo a luz do Sol e produzindo uma corrente elétrica.

Como são antenas, os nanofios captam uma gama de frequências da luz solar muito maior do que as células solares de silício - os experimentos mostraram índices de aproveitamento de até 71% dos comprimentos de onda incidentes.

Como os nanofios são muito pequenos, uma célula solar feita com eles pode produzir muito mais eletricidade por área do que as células solares de silício atuais - cada módulo ativo, medindo um milímetro quadrado, acomoda 4 milhões de nanofios.

O grande feito dos investigadores suecos foi determinar as dimensões exatas dos nanofios para que eles se tornem eficientes, e, claro, como fabricá-los.

"A dimensão correta é essencial para que os nanofios absorvam tantos fótons quanto possível. Se eles forem apenas uns poucos décimos de nanômetro menores, seu rendimento cai significativamente," explica Magnus.

O protótipo da célula solar de nanofios alcançou uma eficiência de 13,8% na conversão da luz solar em eletricidade.

Isso é superior a várias células solares comerciais, embora ainda distante do potencial dos nanofios, sobretudo sabendo-se que captam uma gama de comprimentos de onda tão grandes.

Ainda assim, o estudo mostrou que os nanofios capturam tanta energia quanto uma célula solar de filme fino feita com o mesmo semicondutor - com a diferença de ocuparem uma área equivalente a 10% da área do filme fino. Fonte: (inovacaotecnologica, 2007)

10.7.9 Silício Amorfo Cadmio-Telúrio (CdTe)

Esta célula tem o processo de fabrico mais barato de todas as tecnologias de filme fino, a questão de toxicidade está presente no entanto está ligação é bastante forte e não poluente pois apenas são quebradas as ligações a temperaturas superiores a 1000°C, não representando assim um risco eminente para a saúde pública.

10.7.10 Células de silício CIS ou CIGS

CIGS ou Cobre-Índio-Gálio-Selênio é o nome para um novo semicondutor usado em células fotoelétricas, cuja fórmula química é Cu(In,Ga)Se_2 (cobre, índio, gálio e selênio). Ao contrário das células feitas com silício que são baseadas numa junção p-n de um mesmo material, células CIGS são feitas com várias camadas ultra finas de diferentes semicondutores, cada qual com diferentes gaps de energia. Isto significa que as células solares são na verdade grandes díodos semicondutores. Como já dito, células solares tipo SIGS são constituídas de várias camadas finas (na ordem de μm). Como substrato usa-se geralmente vidro, porém as camadas podem ser depositadas em polímeros. Essa possibilidade de diversificar o substrato é uma das vantagens de uma célula SIGS em comparação às células de silício, pois não depende de uma estrutura para erguer os painéis e ela pode ser aderida em paredes e tetos, cortando custos de instalação e aumentando o apelo comercial da energia solar. A ligação da camada fotovoltaica com o substrato é feita com uma fina camada de molibdênio, que é depositada através de vaporização em cima do substrato. O molibdênio, além de ser um bom condutor, também é um eficiente material para fazer a adesão da célula solar no substrato. A próxima camada é constituída do próprio Cu(In,Ga)Se_2 , cuja função é absorver a energia solar e fornecer os pares elétron-lacuna para os condutores próximos. Vale citar que este material, quando dopado com material tipo p, apresenta uma alta capacidade de absorção de luz, sendo que uma camada de apenas 1 μm de espessura absorve cerca de 90% da luz solar incidente. Com isso, é necessária uma quantidade relativamente pequena de material para sua fabricação, quando comparado com outros tipos de célula. Acima da camada

de absorção é depositada uma camada de cerca de 50 nm de CdS (sulfeto de cádmio). Esta camada junto com a camada de óxido de zinco (vide abaixo) contribuem com o lado tipo n da junção p-n da célula solar. O gap de energia do CdS é de $E_g = 2,4$ eV, e portanto dentro da faixa energética do espectro solar. Porém, o par elétron-lacuna aqui gerado não consegue se reencontrar na região de carga espacial e conseqüentemente não contribui para a corrente gerada na célula. Devido a camada de apenas 50 nm, pouca luz é absorvida nela antes de chegar à camada de absorção. A função da camada neutra é proteger a camada de absorção das reações químicas causadas pelo depósito da camada de ZnO, em particular a difusão de átomos de uma camada em outra. A camada janela consiste na realidade de duas camadas de ZnO (óxido de zinco): uma intrínseca e homogênea, e outra com 2% de Al_2O_3 para ter maior condutância. Essas camadas contribuem para o lado tipo n da junção p-n da célula e ao mesmo tempo serve como condutor para os pares elétron-lacunas gerados na célula. O gap de energia do ZnO é de $E_g = 3,3$ eV, maior do que a energia dos fótons incidentes, e portanto, "transparente" ao espectro solar. Daí o nome da camada de "camada janela".

As vantagens/desvantagens de uma célula tipo CIGS em comparação com outras tecnologias do mercado (em particular células de silício, que constitui 95% do mercado de células solares no mundo) são:

Economia de materiais: Devido à alta absorção do $Cu(In,Ga)Se_2$, é necessária uma camada de da ordem de 1 μm de espessura, enquanto células de silício necessitam de camadas da ordem de 200 a 300 μm ;

A eficiência de células CIGS é de 18,8% para pequenas áreas, e de 11,8% para grandes áreas (0,3 x 1,2 m)². Fonte[⊗] (Instituto Superior Técnico, 2004) e Wikipédia)

11 ANEXO B (Legislação, normas, reciclagem)

11.1 Impacto ambiental do fotovoltaico Reciclar para não poluir

Agora que se deu a produção em massa na área do fotovoltaico urge a necessidade de ter uma política de reciclagem adequada ao princípio pela qual ele próprio surgiu. No entanto

não é possível desligarmo-nos da parte económica que faria encarecer ainda mais o custo da energia renovável.

A organização PVCYCLE³ é a organização europeia que neste momento já conta com os maiores produtores de painéis europeus num sistema integrado de reciclagem de painéis velhos.

A substituição dos painéis antigos por outros mais recentes aumentão a eficiência dos parques sendo os materiais destes aproveitados para fazer novos painéis. Desde o alumínio da estrutura do painel, o vidro, os cabos e claro o silício tudo pode ser reciclado. A reciclagem dos materiais irá reduzir drasticamente o consumo de energia na fabricação de novos painéis tendo em conta que 85% dos materiais usados são recicláveis.

Para sabermos o impacto ambiental que os painéis fotovoltaicos possuem temos de ter em conta o seu ciclo de vida, desde a fabricação até à sua reciclagem. Sabemos que o maior impacto está na energia gasta para fabricar as células que perfaz mais de 50% do custo ambiental total, sendo o resto gasto na fabricação dos restantes materiais. As medidas que se podem tomar para reduzir este impacto são:

- a redução da quantidade do silício, quer no aperfeiçoamento do corte reduzindo as perdas, quer usando células mais finas, redução da energia consumida na sua fabricação,
- redução de outros materiais usados, uso de materiais com menos energia associada, redução do calor residual do silício fundido, reciclar os materiais usados.

A crystalclear foi um projeto financiado pela união europeia com duração de 5 anos e custou 28 milhões de euros em parcerias publico/privadas o objectivo entre outros foram:

- baixar o consumo de silício - criado “Silício de grau solar” em vez de semicondutores,
- desenhos de células e de módulos mais eficientes
- implementação de contactos entre as células pelo lado posterior maximizando a área de captação solar e o uso de adesivos especiais em vez de soldaduras,

³ (PVCYCLE association, 2103)

- usando materiais como epóxi, silicone, e acrílicos foi possível baixar as temperaturas e consequentemente da energia consumida assim como as tensões mecânicas reduzindo o risco de roturas.

Outros fatores de poluição nomeadamente na purificação de silício que é necessário reduzir são os químicos perigosos usados como selénio, boro, fosforo e também gases inertes. Existem também alguns factores de poluição externos tais como a estrutura de suporte dos painéis em que é importante a reduzir a utilização do zinco, cabos eléctricos, inversores, baterias entre outros matérias que não são quantificados mas que também importa reduzir o impacto ambiental.

Assim verifica-se que a energia limpa ainda não é na realidade tão limpa como se transparece, ainda existe um longo caminho a percorrer para atingir esse objetivo contudo a evolução nesta área está a ser bastante rápida o que permite pensar que é atingível.

11.2 Regime remuneratório

11.2.1 Quadro remuneratório do regime geral

Para o regime geral as condições de venda são:

11.2.1.1 Microgeração

A fórmula de cálculo da receita gerada pela electricidade é:

$$Rem = Wm \times Pref \times \frac{IPC(n-1)}{IPC\ ref} \quad \text{Equação 35}^4$$

Em que:

- Wm é a produção mensal;
- $Pref$ é o valor da tarifa simples de consumo, referente ao ano de 2012. Isto é, 0,1393 € /kWh;
- $IPC(n-1)$ é o índice de preços ao consumidor do ano anterior;
- $IPC(ref)$ é o índice de preços ao consumidor referente a 2011;

⁴ (Ministério da Economia e da Inovação, 2012)

11.2.1.2 Minigeração

Na atividade da miniprodução, a remuneração é dada com base na seguinte fórmula:

$$Rem = \sum(Wi \times OMIEm \times Ci \times fp) \text{ Equação 36}^5$$

Em que:

- Rem é a remuneração do mês
- Wi é a produção do mês no horário i (vazio ou fora de vazio);
- OMIEm é o valor resultante da média aritmética dos preços de fecho de electricidade no mercado ibérico;
- Ci é um coeficiente que assume 0,86 no período de vazio e 1,13 no período fora de vazio;
- Fp é o factor de ajustamento para perdas no tarifário i;

11.2.2 Quadro remuneratório do regime Bonificado

No início de cada ano o Ministério da Economia e do Emprego por despacho da DGEG estabelece a quota de potência a alocar para a energia fotovoltaica e o valor remuneratório para o fotovoltaico. Este valor é diferenciado para os diferentes tipos de potência em microgeração e minigeração. A remuneração da energia é feita com o comercializador com o qual o produtor tem contrato de compra de energia, ou seja, a venda de energia é contratualizada mutuamente entre o produtor e o comercializador. Tendo o comercializador e o produtor direitos e deveres estabelecidos nos decretos de lei de cada tipo de potência. Para o

⁵ (Ministério da Economia e da Inovação, 2012)

ano de 2013 foi estabelecida a cota de 11MW para a microgeração distribuída mensalmente. Para a minigeração está prevista a atribuição de 6MW para o primeiro escalão 9MW para o segundo escalão e 15MW para o terceiro escalão.

11.2.2.1 Microgeração

No caso da microgeração é estabelecido um contrato de compra e venda com o comercializador dividido em duas partes. Uma primeira de 8 anos sendo que para o ano de 2013 foi estabelecida a tarifa de referência de 196€/MWh neste primeiro período. Uma segunda parte de 7 anos que terá o valor de 165€/MWh. Após o período de 15 anos é renovado o contrato de compra e venda com o valor de compra igual ao de venda. Em caso algum o microprodutor vende energia a um preço mais baixo que o de compra.

11.2.2.2 Minigeração

No caso da minigeração é estabelecido um contrato de compra e venda com o comercializador com um período de 15 anos. O valor remuneratório depende da potência de ligação à RESP. Para o primeiro escalão de potências até 20kW foi estabelecida a tarifa de referência de 150€/MWh. Para os segundo e terceiro escalões é feito leilão de venda de energia ao qual é atribuída mensalmente a autorização de ligação à RESP para venda de energia aos miniprodutores que fizerem um maior desconto à tarifa de referência sendo que no mês de Abril o maior desconto ao valor de referencia foi de 2 cêntimos para o segundo escalão, ou seja, em 148€/MWh e para o terceiro escalão foi de 4 cêntimos portanto 110€ por MWh . Em caso algum o miniprodutor vende energia a um preço mais baixo que o de compra.

11.2.3 Regime remuneratório conclusões

Qual o regime a escolher para a instalação tendo em conta os valores de receitas que se pode adquirir.

Foram publicadas nas portarias 430/2012 e 431/2012 as tarifas de venda de energia para os regimes da minigeração e microgeração, a vigorar em 2013.

Assim, no regime bonificado da minigeração, a tarifa de referência para 2013, que sofreu uma redução de 30% face ao valor de 2012, é de 0,151 €/kWh. Este valor é fixo durante o período do contrato – 15 anos – e aplicável ao escalão I, isto é sistemas até 20 kW. Nos escalões II e III, a tarifa de venda será definida por leilão consoante o desconto à tarifa de referência. Não houve qualquer alteração à quota anual de potência.

Na microgeração, a redução foi mais significativa, alcançando 40% em relação à tarifa de 2012. Assim, a tarifa de microgeração para o regime bonificado é de 0,196€/kWh para o primeiro período de 8 anos e de 0,165 €/kWh para o segundo período de 7 anos. A quota anual teve um ligeiro aumento, transitando de 10 MW para 11 MW.

Em qualquer dos regimes, a tarifa de venda, após o período do contrato, será igual ao valor de compra nesse momento (regime geral).

Para o regime geral temos:

Microgeração

Tomando como exemplo um sistema de 4,140 kW na zona de Coimbra, com uma produção anual de, aproximadamente, 5 500 kWh, a remuneração em 2013 será a seguinte:

$$\text{Rem} = 5500 \times 0,1393 \times 1,05$$

$$\text{Rem} = 804 \text{ €}$$

Minigeração

Tendo em conta um sistema de minigeração de 50 kW na zona de Coimbra, com uma produção aproximada de 75MWh no primeiro ano, com as seguintes considerações:

- 80% da eletricidade é produzida no período fora de vazio;
- O valor do (Energia) é 48,53 €/MWh no mês de Janeiro de 2013;⁶
- O factor de ajustamento Fp (aproximado) é 0,015 para fora de vazio e 0,014 para vazio. Este valor é definido pelo regulador e depende da hora e do dia.

Desta forma, a remuneração será:

$$\begin{aligned} \text{Rem} &= (0,8 \times 75 \times 48,53 \times 1,13 \times 0,015) + (0,2 \times 75 \times 48,53 \times 0,86 \times 0,014) \\ &= 3916,4\text{€} \text{ (52,21 €/MWh)}. \end{aligned}$$

Como se pode constatar, a remuneração da atividade de minigeração, aquando no regime geral é bastante baixa (0,0522 € /kWh), quando comparada com o valor médio de consumo, que ronda 0,7 €/kWh, para instalações de consumo em Média Tensão.

• Assim o mais vantajoso será a venda de energia á rede que neste momento está próxima dos 0,1509€/kWh depois o autoconsumo com valor igual ao do consumo 0,07€/kWh se for média tensão e 0,12 em BTE e por fim a venda de energia no regime geral que ronda os 0,052€/kWh.

⁶ (Energia)

11.3 Normas de Certificação

11.3.1 Certificação de painéis

Todas as marcas de painéis neste momento oferecem 3 tipos de garantias que no meu entender, não são muito credíveis e conseqüentemente dão pouca segurança aos clientes, os anos podem variar ligeiramente mas estão normalmente estandardizados da seguinte forma:

1. Garantia do produto 10 anos para defeitos de fabrico
2. Garantia de 90% potência ao fim de 12 anos
3. Garantia de 80% potência ao fim de 25 anos

Estas garantias estão relacionadas com a qualidade do produto, conforto ou facilidade de manuseamento e oferecem mais valor aos seus utilizadores, o que constitui uma importante vantagem competitiva. Isto não significa que os painéis irão durar mais de 25 anos uma vez que conseguem produzir pelo menos 80% da potência inicial, pois existem inúmeras possibilidades do painel avariar quer por características mecânicas quer eléctricas ou outras. Contudo, deve-se verificar a que potência se refere a garantia, se à potência mínima ou se à potência nominal. A garantia de 90 % da potência mínima com uma tolerância de desempenho de 10 %, é equivalente a uma garantia de 80 % da potência nominal. Pelo que a garantia do produto é a primeira garantia a ter em atenção, pois indica que as qualidades globais dos mesmos serão em princípio melhores ou piores. Desta forma poder-se-á ter uma melhor percepção na escolha do módulo e olhar de outra forma a qualidade na decisão do investimento em detrimento da decisão baseada unicamente no preço dos sistemas. Estas garantias são reguladas por normas ambientais e de segurança sendo a TÜV Rheinland uma das instituições que emite e realiza os testes de certificação. O Grupo TÜV Rheinland contribui também para o estabelecimento e desenvolvimento de normas.

Assim sendo existem normas baseadas em testes para certificação dos equipamentos que dão mais segurança aos clientes, as normas usadas para os painéis são de vários tipos, sendo as que regem estes equipamentos eléctricos as seguintes:⁷

- Norma IEC EN 61215 (Critérios de Qualidade dos Módulos tipo Cristalinos) esta norma foi desenvolvida para qualificar o desempenho e aprovar o modelo policristalino em teste;

- norma IEC EN 61646 (Critérios de Qualidade dos Módulos tipo Filme Fino) esta norma tem o mesmo propósito que a anterior unicamente adequa os testes aos módulos amorfos, nomeadamente os módulos amorfos precisam de um pré-condicionamento à luz antes dos testes;

- norma IEC EN 62108 (Critérios de Qualidade dos Módulos tipo Concentradores) esta norma mais uma vez qualifica o desempenho e aprova os módulos do tipo concentradores.

Para além das 3 normas indicadas existem outras que se aplicam a todos os módulos são estas:

- norma IEC EN 61730 (Teste de Segurança) tal como todos os equipamentos utilizados os painéis não são exceção e são submetidos a rigorosos testes de segurança;

- norma UL 1730 para os países Norte americanos (Canadá e Estados Unidos da América) existe um requisitos extra na parte da segurança pelo que os painéis instalados nesses países necessitam de passar por testes antifogo rigorosos em que se faz o estudo da propagação do fogo com base na composição das células;

- norma IEC EN 61701 (Resistência à Salinidade) este teste não é obrigatório mas para Portugal é uma norma a ter em conta pois a mesma indicia que os painéis serão mais resistentes/adequados ao clima que temos.

⁷ (International Electrotechnical Commission)

Serão estas normas e certificações suficientes para garantir ao cliente qualidade! As normas têm como objectivo uniformizar, tornar homogéneo, ou seja, a sigla ISO refere-se à denominação de igualdade, harmonizar globalmente com vista a eliminar barreiras facilitando o comércio mundial. Obviamente o mínimo parece-me garantido mas se queremos de facto que as energias renováveis sejam uma alternativa temos que mostrar qualidade e dar o máximo de segurança para mudar o que já existe de outra forma será impossível fazer com que todos acreditem nesta nova forma de energia. Apenas com qualidade, informação, formação e excelência podemos ter energia renovável sustentável. Outra visão que também está presente na generalidade das empresas é que quanto mais experiência e qualidade ganharem no mercado nacional mais sustentável se torna a internacionalização.

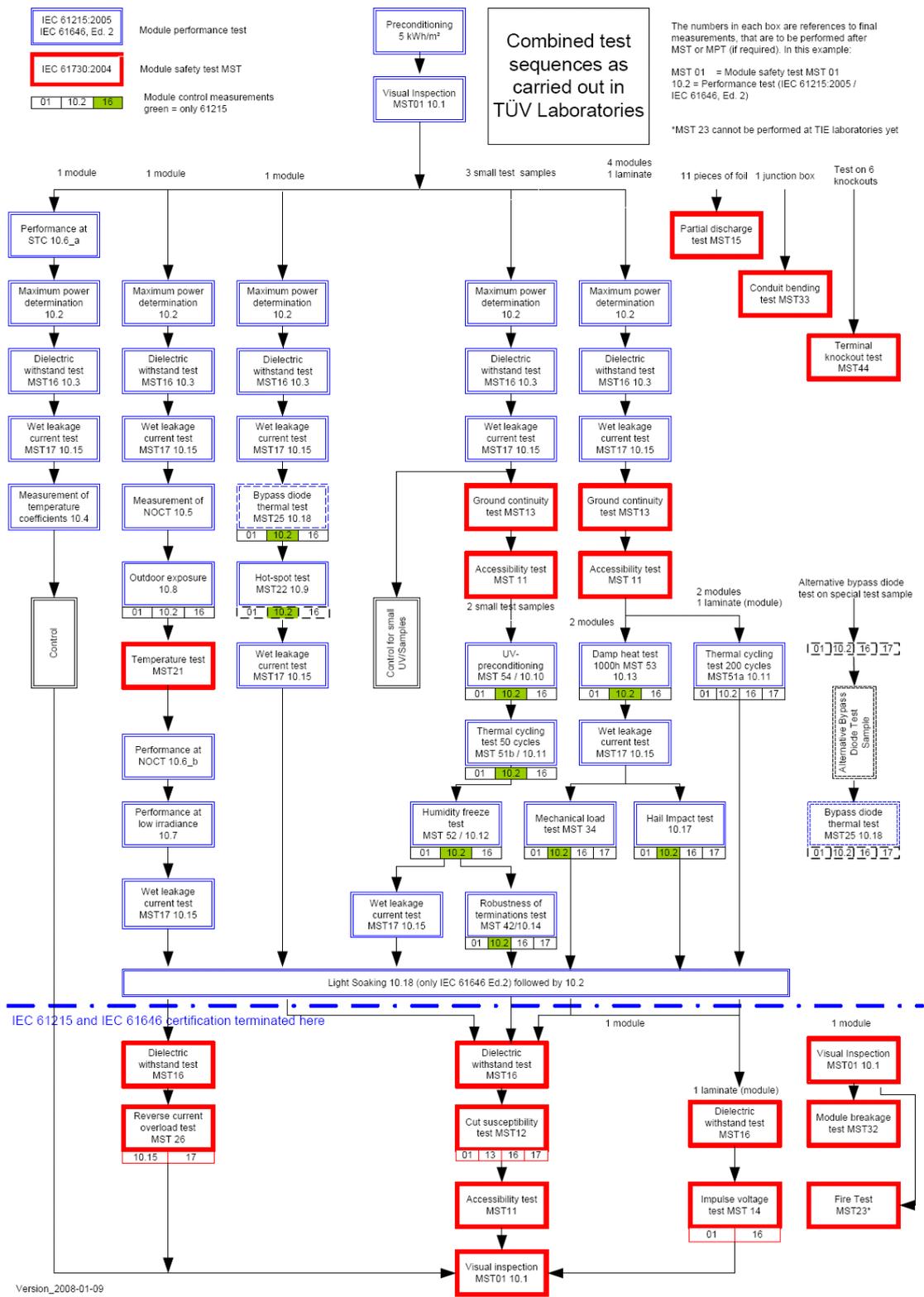


Figura 38 Sequência combinada de testes de certificação TÜV Fonte: (TUV)

Para a certificação do módulo é feita uma colheita aleatória de uma amostra de oito módulos, retirados diretamente da linha de produção. Um dos módulos é usado para controlo, enquanto os restantes sete módulos são submetidos a diversos testes tecnológicos e físicos mencionados de seguida:

- Inspeção visual;
- Desempenho sob diferentes condições (STC, NOCT e com $T = 25^\circ$ e $E = 200 \text{ W/m}^2$);
- Teste de isolamento térmico;
- Medição dos coeficientes térmicos;
- Teste de exposição a fatores externos;
- Teste de resistência a um ponto quente;
- Teste de resistência ao choque térmico;
- Testes de resistência aos raios UV;
- Teste de estanquicidade e resistência ao gelo;
- Teste de robustez dos acabamentos;
- Teste de resistência mecânica e de torção;
- Teste de resistência ao granizo

A norma *DIN EN 60904-1 (IEC 60904-1)* “*Medição das Características Fotovoltaicas de Corrente-Tensão*” serve de base para os diversos testes e medições requeridos nos procedimentos de desempenho dos módulos. Esta norma define também quais as fontes de luz artificial que poderão ser utilizadas nos testes assim como os requisitos dos procedimentos de teste e medição. Por exemplo, especifica a distribuição espectral que corresponde a um espectro de referência solar.

Para a temperatura e irradiação nas células e módulos cristalinos a determinação das características I-V a norma *IEC 60891* é a norma de referência. Esta define que os ensaios devem ser efectuados em AM1,5, que significa uma distribuição espectral da radiação solar total (directa + difusa) incidente, num dia de céu limpo, com uma superfície perpendicular aos raios solares e inclinada a 37° , correspondente a uma irradiação de 1000 W.m^{-2} .

O teste de resistência mecânica, no que respeita à resistência ao impacto, é especificado na norma *IEC 61724*.

O certificado de homologação atribuído no contexto da norma *IEC 61215* ou *IEC 61646*, é globalmente aceite como uma marca de qualidade dos módulos. É atualmente exigido pela maioria das autoridades competentes que gerem programas nacionais e internacionais de apoio. Os módulos standards são normalmente certificados pelas normas *IEC 61215* ou *IEC 61646*.

Infelizmente, as medições feitas sob condições de referência SCT, dizem muito pouco sobre os desempenhos reais dos módulos. Faria sentido especificar o desempenho médio ou a produção nas condições reais de operação (condições de campo). Isto requer medições e cálculos das eficiências para várias irradiações e temperaturas. Por isso vários Institutos têm vindo a trabalhar no sentido de definir procedimentos standard para a determinação da produção energética nas condições de campo.

Os maiores progressos foram feitos pela “Junta da Comissão Europeia do Centro de Investigação”, e teve como resultado o projeto da norma IEC 61853 “Teste do desempenho e índice de produção de módulos fotovoltaicos terrestres”. Este documento define seis dias de referência com regimes de irradiações e temperaturas típicas, para os quais é determinado a energia produzida.

1) Dia de calor nas regiões desérticas: elevada irradiação e temperatura (valores máximos de

1.100 W/m² e 45 °C)

2) Dia de primavera nas regiões montanhosas: elevada irradiação e baixa temperatura (valores máximos de 1.000 W/m² e 6 °C)

3) Dia de outono com o céu coberto: irradiação e temperatura medianas (valores máximos de

350W/m² e 15°C)

4) Dia quente e húmido de Verão com ligeiras nuvens: irradiação mediana e elevada temperatura (valores máximos de 600 W/m² e 30 °C)

5) Dia de Inverno nos países setentrionais: baixa irradiação e baixa temperatura (valores máximos de 200 W/m² e 0 °C)

6) Dia de Verão nas regiões costeiras frias: irradiação normal e baixa temperatura (valores máximos de 1.000 W/m² e 18 °C)

Uma vez de acordo com a norma *IEC 61215*, onde são medidos e registados todos os dados relativos ao módulo, segue-se um procedimento normalizado de ajuste da informação com os dias de referência, sendo possível que um módulo com uma maior eficiência nas condições de referência *STC*, possa vir a ter uma menor produção energética total. Esta indicação é importante na escolha dos módulos e como tal não deve ser menosprezada.

Para um determinado painel ser aprovado este poderá perder no máximo 5% da sua potência em qualquer um dos testes ou 8% após a realização de uma série de testes.

11.3.2 Certificação de Inversores

O inversor é uma das peças chave do sistema fotovoltaico e como equipamento eléctrico segue normas, nomeadamente a norma EN 50438 que indica os requisitos para conexão e desconexão automática de inversores ligados em paralelo com a rede de alimentação pública. Esta certificação garante que o inversor se liga e desliga em segurança da rede de energia pública.

Outra certificação necessária é o certificado de conformidade, com as disposições legais, de interruptor eletrónico integrado ou seja do interruptor CC eletrónico (DCS): esta certificação é dada pelas normas IEC 60947-3.

Para além das normas e certificados existe também as diretivas que regulam os inversores nomeadamente a diretiva de Baixa Tensão (Low Voltage - LV) e à Diretiva de Compatibilidade Eletromagnética (Electromagnetic Compatibility - EMC).

A norma a ter em conta na instalação em estudo é a DIN EN 61000-3-2 esta norma estabelece requisitos e especificações para os valores limite para os harmónicos de equipamentos com corrente nominal superior a 16 A e inferiores a 75 A e que se destinam à ligação ao sistema público de abastecimento de baixa tensão. Os equipamentos que não cumprem os requisitos e limites não significa que não possam ser ligados no entanto, tendo em conta o tipo de equipamentos que serão utilizados neste edifício e tendo como objetivo uma forma de energia limpa e sem distorções então deve-se ter o cuidado de verificar se o inversor possui este certificado. Em relação à 1ª edição desta norma os termos THD e PWHD foram substituídos por THC e PWHC, sendo a referência a corrente de referência em vez da corrente nominal.

Certificado de conformidade DIN EN 50178 com as disposições legais, esta norma define os requisitos mínimos para a concepção e fabrico de equipamentos eletrónicos, para a proteção contra choques elétricos, para testes e a sua integração em sistemas para instalações elétricas.

No ano de 2012 foi implementada em Portugal a obrigatoriedade de cumprimento do sistema 5 da norma ISO/IEC a qual implica a contínua certificação dos produtos com objetivo de aumentar a segurança dos equipamentos para os clientes, ou seja, reforça a confiança dos clientes, faz a diferença face aos concorrentes, reforça a imagem da empresa fabricante, facilita o acesso a novos mercados e permite evidenciar o cumprimento de requisitos regulamentares. Esta nova lei levou a uma corrida à certificação de novos modelos por parte dos fabricantes.

Existe ainda a marca de certificação TÜV-PROOF, a TÜV Rheinland tem vindo a atribuir a marca TÜV-PROOF desde 1999. Esta marca de certificação implica a realização de

testes que vão para além das exigências da norma IEC 61215 e pode ser atribuída a sistemas completos ou a componentes individuais, como os módulos, inversores e interruptor principal DC.

11.3.3 Certificação de Cabos BT

A construção e desempenho dos cabos de baixa tensão segue um conjunto de normas e regras técnicas que têm como objectivos principais promover a segurança e qualidade deste tipo de equipamento, uniformizar critérios de modo a permitir o seu uso generalizado, e eliminar entraves técnicos à sua comercialização num mercado mais alargado. Existindo duas entidades reguladoras para este fim o CENELEC “Comité Europeu para a Normalização Electrotécnica”, a comissão técnica CTE20 e o CEI “Comité Electrotécnico Internacional”, identificados por grau de importância. O CENELEC edita as normas europeias EN para 19 países, dos quais faz parte Portugal e as normas harmonizadas HD que resultam da compilação de critérios diferenciados dos vários países, quando não é possível estabelecer um consenso. As normas HD são identificadas nos cabos com letra H. as Normas Portuguesas NP de um modo geral, são normas que correspondem a traduções das normas HD, EN ou, então, normalizam a construção de cabos e ou ensaios que não estão descritos nas normas anteriormente referidas. Podem também normalizar procedimentos de instalação e utilização.

As normas da CEI são normas habitualmente mais genéricas do que os HD e EN. No entanto o CENELEC tem adoptado muitas destas normas, por terem vantagem na uniformização e racionalização de critérios, simplificação das actividades de normalização e economia de recursos.

No âmbito dos cabos de baixa tensão destacam-se as seguintes normas ou decretos:

Directiva de Baixa Tensão nº. 73/23/CEE, documento onde se definem as exigências essenciais de segurança a observar em todo o material elétrico destinado a ser utilizado sob uma tensão nominal compreendida entre 50 V e 1000 V para corrente alternada, e entre 75 V e 1500 V para corrente contínua e no qual deve ser aposta a marcação CE em conformidade com a Directiva 93/68/CEE.

Assim, um fabricante que apõe a marcação CE num cabo, ou na embalagem quando a anterior prática não for possível, deverá respeitar as condições gerais impostas, ou seja, se existirem características essenciais que o utilizador precise conhecer, relativas ao uso seguro, estas deverão acompanhar obrigatoriamente o produto, afixadas nele próprio, quando possível, ou em documento que o acompanhe. O produto deve possuir a marca de fabrico ou comercial que deve ser aposta directamente nele de forma visível ou, não sendo exequível, na embalagem.

O projecto e fabrico dos cabos deverão garantir, desde que se verifiquem as boas práticas de instalação e manutenção apropriada, uma utilização segura e um comportamento adequado aos fins a que se destinam.

Existe no entanto uma norma específica para o solar fotovoltaico que é a AENOR EA 0038 esta norma qualifica e certifica cabos para circuitos fotovoltaicos.

Esta norma para Cabos flexíveis apropriados para a instalação móvel e fixa com nível de segurança classe 2. Adequado para a ligação entre painéis fotovoltaicos dos painéis fotovoltaicos para o inversor. Cabo de alta segurança (AS): anti propagação de fogo, baixa emissão de fumos e livre de halogênio. Adequado para usar tanto no interior como no exterior submetido a testes HD 605/A1 de tempo/clima e raios UV. Os materiais utilizados na construção destes cabos passam também por testes de resistência térmica especificada na norma UNE-EN 60216 para 120 ° C, o cumprimento deste teste prevê que, com a instalação apropriada, operação e manutenção, a vida útil mínima estimada do cabo é de 25 anos a 90 °C.

11.3.4 Certificação Fabricantes dos Elementos Eléctricos

Existem neste momento em Portugal 5 fabricantes de painéis fotovoltaicos são eles a Martifer solar, a Solarplus, Goosun, a Open Renewables e a FluitecniK. Existem também 3 empresas que apenas fazem integração de sistemas a Mecapisa, a MagPower e a WS Energia.

Todas estas empresas vêem o mercado nacional como demasiado pequeno sendo o mercado internacional o que realmente importa, tornando-as empresas de exportação por excelência. As principais preocupações destas são a forte concorrência das empresas asiáticas, a instabilidade do mercado que se deve em grande parte às políticas energéticas desadequadas. Em todas elas existe um mesmo pensamento, apenas se consegue obter bons resultados de longo prazo se houver uma política de melhoria continua quer nos processos de fabrico quer na qualidade dos produtos.

Tanto para as empresas como para os clientes existe uma ferramenta muitíssimo importante no que toca à segurança e qualidade do investimento que é a certificação dos produtos e das próprias empresas envolvidas o que garante uma qualidade mínima no produto e serviço ao cliente.

As empresas produtoras de painéis, inversores e outros materiais são regidas por duas normas globais empresarias são elas as ISO 9001:2008 e a ISO 14001:2004.

A série da norma 9000 designa um grupo de normas técnicas que estabelecem um modelo de gestão de qualidade para organizações em geral, qualquer que seja o seu tipo ou dimensão. É a mais conhecida de todas e foi publicada pela primeira vez em 1987. O processo de desenvolvimento de normas ISO é realizado por comités técnicos, sendo o comité técnico responsável pela Gestão e Garantia da Qualidade a ISO/TC 176. A família ISO 9000 inclui actualmente quatro normas centrais e um número significativo de normas de suporte, relatórios técnicos e documentos orientadores. Para as empresas que produzem painéis fotovoltaicos é exigida a certificação segundo a norma NP EN ISO 9001, “Sistemas de gestão da qualidade. Requisitos.”

A atividade de certificação de sistemas de gestão ambiental dentro de empresas tem sido desenvolvida pela APCER desde 1997, inicialmente com a versão ISO 14001:1996, num conjunto alargado de organizações dos vários sectores económicos - primário; industrial, de comércio e serviços - e em grandes, médias e pequenas organizações públicas ou privadas.

A ISO 14001 define requisitos que permitem a uma organização desenvolver o seu próprio SGA, com uma política e objetivos sustentados em requisitos legais, bem como outros que a organização subscreva, e nos seus aspetos ambientais, quer estes sejam possíveis de controlar ou apenas de influenciar.

Não pretendendo definir critérios específicos de desempenho ambiental, existem outras normas da série ISO 14000 específicas para a avaliação do desempenho ambiental, sendo estas:

- ISO 14031:1999 _ Gestão ambiental – Avaliação de desempenho ambiental – Linhas de orientação (NP EN ISO 14031:2005)
- ISO/TR 14032:1999 _ Gestão ambiental – Exemplos de avaliação do desempenho ambiental

A ISO 14001 aplica-se a qualquer organização que pretenda implementar uma SGA assegurando-se que a sua política ambiental está conforme e em constante melhoria. Efectuam-se declarações e avaliações anuais com o objetivo de obter um certificado/registo por uma entidade externa, interna ou dos clientes de conformidade da SGA que se está a seguir

“Todos os requisitos desta Norma Internacional têm como objetivo serem incorporados em qualquer sistema de gestão ambiental. O grau de aplicação dependerá de diversos fatores, tais como a política ambiental da organização, a natureza das suas atividades, produtos e serviços, sua localização e as condições em que funciona.”

11.4 Legislação Relativa a Instalações Fotovoltaicas

A regulamentação tem um papel essencial na definição de todo o material a aplicar nas instalações, tendo por objetivo assegurar a qualidade e a fiabilidade da instalação. Esta tem como finalidade assegurar a escolha apropriada dos equipamentos, das condições de instalação e de exploração, prevenção do perigo e segurança de pessoas e bens.

11.4.1 Lei, Normas e Regras Técnicas

11.4.1.1 Decretos de Lei

As energias renováveis são reguladas por decretos de lei com base no tipo e na potência de ligação, sendo dividida em microgeração para potências até 3,68kW e minigeração para potências até 250kW de ligação à rede de distribuição e um terceiro plano para potências superiores a 250kW. A microgeração é dividida em duas potências de ligação 3,45kW e 3,68kW, no entanto não tem qualquer diferença técnica ou de fundo, já a minigeração é dividida em três escalões, primeiro escalão até 20kW, segundo escalão até 100kW, terceiro escalão até 250kW, aqui existem alterações relativamente à tarifa e também diferenças na parte técnica. Para instalações cuja leitura seja feita em média tensão, normalmente instalações com postos de transformação iguais ou superiores a 630kVA, é necessário entrega em média tensão necessitando assim de se instalar um PT para elevar a tensão de entrega na rede.

Todas as instalações seguem as normais regras técnicas de instalações eléctricas da sua categoria MT e BT. Não existindo para já instalações fotovoltaicas de AT e MAT por se tratar de instalações com características conhecidas pela instabilidade de produção. Quanto mais descentralizadas menor será a instabilidade e mais fácil é o seu controlo. Os decretos de lei existentes e que regem estas instalações são o DL 363/2007, de 2 de Novembro (Republicado pelo DL 118-A/2010, de 25 de Outubro) para o caso da microgeração e o DL 34/2011 de 8 de Março para o caso da minigeração.

No entanto, existem em Portugal quatro tipos de instalações e decretos de lei aplicáveis e que podemos ver na seguinte tabela:

Mecanismos de promoção de electricidade fotovoltaica	Decretos de lei aplicados
Micro-produtor e Mini-produtor	DL 363/2007 de 2 Novembro 2007 DL 67-A /2007 31 Dezembro 2007 DL 118 – A/2010 25 Dezembro DL 34/2011, de 8 de Março
Produtor - consumidor	DL 68/2002 de 25 Março 2002
Produtor - independente	DL 312/2001 de 10 Dezembro 2001 DL 339-C/2001 29 Dezembro 2001 DL 33-A/2005 16 Fevereiro 2005 DL 225/2007 de 31 Maio 2007
Produtor de mercado livre	DL 25/2013, publicado a 19 de Fevereiro deste ano

Tabela 24 Decretos de lei aplicados aos tipos de instalações

O primeiro decreto de lei sobre o regime microprodutor surgiu em 2007, período em que arrancou em Portugal aquilo a que se pode chamar de revolução energética renovável fotovoltaica. A minigeração surgiu em 2010, contudo já existia instalações de maior capacidade sendo que as primeiras surgiram na zona do Alentejo. Inicialmente o DL 312/2001 relativo a energias renováveis apenas definia o regime de gestão da capacidade de recepção de energia eléctrica nas redes do Sistema Eléctrico de Serviço Público proveniente de centros electroprodutores do Sistema Eléctrico Independente. Nesta data passávamos a ter a possibilidade de optar por ter o próprio serviço de energia em vez do serviço de energia público. O DL 68/2002 é um diploma com uma importância significativa, uma vez que, estabelece o regime dos direitos e dos deveres dos produtores-consumidores de modo a

orientar as novas tecnologias para a produção descentralizada de energia eléctrica, dando a possibilidade de vender à rede o excedente de produção, dando início assim à liberalização da produção de energia eléctrica em Portugal. Assim entramos numa nova realidade, a existência de produtores-consumidores em baixa tensão, que utilizam entre outros equipamentos, geradores síncronos, geradores assíncronos, painéis fotovoltaicos. Produzindo energia eléctrica de forma autónoma na justa medida das suas necessidades. Este decreto de lei veio dar corpo a um vasto conjunto de objectivos de política energética, visando potenciar o aproveitamento de recursos endógenos, aumentar a eficiência energética e modernizar tecnologicamente o sistema energético nacional.

Em 2011 surge o DL 34/2011, de 8 de Março que estabelece o regime jurídico aplicável à produção de electricidade por intermédio de instalações de pequena potência, designadas por unidades de miniprodução. No presente ano entrou em vigor o DL 25/2013, publicado a 19 de Fevereiro, que procede à terceira alteração ao DL 363/2007, de 2 de Novembro, onde estabelece o regime jurídico aplicável à produção de electricidade por intermédio de unidades de microprodução, e à primeira alteração ao DL 34/2011, de 8 de Março, que vem estabelecer o regime jurídico aplicável à produção de electricidade por unidades de miniprodução. O DL 25/2013 vem clarificar a forma remuneratória do regime geral nas actividades de microgeração e minigeração bem como separar o comercializador de consumo do comercializador de venda. Este último ponto é deveras importante para todos os produtores de electricidade que entraram no mercado liberalizado de electricidade e depararam-se com dificuldades na compra da electricidade por si produzida por parte dos novos comercializadores. Desta forma, o Comercializador de Último Recurso (CUR), ou seja, EDP Serviço Universal, é o responsável pela aquisição de energia. No que se refere ao consumo, o produtor pode optar pelo comercializador que lhe oferecer melhores condições.

11.4.1.2 Decretos de lei para autoconsumo

Se se pretende vender a energia, então existe a possibilidade de se fazer instalações em autoconsumo. Neste caso a instalação pode dividir-se em três géneros: sistema isolado, híbrido ou autoconsumo. Não existindo de momento um decreto de lei específico para este tipo de instalação. Estes três tipos de instalações regem-se como se de uma instalação eléctrica

normal se tratasse. Devem ser seguidas as normas e regras técnicas para instalações elétricas e as boas práticas da arte. Contudo é necessária a realização de um projeto a entregar na DGEG para aprovação. O caso de estudo não é uma instalação isolada da rede pública e por outro lado a utilização de baterias é dispendiosa. Uma vez que não será possível utilizar geradores para contemplar a energia necessária surgiu a ideia de usar o DEEC como suporte para transferência de energia. Assim teremos em estudo a terceira opção, sendo que, uma das limitações deste tipo de instalação é que o Comercializador de Energia não permitir a injeção da energia produzida na RESP assim é obrigatório um quadro de deslastre que impeça este fato desligando o inversor sempre que o produtor não esteja a consumir a energia produzida.

1. **Sistemas isolados**

Os sistemas isolados, tal como o nome indica, não estão ligados à rede pública, são autónomos. Estas instalações são utilizadas em locais onde a rede pública não existe, ou quando não se pretende a ela recorrer, evitando assim o pagamento de taxas e do consumo de energia a um comercializador. No coração dos sistemas autónomos estão as baterias. Elas armazenam a energia elétrica produzida durante o dia pelos painéis fotovoltaicos. A energia das baterias é transformada em 230V, corrente alterna, através de um equipamento inversor. Este, determina a potência máxima que a instalação pode debitar, ao contrário dos sistemas de auto-consumo em que a rede elétrica fornece toda a potência contratada. O correto dimensionamento dos painéis fotovoltaicos, regulador de carga, baterias e inversor, são fundamentais para que o sistema funcione com a maior eficiência possível, o que é decisivo quando há menos sol, por exemplo, no Inverno. Em certas instalações é possível recorrer a um gerador convencional (a gasolina ou diesel) para compensar a falta de produção energética solar. Desta forma assegura-se que haverá sempre energia elétrica, mesmo quando a produção solar e as baterias falham.

2. **Sistemas híbridos**

Os sistemas híbridos funcionam tal como os sistemas autónomos, mas mantêm a ligação à rede pública. Estes sistemas são constituídos por vários tipos de sistemas de produção de energia tais como solares fotovoltaicos, eólicos, hídricas, etc, produzem a energia de forma

mais fiável e controlável. Podem estar ou não ligados a sistemas de baterias, mas normalmente não estão, uma vez que encarece em muito o sistema global podendo esta energia provir de vários sistemas de forma mais barata. É também possível utilizar um gerador para produzir a energia necessária em certos picos de consumo.

3. **Sistemas de autoconsumo**

O sistema de autoconsumo funciona como o de minigeração, ou seja, produz energia elétrica a partir de painéis fotovoltaicos e injeta na rede de casa. A diferença é que a energia produzida não pode sair da instalação privada, sendo necessário para isso um equipamento adicional. No caso de não existirem baterias para armazenar a energia, toda a energia que instantaneamente se produz deve ser consumida, ou será perdida. Estas instalações são dimensionadas apenas para suprir o consumo, não havendo vantagem em ter excesso de produção. Aplicam-se em certos casos na habitação doméstica, mas a sua maior utilidade encontra-se nos casos em que existe consumo constante durante o dia, como é o caso de escolas, restaurantes, parques de escritórios, hotéis, lares de terceira idade, centros de dia, etc.

11.4.1.3 Soluções de ligação

Existem diferentes tipos de ligação à RESP sendo os esquemas de ligações utilizados e autorizados os seguintes:

Para microgeração:

1. Solução A – Clientes BTN Instalações Novas/ Instalações Existentes – Solução preferencial / Ligação a ramal aéreo ou ramal subterrâneo

2. Solução B – Clientes BTN - Instalações existentes/Solução Alternativa/Ligação a ramal subterrâneo

3. Solução C – Clientes BTN Instalações existentes Solução alternativa/ Ligação à rede aérea em torçada com portinhola já existente na instalação de consumo

4. Solução D – Clientes BTN Instalações existentes/Solução alternativa/ Ligação a ramal aéreo ou ramal subterrâneo Ligação através dos terminais de entrada do Contador de Produção (Esta solução apenas deve ser utilizada quando a solução preferencial e as outras soluções alternativas, não forem convenientes, por razões de espaço ou arquitectónicas.)

5. Solução D – Esquema de pormenor (multifilar) Ligação à rede através dos terminais de entrada do contador de consumo

6. Solução E – Clientes BTE Instalações Novas Instalações Existentes – Solução preferencial Ligação a ramal aéreo ou ramal subterrâneo

Instalações sem Transformadores de Corrente

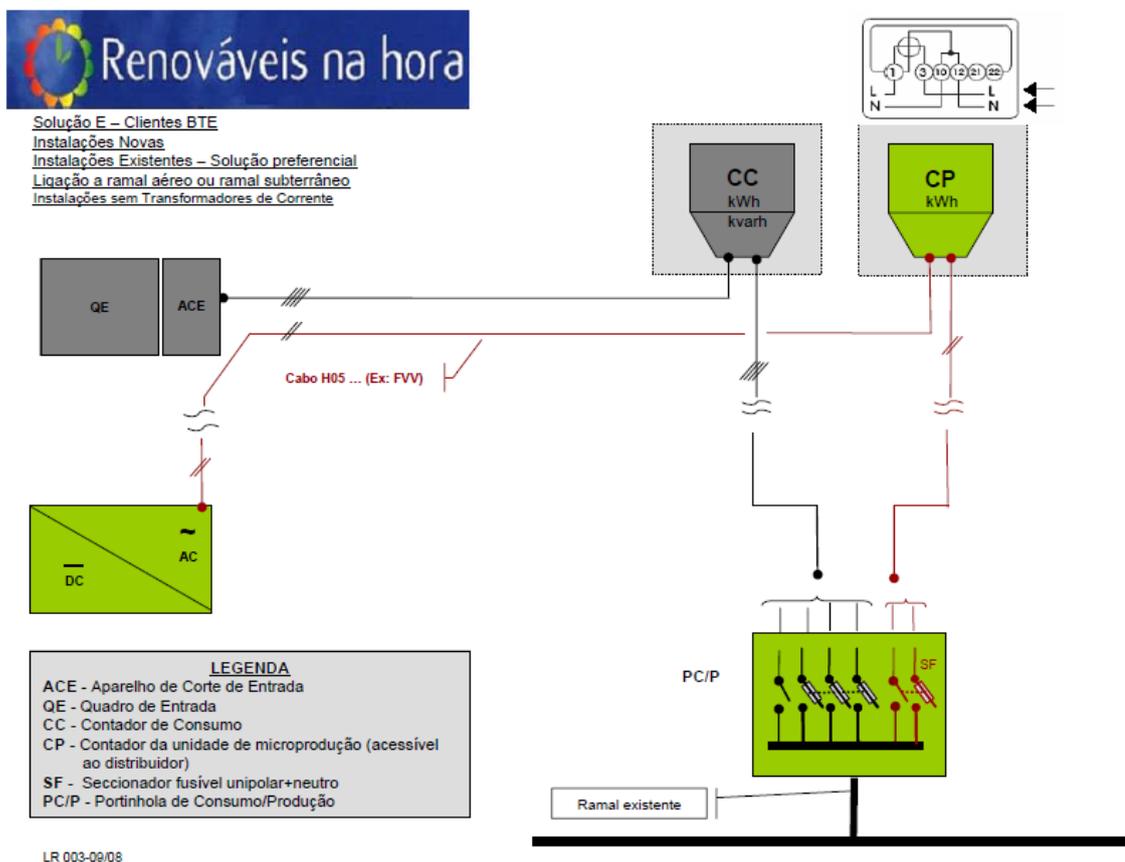


Figura 39 - Esquema de ligação à rede para BTE⁸

7. Solução F - Clientes BTE Instalações Existentes Ligação a ramal aéreo Solução Alternativa Ligação à rede aérea em torçada com portinhola já existente na instalação de consumo

8. Solução G - Clientes BTE Instalações existentes – Solução Alternativa Transformadores de intensidade instalados nos condutores do Ramal

9. Solução H - Clientes BTE Solução Alternativa Transformadores de intensidade instalados em quadro próprio

Para minigeração:

1 - Instalação de consumo BT monofásica ou trifásica

Instalação de miniprodução monofásica

1A - Esquema de pormenor (multifilar) - Ligação à rede através dos terminais de entrada do contador de miniprodução

2 - Instalação de consumo BT monofásica ou trifásica

Instalação de miniprodução monofásica

3 - Instalação de consumo BT trifásica

Instalação de miniprodução trifásica

⁸ (Ministério da Economia e do Emprego)

4 - Instalação de consumo BTE

Instalação de miniprodução até 60A (contagem directa)

5 - Instalação de consumo BTE

Instalação de miniprodução superior a 60A (contagem indirecta)

6 - Instalação de consumo BTE com CTI

Instalação de miniprodução até 60A. (contagem directa)

7 - Instalação de consumo BTE com CTI

Instalação de miniprodução superior a 60A (contagem indirecta)

8 - Instalação de consumo MT com contagem de consumo do lado do secundário .

Instalação de miniprodução até 60A (contagem directa)

9 - Instalação de consumo MT com contagem de consumo do lado do secundário.

Instalação de miniprodução superior a 60A (contagem indirecta)

Esquema eléctrico da instalação de consumo

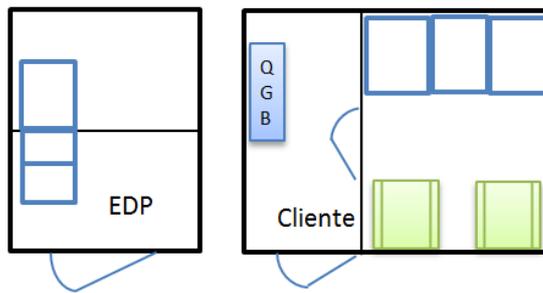


Figura 40 – Desenho da chegada da alimentação em média tensão e da sala técnica do DEEC

O esquema acima exemplifica o tipo de ligação à RESP existente no departamento de Engenharia Eletrotécnica e de Computadores da Universidade de Coimbra com Posto de seccionamento da EDP separado do Posto de Transformação do cliente e com contagem em média. Desta forma a ligação à RESP para venda de energia à rede tem de ser também com contagem em média o que leva à instalação de um transformador e quadro para elevar a tensão ao nível da tensão de compra.

11.5 Regras Técnicas

11.5.1.1 Cabos

As indicações aqui dadas destinam-se a permitir uma abordagem dos vários domínios na escolha dos cabos a utilizar, quer seja das especificações que possuem um grande número de parâmetros em jogo quer seja da parte económica. Na maior parte dos casos, não é possível determinar com precisão a totalidade desses elementos, tanto mais que a interpretação de alguns é, por vezes, delicada. Para permitir a escolha adequada para o projeto é necessário obter uma grande quantidade de informação. Antes de mais é necessário termos noção das partes constituintes dos cabos, são elas:

1. Condutores ou agrupamento de condutores (normalmente são de cobre ou alumínio rígido ou flexível)
2. Isolamento/Blindagem
3. Enchimento
4. Bainha interior - Materiais de isolamento e de revestimento interior e exterior
5. Armaduras- aumenta a proteção mecânica do cabo(em fios ou fita de aço)
6. Enfitagens/Bainha exterior



Figura 41 Constituição de um cabo⁹

No que diz respeito a características técnicas temos a considerar o seguinte:

⁹ (Grupo Cabelte)

Relativamente à Rede de Alimentação temos a considerar o tipo de corrente a frequência, o modo de distribuição, a tensão máxima e nominal de serviço. Como se liga o neutro se é ligado à terra ou se é ligado por uma impedância ou se isolado. E ainda ter em conta possíveis sobretensões e duração das mesmas.

Relativamente à Instalação a Alimentar às Condições de Funcionamento da Canalização temos de considerar a queda de tensão admissível, o factor potência e a potência a transmitir ou seja a intensidade de corrente. Temos também de ter em conta se este tem uma utilização cíclica ou permanente e quais as condições de sobrecarga assim como as condições de curto-circuito, duração e intensidade do mesmo que podem danificar a alma condutora e os écrans.

Relativamente às Características do Cabo as escolhas a fazer e tendo em conta o que foi indicado anteriormente sobre as partes constituintes temos a tensão nominal ou estipulada, o tipo de cabo se é rígido ou flexível, número de condutores (unifilar ou multifilar), de campo radial ou não, natureza do isolamento, metal do condutor (alumínio ou cobre), comprimento total do cabo e ainda podem surgir algumas características especiais tendo em conta o transporte ou por exemplo o local a instalar.

Relativamente às Condições de Instalação do Cabo podem ser do tipo exposição ao Ar, exposto ou não às radiações solares em galeria, caleira de betão, tabuleiros ou entubado ou podem ser colocados no solo entubados ou enterrados directamente ou ainda em caleiras. Neste assunto temos também a considerar as características térmicas do local quer seja ao ar quer seja no solo, a passagem de outros condutores na proximidade influencia também a temperatura do local ou fenómenos de indução. Existem locais mais agressivos que outro por consequência é necessário saber se o local em causa tem produtos químicos ou até mesmo água ou por exemplo se é enterrado em areia ou em terrenos mais rochosos tudo isto tem implicação nos esforços que o cabo poderá ter em funcionamento ou mesmo na colocação.

Relativamente aos Acessórios da Instalação quando falamos em acessórios estamos a falar obviamente nas partes mais delicadas das instalações de cabos que são os pontos de união ligações, junções, derivações, protecções particulares para determinados perigos, estes acessórios minimizam esses pontos frágeis. Por exemplo um dos cuidados a ter e que são de extrema importância são a protecção dos cabos contra roedores, micro-organismos e térmicas, no caso dos roedores basta ter o cuidado de colocar um revestimento metálico em relação aos

outros dois não é tão fácil mas podem ser realizadas acções no meio envolvente com produtos anti-térmitas e afins.

11.5.1.2 Painéis

Após terem sido feitos estudos pelo instituto Fraunhofer para sistemas de Energia solar em que se demonstrou que os módulos standards suportam correntes sete vezes superiores à corrente de curto-circuito sem serem danificados, foram suprimidos os díodos de bloqueio das strings nos sistemas fotovoltaicos com ligação à rede. Assim de acordo com o estabelecido na norma **VDE 0100-712 (IEC 60364-7-712)**, os díodos de bloqueio de cada string não são necessários, se forem usados módulos do mesmo tipo, com uma protecção de classe **II**, certificados para suportar **50 %** da corrente nominal de curto-circuito quando polarizados inversamente e no caso do desvio da tensão do circuito aberto entre as diferentes strings individuais do gerador fotovoltaico não seja superior a **5 %**.¹⁰

Para proteger os módulos e os cabos das fileiras das sobrecargas, são intercalados fusíveis de string em todos os condutores ativos (positivos e negativos). No caso de não se utilizar fusíveis de protecção das strings, os condutores devem estar dimensionados para a máxima corrente de curto-circuito do gerador, menos a corrente da string.

12 ANEXO C (Memória descritiva)

12.1 Memória Descritiva do Projeto de Instalação

¹⁰ (Morais, 2009)

12.1.1 Introdução

A presente Memória Descritiva, destina-se ao Projecto da Central Fotovoltaica de Minigeração com potência instalada de 75kW, para o novo edifício nZEB.

Trata-se de uma central para produção de energia eléctrica, transformando a energia solar em energia eléctrica, através do processo fotovoltaico. O sistema fotovoltaico será constituído por um conjunto de painéis fotovoltaicos e inversores DC/AC.

A radiação solar absorvida pelos painéis fotovoltaicos será transformada em corrente eléctrica contínua (DC), que o inversor converterá a corrente alternada (AC).

Esta central é composta por 260 módulos da tecnologia monocristalinos, instalados numa estrutura metálica fixada ao telhado, oferecendo aos módulos uma orientação a sul com desvio de 24° para Oeste e 22° de inclinação, ou seja, aplicação paralela ao telhado. Os módulos serão agrupados em strings de 13 unidades, sendo o agrupamento feito com 4 séries em paralelo ligadas a cada inversor. De modo a entregar a energia na rede eléctrica do edifício a energia produzida pelo gerador fotovoltaico será ligado cada inversor ao quadro geral que se encontra dentro do edifício na sala técnica.

12.1.2 Equipamentos mais Relevantes:

12.1.2.1 Módulos Fotovoltaicos

Para obtermos uma potência instalada de 86,58 kWp, necessitamos de 260 módulos solares fotovoltaicos da marca Sunpower do modelo SPR-333NE-WHT-D, em que cada

módulo possui 333W de potência. Os módulos Sunpower são constituídos por um conjunto de 96 células de silício monocristalino de durabilidade prolongada. Este painel possui uma junção box com três diodos de bypass. Estes equipamentos fotovoltaicos necessitam de reduzida manutenção.

Estes módulos possuem moldura e têm uma superfície de 1,13 m² com uma aparência escura.

<i>Comprimento x Largura</i>	<i>1559mm x 1046mm</i>
Espessura	46mm
Peso do Módulo	18.6kg
Área do Módulo	1.13m ²
Tipo de Módulo	Monocristalino
Potência do Módulo	333W (+5% tolerância positiva)
Tensão Para a Potência Máxima	54.7 V
Corrente Para a Potência Máxima	6.09 A

Tabela 25 Especificações dos Painéis SPR-333NE-WHT-D

Serão realizadas strings compostas por uma série de 13 módulos em paralelo, de acordo com as peças desenhadas, o que perfaz à saída uma tensão de 711.1 V, e uma corrente de 6.09 A por string. Cada string é composta por uma potência de 4329 W.

12.1.2.2 Inversor

Para conversão da corrente contínua em corrente alternada são utilizados 5 inversores fotovoltaicos, permitindo assim uma maior versatilidade da instalação. Os inversores

propostos são da marca SMA modelo tripower 15000TL, as suas características estão presentes nas tabelas abaixo.

<i>SMA STP 15000TL</i>	
<i>Potência Máxima do Gerador Fotovoltaico</i>	<i>15,34 KWp</i>
Tensão de Entrada	360 a 800 V
Máxima Tensão de Entrada	1000V
Máxima Corrente de Entrada	33 A
Tensão de Saída	180 a 270 V
Frequência da Rede	50 Hz
Potência Nominal	15 kW
Rendimento Máximo	98.2%
Dimensões	665x690x265
Peso	59 kg
Comunicação	RS485

Tabela 26 Especificações dos inversores

Assim teremos uma potência total de ligação de 75kW.

12.1.2.3 Estrutura para fixação de painéis

Será executada em perfis de alumínio e parafusaria em aço inoxidável. O seu desenho deve permitir uma elevada resistência estrutural permitindo proteger os painéis de possíveis tensões e esforços mecânicos. A sua fixação será feita de modo a garantir a estanquicidade da

superfície do telhado e a não comprometer a claridade para o interior do edifício e possuir elevada resistência à corrosão.

12.1.2.4 Quadro de deslastre

Serão instalados analisadores programáveis com saídas digitais para fazer a leitura do consumo do edifício DEEC e comunicar com os relés multifunções instalados nos inversores.

12.1.2.5 Condutores

12.1.2.5.1 DC

Será instalado cabo tipo FZZ (zh) / ZZ-F (AS) 1,5 (1,8) kV DC com secção 1x6mm², que possui as seguintes características:

Condutor: Cobre estanhado de classe 5 (F)

Isolação: Composto reticulado livre de halogéneos (Z)

Bainha exterior: Composto reticulado livre de halogéneos (Z)

Especificação: TÜV 2 Pfg 1169/08.2007

O dimensionamento deste cabo encontra-se no capítulo de dimensionamentos de cabos.

4.3 Proteção do inversor

Apesar do inversor já possuir como opção fusíveis no seu interior é mais pratico fazer a substituição dos mesmos se estes estiverem no exterior num quadro para o efeito. Assim deveram ser instalados, os aparelhos de corte e proteção dos circuitos de entrada do inversor com fusíveis de 16 amperes de acordo com a regra:

$$I_b \leq I_n \leq I_z \text{ Equação 37}$$

e

$$I_2 \leq 1,45I_z \text{ Equação 38}$$

Onde:

I_b = corrente do circuito

I_n = corrente nominal do dispositivo de proteção

I_z = capacidade máxima de condução de corrente do condutor

I_2 = corrente convencional de funcionamento

4.4 Cabo de Ligação entre o Inversor e o Quadro Geral

Para ligação entre o quadro do parque e o Inversor será instalado cabo XV-5G10.

A secção foi calculada no capítulo de dimensionamento de cabos.

22.3.3. Sistemas de Protecção e de Segurança

A instalação de utilização será convenientemente protegida por aparelhos cuja actuação automática, oportuna e segura impeça que os valores característicos da corrente ou da tensão da instalação ultrapassem os limites de segurança da própria instalação.

Sendo assim, previu-se nesta instalação as seguintes protecções:

- Protecção das canalizações
- Protecção de pessoas

Protecção das pessoas contra perigos específicos da electricidade

Para garantir a protecção das pessoas contra os perigos específicos da electricidade (choques eléctricos), adoptaram-se as seguintes disposições:

Protecção contra contactos directos

A protecção das pessoas contra contactos directos será garantida através do isolamento das partes activas, da instalação de barreiras ou de invólucros com as características já mencionadas, pela colocação de obstáculos e pela criação de distâncias de segurança.

Protecção contra contactos indirectos

Na protecção contra contactos indirectos, previram-se medidas passivas ao impedir o contacto de partes activas com as massas dos aparelhos, a utilização de correntes reduzidas nos locais de maior risco, o emprego de aparelhos de classe II de isolamento e o estabelecimento de ligações equipotenciais. Como medidas activas que consistem na eliminação automática dos contactos acidentais, através do corte automático dos circuitos de alimentação dos receptores, no seguimento de um defeito de isolamento. Esta interrupção dos

circuito será realizada através de aparelhos de corte automático sensíveis à corrente diferencial-residual (interruptores ou disjuntores diferenciais), dispostos em dois níveis de sensibilidade.

Terras de protecção - Ligações Equipotenciais

Estas ligações, realizadas pelo estabelecimento de condutores de equipotencialidade, destinam-se a colocar ao mesmo potencial, massas entre si e elementos condutores estranhos à instalação, de forma a eliminar a possibilidade de aparecimento de tensões de contacto perigosas.

A **ligação equipotencial principal** é constituída pelos seguintes elementos: condutor principal de protecção, condutor principal de terra ou terminal principal de terra, todas as canalizações metálicas de alimentação do edifício e situadas no interior (água, gás), todos os elementos metálicos da construção e as canalizações metálicas de aquecimento central e ar condicionado (mesmo com origem exterior ao edifício) e as bainhas metálicas dos cabos de telecomunicações (sob a autorização dos proprietários e utilizadores).

A **ligação equipotencial suplementar** deverá cumprir com a secção 701.413.1.6 das RTIEBT.

As cores dos condutores a utilizar serão as normalizadas, sendo castanho, preto e cinzento para as fases, azul para o neutro e verde-amarelo para o condutor de protecção.

Na montagem das instalações deverão ser utilizados todos os acessórios necessários para o efeito, ainda que não estejam concretamente referidos.

Todos os materiais constantes da instalação deverão possuir características adequadas à classificação dos locais onde se encontram instalados.

Toda a instalação eléctrica foi concebida e deverá ser executada, de acordo com as Regras Técnicas das Instalações Eléctricas de Baixa Tensão.

12.1.2.6 Caminhos de cabos:

12.1.2.6.1 Tubos:

Deverão ser instalados de forma a permitirem a perfeita instalação dos cabos e depois de instalados, os seus topos, deverão ser tapados de forma a evitar a entrada de produtos que possam causar obstruções aquando da aplicação dos cabos. Serão do tipo corrugados, de dupla parede, ou equivalente, de cor adequada ao tipo de instalação e de secção adequada aos condutores a instalar nestes.

12.1.2.6.2 Calhas:

Serão instaladas calhas em PVC contra raios UV, ou equivalente, com as dimensões adequadas aos condutores a instalar nestas.

12.1.2.7 Rede de terras:

Para se executar a rede de terras a qual será constituída por um cabo do tipo XV preto/verde/amarelo que ligará à estrutura de suporte dos painéis, serão ainda feitos shunts em todos os pontos amovíveis em cabo do tipo XV 1x6mm² da cor verde/amarelo. Esta terra deverá ligar á rede de terra do edifício no ligador amovível.

12.1.2.8 Ligação a rede do edifício:

Cada inversor irá ligar no quadro geral do edifício, quadro deverá ser de classe II. Do lado AC, ou seja após o inversor deverá ser instalado um interruptor para manobras com o inversor e no quadro deverá ser instalado um disjuntor diferencial de acordo com desenhos anexo.

12.1.2.9 Sistema de monitorização:

O sistema de monitorização deve ter as condições mínimas indicadas, constituído por um datalogger que permite obter os dados dos inversores e estação meteorológica.

O sistema de monitorização permite obter um controlo adequado dos equipamentos, e maximizar o rendimento da instalação, através da redução do número de avarias, permitindo detectar de uma forma fácil e rápido a localização e a causa desta mesma avaria, reduzindo assim o tempo de intervenção da manutenção.

O sistema monitorização e controlo permite:

- Medir diversas variáveis (tensão, corrente, potência, etc.)
- Medir Produção e rendimento da instalação

- Gerar alarmes de avaria/erros dos equipamentos
- Registrar as variáveis medidas com sistema data-logger
- Ter capacidade de comunicação

Outro aspecto relevante é o armazenamento de dados de diversos equipamentos existentes no sistema, como por exemplo informações meteorológicas, parâmetros eléctricos do inversor, energia injectada na rede de distribuição, etc.

12.1.2.10 *Qualidade e Segurança*

No que diz respeito à segurança as instalações fotovoltaicas dependem do local a instalar normalmente terão de cumprir o nível classe II de segurança para o caso comum de locais de acesso generalizado, com voltagem perigosa e aplicações energéticas perigosas. Para o caso de locais de acesso restrito, voltagem perigosa e aplicações energéticas perigosas terão de cumprir a classe 0. E Finalmente para locais com voltagem e aplicações energéticas limitadas terão de cumprir o nível de segurança classe III.

A segurança das instalações estão regulamentadas em decretos de lei sendo os aplicáveis às instalações de sistemas fotovoltaicos os seguintes:

- Regulamento de Segurança de Subestações e Postos de Transformação e de Seccionamento (Decreto-Lei n.º 42895, de 31/03/60, alterado pelo Dec. Regulamentar n.º 14/77, de 18 de Fevereiro)

• Este regulamento aplica-se no caso em que existe necessidade de interligar a instalação a um nível de tensão média ou alta por exemplo para a Minigeração ou para os PIPES este regulamento rege as boas regras de instalação de postos de transformação de energia. No caso do consumidor possuir alimentação de média tensão com leitura em média

tensão a instalação terá também de possuir um posto de transformação de forma a entregar na rede publica a energia da mesma forma

- Regulamento de Segurança de Linhas Eléctricas da Alta Tensão (Decreto Regulamentar n.º 1/92, de 18/02) –

- não aplicável para o caso

- Regulamento de Segurança de Redes de Distribuição de Baixa Tensão (Decreto Regulamentar n.º 90/84, de 26/12)

• Tem por objectivo estabelecer as condições técnicas de exploração das redes nacionais de distribuição de energia eléctrica, bem como as condições técnicas de ligação de instalações produtoras e consumidoras a estas redes. Relativamente às redes de distribuição em Baixa Tensão (BT), o regulamento aplica-se aos operadores das redes de distribuição em BT, às entidades que tenham direito de proceder à actividade de distribuição em BT, e a todos os clientes e produtores, ligados fisicamente às redes de distribuição em BT.

- Regulamento de Segurança de Instalações de Utilização de Energia Eléctrica (Decreto-Lei n.º 740/74, de 26/12)

• Destina-se a fixar as condições técnicas a que devem obedecer o estabelecimento e a exploração das instalações eléctricas, com vista à protecção de pessoas e coisas e à salvaguarda dos interesses coletivos, com excepção às seguintes:

- a) Instalações eléctricas de veículos de tracção eléctrica;
- b) Instalações eléctricas de veículos automóveis;
- c) Instalações eléctricas de navios e aeronaves;
- d) Instalações eléctricas de minas.

São ainda aplicadas as seguintes normas:

- Normas CEI 479-1 e 479-2: 1994 - Efeitos da corrente eléctrica sobre o corpo humano
- Norma CEI 529, 1989 - 1 - Índices de protecção dos invólucros dos equipamentos e materiais eléctricos
- Norma CEI 536, 1976 - Classificação dos equipamentos eléctricos quanto à protecção contra choques eléctricos, em caso de defeito de isolamento
- Norma EN 50110-1, 1996 - Trabalhos em instalações eléctricas

Nos trabalhos em altura existe um grande número de operações com perigo de queda dos trabalhadores. Assim deve-se ter em conta os seguintes riscos e perigos:

- Queda em altura;
- Choque com objectos na subida/descida;
- Queda de objectos;
- Projecção de objectos;
- Escorregamento;
- Entalamento;
- Electrização ou electrocussão

De modo a prevenir estes riscos e perigos devem ser tomadas as seguintes medidas:

- Em andaimes

Na utilização do andaimes de pés fixos observar, fundamentalmente, os seguintes pontos:

1. Estrutura;

- a. Assentar as bases sólidas por intermédio de apoios;
2. Plataformas;
 - a. As dimensões, a forma e a disposição devem ser adequadas;
 - i. À natureza do trabalho a executar;
 - ii. Adaptadas às cargas a utilizar;
 - iii. Permitir trabalhar e circular em segurança;
 3. Guarda-Corpos;
 - a. Devem ter uma configuração e uma resistências capazes de evitar as quedas em altura (guarda-corpos a 0,50m e 1m de altura);
 - b. Os guarda-corpos só podem ser interrompidos nos pontos de acesso de escadas verticais ou de outras escadas;
 4. Acesso às plataformas.
 - a. O acesso aos diferentes pisos de andaimes deve ser assegurado por pranchas ou escadas;
 - b. A passagem de um meio de acesso a plataformas e vice-versa não deve gerar riscos de queda adicionais;
 - c. O meio de acesso deve permitir a evacuação em caso de perigo eminente;
 - d. Nos andaimes com acesso pelo interior atender a:
 - i. Escada deve ser presa na extremidade superior e não deve passar a cota do piso;
 - ii. Na zona de acessos verticais colocar uma protecção adicional no vão que fica acima do guarda-corpos superior (1m)

•EQUIPAMENTOS DE PROTECÇÃO INDIVIDUAL

- Capacete de protecção
- Botas de protecção mecânica
- Luvas de protecção mecânica
- Protecção de sistema anti queda
- Arnês completo

A utilização de cabos de aço ou cintas pode comportar riscos elevados quando não são respeitados princípios fundamentais referentes a cargas, desenrolamento, conservação e armazenagem. Assim deve-se ter em atenção os seguintes riscos e perigos:

- Esmagamento por aperto entre o cabo e a estrutura fixa;
- Esmagamento por aperto entre duas partes do cabo;
- Perfuração;
- Corte ou amputação por atrito com o cabo;
- Rotura dos cabos provocando desequilíbrio/queda da carga.

De modo a prevenir estes riscos e perigos devem ser tomadas as seguintes medidas:

- Utilizar apenas o cabo cujas características (capacidade de carga, maleabilidade, resistência ao desgaste e à corrosão) se identificam com a operação a executar;
- Armazenar as bobinas ou os rolos de cabos em local limpo e seco;
- O corte dos cabos deve ser efetuado por uma guilhotina especial ou, quando muito, com rebarbadora (pelo menos na zona próxima das pontas);
- Manusear o cabo de forma a não provocar vincos, que reduzem a sua resistência e a sua duração;
- Evitar as torções;
- Antes da utilização, verificar o estado do cabo;
- Movimentação de cargas com estropos ou com lingas de aço
- Antes de usar o estropo ou a linga verificar o estado das costuras, mangas de junção ou o aperto dos cerra-cabos;
- Respeitar sempre a Carga Máxima de Utilização;

12.2 Outros Anexos