



# Estudo do aumento da capacidade da Unidade de Produção Fotovoltaica de Autoconsumo da Lidergraf, SA

**DANIEL FILIPE DE CARVALHO VINHAS**

novembro de 2023

INSTITUTO SUPERIOR DE ENGENHARIA DO PORTO

DISSERTAÇÃO  
MESTRADO EM ENERGIAS SUSTENTÁVEIS

Estudo do aumento da capacidade da Unidade de  
Produção Fotovoltaica de Autoconsumo da  
Lidergraf, SA

Daniel Filipe de Carvalho Vinhas



POLITÉCNICO DO PORTO

setembro 2023



INSTITUTO SUPERIOR DE ENGENHARIA DO PORTO

DISSERTAÇÃO  
MESTRADO EM ENERGIAS SUSTENTÁVEIS (MES)

Estudo da possibilidade de aumento da UPAC  
solar fotovoltaica

Nome do autor: Daniel Filipe de Carvalho Vinhas

Número de estudante: 1191173

Dissertação apresentada ao Instituto Superior de Engenharia do Porto para cumprimento dos requisitos necessários à obtenção do grau de Mestre em Energias Sustentáveis.

Orientador:

Professor Doutor Christopher Alves Sá

Co-orientador:

Engenheira Andrea Carneiro

3 setembro 2023

---



# RESUMO

## **Palavras Chave**

autoconsumo, energia fotovoltaica, dimensionamento, renovável, solar

Este trabalho visa analisar a possibilidade de um aumento da capacidade da Unidade de Produção em Autoconsumo da *Lidergraf, SA*.

A empresa, que já tem uma Unidade de Produção de Autoconsumo em funcionamento de 750 kWp, que lhe permite uma autossuficiência anual de aproximadamente 18%, mas tem a intenção de a ampliar, aproveitando espaço existente e a oportunidade legislativa.

Foi realizado um dimensionamento da Unidade de Produção em Autoconsumo de forma a chegar a pelo menos 50% de autossuficiência com o recurso a ferramentas informáticas como *PVSyst* e *Helioscope*. Determinou-se que seria necessário acrescentar 1 148,85 kWp à instalação existente e desenhou-se a implementação dos módulos fotovoltaicos no terreno disponível.

Serão necessários acrescentar 2070 módulos fotovoltaicos, distribuídos por mesas solares estacadas em terreno, e conectados a 9 inversores de corrente. Após o contacto a diferentes fornecedores e instaladores certificados, foi possível determinar um valor aproximado de investimento inicial de 676 000,00 €.

Convertendo o valor de produção de energia anual, tendo em conta a perda de rendimento dos módulos, foi possível concluir que o prazo do retorno do investimento será de 4,19 anos. O período de vida para a instalação foi de 30 anos e o investimento é recomendável.



# ABSTRACT

## **Keywords**

dimensioning, photovoltaic energy, renewable, self-consumption, solar

This work aims to analyse the possibility of increasing the capacity of Lidergraf, SA's self-consumption production unit.

The company already has a 750 kWp self-consumption production unit in operation, which gives it an annual self-sufficiency of approximately 18%, but it intends to expand it, taking advantage of existing space and legislative opportunities.

The self-consumption production unit was dimensioned to achieve at least 50 per cent self-sufficiency using computer tools such as *PVSyst* and *Helioscope*. It was determined that 1,148.85 kWp would need to be added to the existing installation and the implementation of the photovoltaic modules on the available land was designed.

It will be necessary to add 2070 photovoltaic modules, distributed over solar tables staked on the land and connected to 9 current inverters. After contacting different suppliers and certified installers, it was possible to determine an approximate initial investment value of €676,000.00.

Converting the estimated annual production value, taking into account the loss of performance of the modules over time, it was possible to conclude that the payback period will be 4.19 years. As we are talking about a photovoltaic installation with a lifespan of approximately 30 years, the investment is profitable.



## AGRADECIMENTOS

Como autor deste relatório, eu gostaria de usar esta oportunidade para agradecer às pessoas que me ajudaram e estiveram sempre presentes durante a realização deste trabalho.

Começar por agradecer à Lidergraf, SA, especialmente à Engenheira Andrea Carneiro e ao Engenheiro Hugo Matias pela simpatia e disponibilidade com que me receberam, prontamente a fornecerem todos os dados pedidos e a acompanhar-me na visita ao local.

Ao Engenheiro Christopher Sá pela dedicação demonstrada, a resposta pronta a todas as minhas comunicações e a preocupação constante comigo e com o trabalho, tendo ultrapassado as minhas expectativas e sem ele este documento nunca teria sido realizado.

A todos os meus amigos em especial ao Gil, ao Guilherme e ao Vita que estiveram sempre lá para me dar a motivação e compreensão que necessitava, inclusive para me ajudar a distrair em alturas de maior *stress*.

À minha namorada Mariana pela paciência, ajuda, motivação e carinho demonstrado durante o meu percurso no ISEP, apoiando as minhas decisões e estando lá nos bons e maus momentos.

Por último, e mais importante, quero deixar um agradecimento à minha família, especialmente à minha mãe, ao meu pai, às minhas irmãs Sara e Lara e ao meu irmão Gonçalo por cuidarem de mim ao longo de todos estes anos e me acompanharem no meu processo académico. Sem eles não estaria aqui e sem eles não era a pessoa que sou hoje, seja profissionalmente ou como pessoa. Muito obrigado.

Daniel Filipe de Carvalho Vinhas



# ÍNDICE GERAL

<b>1 - Introdução.....</b>	<b>1</b>
1.1 - Enquadramento do tema .....	1
1.2 - Objetivos da dissertação.....	3
1.3 - Estrutura da dissertação .....	3
<b>2 - Estado da arte .....</b>	<b>5</b>
2.1 - Breve história de sistemas fotovoltaicos .....	5
2.2 - Princípios operacionais de um sistema FV .....	6
2.2.1 - Módulos Fotovoltaicos.....	7
2.2.2 - Inversor.....	10
2.2.3 - Enquadramento Legal.....	12
2.2.4 - Baterias e métodos de acumulação .....	13
2.3 - Sistemas <i>on-grid</i> vs. <i>off-grid</i> .....	16
<b>3 - Metodologia.....</b>	<b>20</b>
3.1 - Seleção de caso de estudo .....	20
3.2 - Análise dos consumos energéticos .....	21
3.3 - Análise de campo .....	22
3.3.1 - Condições do terreno .....	22
3.3.2 - Passagem de cabos .....	23
3.3.3 - Ponto de alimentação.....	24
<b>4 - Dimensionamento fotovoltaico .....</b>	<b>26</b>
4.1 - Ferramenta de dimensionamento técnico e suas características .....	26
4.1.1 - PVSyst e dados metereológicos .....	26
4.1.2 - Orientação e inclinação dos módulos .....	27
4.1.3 - Escolha do equipamento .....	29
4.1.4 - Dimensionamento técnico .....	29
4.2 - Produção fotovoltaica .....	33
4.3 - Implementação dos módulos fotovoltaicos .....	35
4.3.1 - Carta solar e ângulo de incidência .....	35
4.3.2 - Implementação solar e características .....	37
4.4 - Dimensionamento do quadro de proteção .....	42
4.4.1 - Dimensionamento da cablagem .....	42
4.4.2 - Dimensionamento de equipamento de proteção .....	42
4.4.3 - Dimensionamento de cablagem e equipamento de proteção entre o QPSF e o QGBT... ..	44
4.4.4 - Proteção homopolar e deslastre das cargas .....	45
<b>5 - Rentabilidade económica.....</b>	<b>48</b>
5.1 - Investimento.....	48
5.2 - Poupança expectável.....	49
5.3 - Retorno do investimento .....	53
<b>6 - Conclusões e trabalhos futuros.....</b>	<b>58</b>

<b>6.1 - Conclusões .....</b>	<b>58</b>
<b>6.2 - Trabalhos futuros .....</b>	<b>59</b>
<b><i>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS</i>.....</b>	<b>61</b>
<b><i>ANEXOS</i> .....</b>	<b>64</b>

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 - Metodologia da ligação de sistemas FV (Kumar et al., 2017).....	6
Figura 2 - Modelos e eficiência dos módulos fotovoltaicos atuais (Aslam et al., 2022) .....	8
Figura 3 - Tipos de inversores solares (Cramer et al., 2004) .....	11
Figura 4 – Diagrama de ligação de uma bateria de acumulação (Tian et al., 2019) .	14
Figura 5 - Diagrama de ligação de um sistema on-grid (Hossain et al., 2018).....	16
Figura 6 - Diagrama de ligação de um sistema off-grid (Hossain et al., 2018).....	17
Figura 7 - Vista satélite do terreno .....	22
Figura 8 - Exemplo de instalação por mesa. Crédito: Unsplash .....	23
Figura 9 - Orientação dos módulos .....	28
Figura 10 - Inclinação dos módulos .....	28
Figura 11 - Produção anual da UPAC .....	35
Figura 12 - Carta solar.....	36
Figura 13 - Esquema do espaçamento entre fileiras (Gomes, 2020).....	37
Figura 14 - Perdas do sistema de inversores no terreno .....	40
Figura 15 - Perdas do sistema de inversores na fábrica .....	40
Figura 16 - Implementação solar .....	41
Figura 17 – Benefícios financeiros em autoconsumo e PHP.....	53
Figura 18 - Fluxos financeiros.....	55

## ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 1 - Eficiência e especificações de cada módulo fotovoltaico.....	9
Tabela 2 - Dados de consumo .....	21
Tabela 3 - Dados do local de instalação do sistema solar .....	26
Tabela 4 - Valores de radiação e temperatura .....	27
Tabela 5 - Tabela comparativa inicial .....	31
Tabela 6 - Valores de tensão finais.....	32
Tabela 7- Produção vs. consumo .....	33
Tabela 8 - Autoconsumo vs. excedente .....	34
Tabela 9 - Resultados de performance com inversores no terreno.....	38
Tabela 10 - Distância e preço de cablagem com inversores no terreno.....	39
Tabela 11 - Resultados de performance com os inversores na fábrica.....	39
Tabela 12 - Distância e preço de cablagem com inversores na fábrica .....	39
Tabela 13 - Custos dos materiais utilizados .....	49
Tabela 14 - Tarifas energéticas .....	50
Tabela 15 - Custo de PHP .....	51
Tabela 16 - Poupança expectável.....	52
Tabela 17 - Fluxos financeiros .....	54
Tabela 18 - Tabela resumo da instalação.....	56

## LISTA DE ABREVIATURAS

CA- Corrente Alternada

CAES – *Compressed Air Energy Storage*

CC – Corrente Contínua

CPE – Código de Ponto de Entrega

FBES – *Flow Batteries Energy Storage*

FC-HES – *Fuel Cells – Hydrogen Energy Storage*

FV – Fotovoltaico

IBC – *Intedigitated Back Contact*

Li-ion – Íão Lítio (*Lithium-Ion*)

MBB – *Multi-Busbar*

MPPT – *Maximum Power Point Tracker*

PERC – *Passivated Emitter Rear Cell*

PHS – *Pumped Hydroelectric Storage*

PT – Posto de Transformação

PVP – Preço de Venda ao Público

QGBT – Quadro Geral de Baixa Tensão

QPSF – Quadro Parcial Solar Fotovoltaico

RESP – Rede Elétrica de Serviço Público

REN – Rede Elétrica Nacional

RTIEBT – Regras Técnicas das Instalações Elétricas em Baixa Tensão

SMES – *Superconducting Magnetic Energy Storage*

SOC – *State of Charge*

SOH – *State of Health*

TEP – Toneladas Equivalentes de Petróleo

TES – *Thermal Energy Storage*

*V<sub>mpp</sub>* – *Max power voltage*

*V<sub>oc</sub>* – *Open circuit voltage*

UPAC – Unidade de Produção em Autoconsumo

## LISTA DE SÍMBOLOS

### Símbolos Gregos

$\alpha$  - ângulo de incidência ( ° )

$\beta$  – ângulo de inclinação do módulo ( ° )

$\varphi$  - ângulo de fase entre as de ondas de corrente e tensão ( ° )

# CAPÍTULO 1

## 1 - Introdução

### 1.1 - Enquadramento do tema

Atualmente, a empresa *Lidergraf - Artes Gráficas S.A.* dispõem de uma autonomia energética de 18% (proveniente de uma Unidade de Produção em Autoconsumo – UPAC - com 750 kW) e, por isso, é possível concluir que a instalação não tem o nível otimizado de autossuficiência para um sistema *on-grid*. Heuristicamente, considera-se que em regimes de autoconsumo *on-grid* a capacidade da UPAC deve rondar os 40-50%, mas se o objetivo for um sistema *off-grid*, então será necessário um valor superior a 100%, para compensar as épocas de baixa produção fotovoltaica.

Após visita das instalações da empresa concluiu-se ser tecnicamente possível o aumento de potência da UPAC, quer no plano técnico (potência, passagem de cabos, etc.) como pelo tamanho do espaço existente. Foi, então, necessário fazer o projeto, desde a escolha dos módulos e inversor, até ao local das suas colocações, a orientação e inclinação, número de *strings* do sistema CC, etc.

A potência a adicionar à UPAC teve em conta as limitações técnicas do local e as restrições legais. Por exemplo, segundo o decreto-lei nº15/2022 se um dado Código de Ponto de Entrega (CPE) da instalação for superior a 1 MW de potência de ligação, então haverá necessidade de passar para outro patamar legal.

A parte elétrica considerou cablagem, sejam cabos solares CC (cabos com a mesma constituição metálica de um cabo DC normal com um revestimento de proteção contra a radiação solar e altas temperaturas) ou cabos elétricos CA, a sua secção e comprimento. Estudou-se as zonas de proteção, em particular o quadro de proteção CC (com disjuntor de corte, para proteger todos os cabos e equipamentos ligados à parte em CC e o respetivo conversor CC-CC, que permite estabilizar a tensão e aumentar a eficiência do sistema) e o quadro de proteção CA (instalado a jusante do inversor para proteger a fábrica e todos os equipamentos elétricos ligados ao quadro de alimentação).

Por fim, indicar o procedimento para a correta legalização da nova instalação e da ligação entre a fábrica e à Rede Elétrica de Serviço Público (RESP), admitindo que o sistema continuará *on-grid*.

A possibilidade de instalação de um sistema de armazenamento de energia também foi estudada, assim como a sua análise custo/benefício.

O estudo vai ser realizado com uso de ferramentas informáticas que ajudam o dimensionamento, sendo possível com esses dados realizar o estudo económico de rentabilidade (discriminando todos os materiais e mão-de-obra que serão utilizados, respetivos preços, valor investimento e, obviamente, o tempo de retorno desse investimento).

As vantagens não serão só económicas, já que com a nova instalação vai ser possível diminuir a pegada carbónica, aumentando a autossuficiência da fábrica.

## 1.2 - Introdução à empresa

Este estudo será realizado na empresa *Lidergraf – Artes Gráficas S.A.* que atualmente exerce a sua função como uma empresa que oferece soluções e produtos gráficos. A empresa encontra-se em funcionamentos à 29 anos, tendo sido fundada em Vila do Conde no ano de 1994.

A empresa assume a assinatura corporativa “Sustainable Printing” porque acreditam que o sucesso só é alcançado através de uma gestão equilibrada e sustentável e porque querem que a sua acção contribua de modo efetivo para o desenvolvimento da sociedade e do mundo. (extraído de [Lidergraf, Artes Gráficas S.A.](#))

A empresa é atualmente composta uma equipa de 160 pessoas, com um volume de negócio de 25 milhões de euros ao ano, e um consumo de energia de 6.03 kgep.

A empresa têm uma visão da sustentabilidade como algo extremamente importante e por isso têm estruturado no seu site um compromisso ambiental para melhorar continuamente o seu desempenho ambiental, assegurando a responsabilidade de assegurar que as gerações futuras usufruam do mesmos recursos que temos ao nosso dispor.

### 1.3 - Objetivos da dissertação

O objectivo deste trabalho é o de realizar o dimensionamento e os procedimentos de instalação de uma nova UPAC de maior capacidade na empresa *Lidergraf – Artes Gráficas S.A.*

O estudo centra-se nos aspectos técnicos dos sistemas fotovoltaicos, tais como a selecção do módulo e do inversor, bem como outros factores económicos e ambientais que afectam a viabilidade do seu aumento.

Acima de tudo, é necessário realizar o dimensionamento com a melhor rentabilidade possível seja a nível económico e/ou ambiental.

### 1.4 - Estrutura da dissertação

O documento está organizado da seguinte forma:

O Capítulo 1 é constituído por o enquadramento do caso em estudo, a introdução à tecnologia fotovoltaica e ao seu potencial, como fonte de energia renovável, os objetivos e estrutura da dissertação.

O Capítulo 2 revê a literatura relevante sobre a história, dimensionamento, instalação, e legislação a ser aplicada.

O Capítulo 3 apresenta a metodologia utilizada, a recolha de dados e os procedimentos de análise.

O Capítulo 4 descreve o processo de dimensionamento do sistema fotovoltaico, incluindo os componentes e as suas especificações.

O Capítulo 5 avalia a viabilidade económica, incluindo o custo, as potenciais poupanças resultantes de contas de eletricidade mais baixas e o retorno do investimento.

Finalmente, o capítulo 6 apresenta as conclusões e recomendações com base nos resultados obtidos.

Todos os *datasheet* dos componentes utilizados estarão presentes em anexo.



# CAPÍTULO 2

## 2 - Estado da arte

### 2.1 - Breve história de sistemas fotovoltaicos

A história dos sistemas fotovoltaicos remonta ao século XIX. Como refere Lima e seus colaboradores ([Lima et al., 2020](#)), a primeira observação documentada do efeito fotovoltaico foi feita em 1839 pelo físico francês Alexandre-Edmond Becquerel. Ele descobriu que quando a luz atingia uma célula eletroquímica a mesma gerava uma diferença de potencial entre os elétrodos.

Segundo Kumavat e seus colaboradores ([Kumavat et al., 2017](#)), em 1893, o inventor americano Charles Fritts construiu a primeira célula solar utilizando discos de selênio e, em 1894, revestiu essa mesma célula com uma fina camada de ouro para a aumentar a sua eficiência. Esta foi a primeira aplicação prática do efeito fotoelétrico, mas a eficiência era muito baixa.

Na década de 1950, a *Bell Labs* desenvolveu o transístor de silício que levou à produção de células solares de silício. Estas tinham uma eficiência muito maior do que as células anteriores criando o primeiro painel fotovoltaico da história, que seria utilizado para várias missões espaciais. Em 1954, os cientistas americanos Daryl Chapin, Calvin Fuller e Gerald Pearson desenvolveram a primeira célula solar de silício com uma eficiência de 6%, através da adição de uma junção p-n de sulfato de cádmio. Nas décadas seguintes, os avanços nos processos de fabrico e na ciência dos materiais levaram a novas melhorias na eficiência e na relação custo-eficácia das células solares. Na década de 1970, as células solares eram utilizadas principalmente em aplicações espaciais, como a alimentação de energia a satélites e naves espaciais.

A crise petrolífera dos anos 70 e as preocupações com a segurança energética e a poluição estimularam o interesse pelas fontes de energia renováveis, incluindo a energia solar. Governos e empresas privadas começaram a investir na investigação e desenvolvimento de tecnologias e, nas décadas de 1980 e 1990, o custo dos painéis diminuiu e a eficiência das células melhorou. Mais tarde, no início dos anos 2000,

governos de todo o mundo começaram a oferecer incentivos para a instalação de painéis solares e outros sistemas de energia renovável.

Hoje a indústria da energia solar está em rápido crescimento, com milhões de lares e empresas a utilizarem painéis solares para gerar eletricidade e onde os sistemas fotovoltaicos estão cada vez mais integrados na rede elétrica, permitindo a utilização da energia solar em maior escala. Os avanços tecnológicos continuam a melhorar a eficiência e a relação custo-eficácia dos painéis solares, tornando-os uma alternativa viável aos combustíveis fósseis para a produção de energia.

## 2.2 - Princípios operacionais de um sistema FV

Os sistemas fotovoltaicos são utilizados para gerar eletricidade a partir da luz solar. Isto só é possível através do efeito fotovoltaico que consiste na absorção da luz solar pelo material semicondutor (normalmente silício), o que provoca a subida de nível dos eletrões nos respetivos átomos a fim de escaparem da banda de valência para a banda de condução, resultando numa corrente elétrica. A corrente e tensão geradas por uma célula fotovoltaica dependem das propriedades do material semicondutor, quantidade de luz solar incidente, temperatura ambiente e do tipo de ligação do sistema (quando os módulos fotovoltaicos são ligados em série, ver Figura 1, produzem uma tensão mais elevada, quando ligadas em paralelo, produzem uma corrente mais elevada).

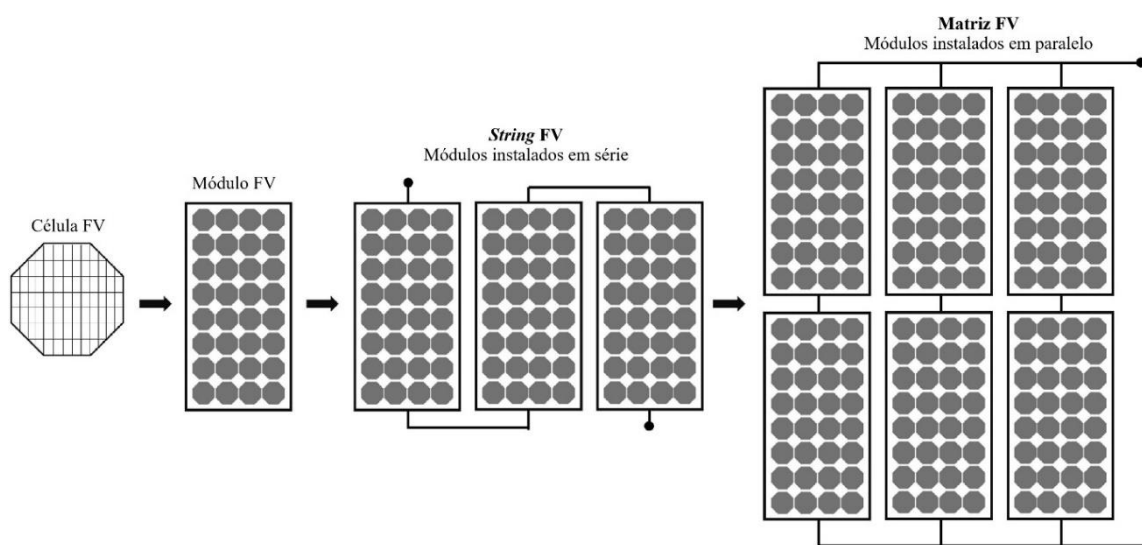


Figura 1 - Metodologia da ligação de sistemas FV ([Kumar et al., 2017](#))

A corrente contínua (CC) gerada pelas células fotovoltaicas é convertida em corrente alternada (CA) utilizando um inversor, pois é a que é necessária para o funcionamento da maioria dos equipamentos elétricos. Após a conversão a energia produzida irá receber diferentes tipos de tratamento dependendo do tipo de sistema fotovoltaico instalado. Segundo ([Zeman, 2012](#)), aqui estão alguns dos tipos mais comuns:

- Sistema *on-grid*: é um sistema de autoconsumo ligado à rede elétrica que a pode alimentar com o excesso de eletricidade gerado. Este tipo é o mais comum e é utilizado para compensar parte da eletricidade retirada da rede.
- Sistema *off-grid*: apesar de ser também um sistema de autoconsumo, o mesmo não está ligado à rede e é concebido para gerar eletricidade suficiente para satisfazer as necessidades do edifício que serve. Este tipo é tipicamente utilizado em locais remotos onde a ligação à rede não é possível ou é demasiado cara.
- Sistema híbrido: combina um sistema fotovoltaico com outras fontes de eletricidade, tais como turbinas eólicas ou geradores a diesel. O sistema é concebido para fornecer eletricidade quando a luz solar não está disponível.

Cada um destes sistemas fotovoltaicos tem as suas próprias vantagens e desvantagens, porém os dois mais utilizados são os sistemas *on-grid* e *off-grid*.

### 2.2.1 - Módulos Fotovoltaicos

Os módulos fotovoltaicos, também conhecidos como módulos ou painéis solares, são o elemento principal de um sistema fotovoltaico, pois são dispositivos que convertem a luz solar em uma corrente elétrica CC, utilizando células solares.

As células solares são feitas de materiais semicondutores, geralmente silício cristalino. Estas são ligadas entre si para formar um módulo que pode ser montado num telhado, no solo, em massas de água, em concentradores solares e em fachadas de edifícios para recolher a luz solar ([Sahu et al., 2016](#)). A saída elétrica dos módulos solares é fornecida em corrente contínua (CC), que pode ser convertida em corrente alternada (CA) utilizando um inversor.

Aslam e seus colaboradores ([Aslam et al., 2022](#)), indicam os vários tipos de módulos solares existentes por monocristalinos, policristalinos, e

de película fina. Os monocristalinos são feitos de silício monocristalino e são os mais eficientes, mas mais caros, comparativamente com os policristalinos, que são feitos de múltiplos pequenos cristais de silício. Os de película fina são feitos de uma variedade de materiais, tais como silício amorfo, telureto de cádmio (CdTe) ou selenieto de cobre e índio gálio (CIGS), estes são menos eficientes que os de silício cristalino, mas também menos dispendiosos.

Na Figura 2 e na Tabela 1 está resumido os diferentes modelos e tecnologias presentes atualmente no mercado dos módulos fotovoltaicos e as suas respetivas eficiências e especificações.

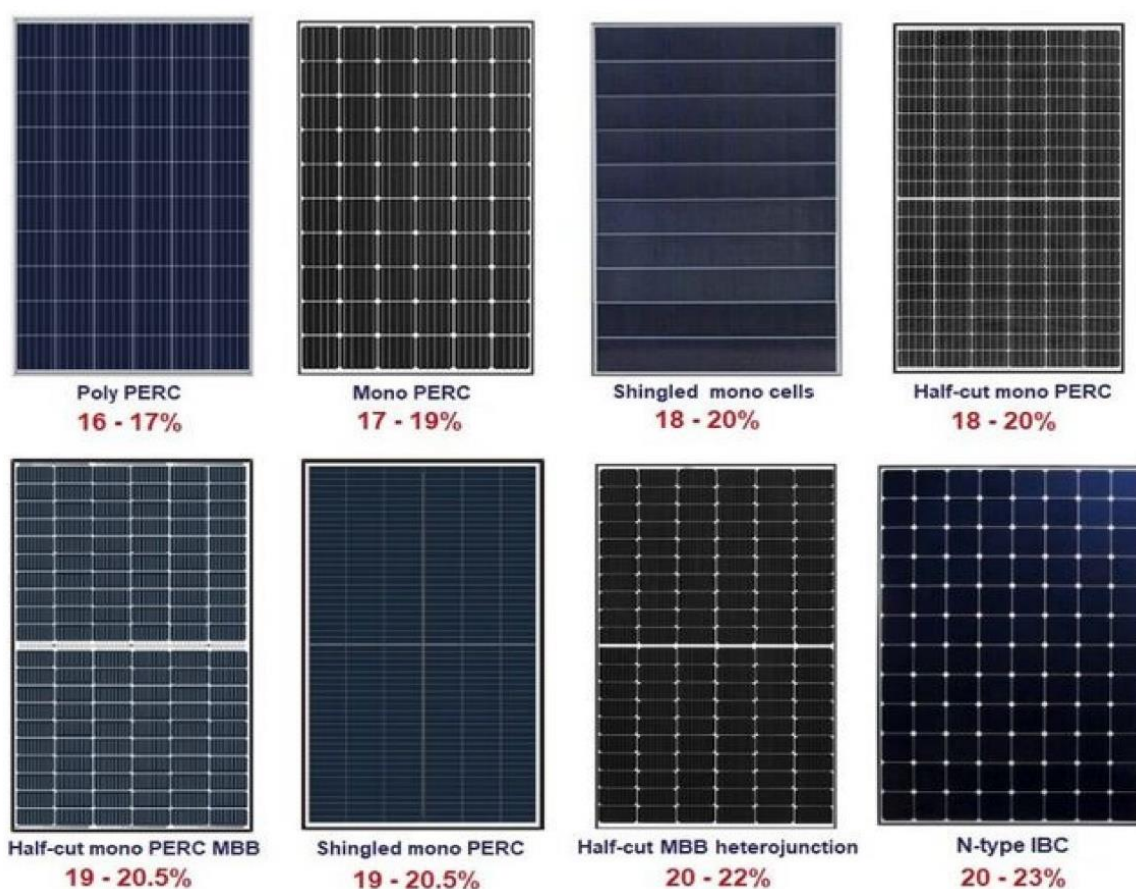


Figura 2 - Modelos e eficiência dos módulos fotovoltaicos atuais (Aslam et al., 2022)

Tabela 1 - Eficiência e especificações de cada módulo fotovoltaico ([Aslam et al., 2022](#))

Tipos de tecnologia FV		Eficiência (%)	Especificações
<b>Poly PERC</b>		16-17	Contem múltiplas células de cristais de silício. Este módulo contém uma célula traseira de passivação aumentando a sua eficiência.
<b>Mono PERC</b>		17-19	Contem uma única célula de cristal de silício. Este módulo contém uma célula traseira de passivação aumentando a sua eficiência.
<b>Single cells</b>	<b>mono</b>	18-20	Células modulares são cortadas em várias faixas e conectadas entre elas com um adesivo condutor.
<b>Half-cut PERC</b>	<b>mono</b>	18-20	Um modulo normalmente contem entre 60 ou 72 células completas. Cada célula é então dividida a meio formando assim um total de 120 ou 144 células mais pequenas.
<b>Half.cute PERC MBB</b>	<b>mono</b>	19-20,5	MBB significa que cada célula contém 12 ou 16 barramentos em vez de 4, 5 ou 6. Isto significa que o módulo tem uma maior potência de saída e são mais fiáveis.
<b>Single PERC</b>	<b>mono</b>	19-20,5	Células modulares são cortadas em várias faixas e conectadas entre elas com um adesivo condutor. Este módulo contém também uma célula traseira de passivação aumentando a sua eficiência.
<b>Half-cut heterojunction</b>	<b>MBB</b>	20-22	Em junção aos múltiplos barramentos, a HJT é uma célula híbrida que contem a qualidade de uma célula cristalina com a camada fina de uma célula amorfa, aumentando assim a eficiência.
<b>N-type IBC</b>		20-23	As células solares IBC são constituídas por uma camada fina de silício <i>p-type</i> é sobreposto a uma camada mais grossa de silício <i>n-type</i> , aumentando assim a sua eficiência, rendimento energético e fiabilidade. A célula é acoplada a uma camada grossa de cobre na parte traseira.

Cada um dos módulos fotovoltaicos, apesar de ser possível criar uma espécie de classificação entre eles devido às diferentes especificações e valores de eficiência, têm nos dias de hoje propósitos diferentes dependendo em que região do globo o mesmo estão a ser instalados. Por exemplo, no Brasil, que é um país com clima quente e húmido, os módulos que utilizam tecnologias de película fina têm uma eficiência superior porque não atingem temperaturas tão elevadas ([Allouhi et al., 2016](#); [Aste et al., 2014](#); [Srivastava et al., 2020](#)).

### 2.2.2 - Inversor

Os inversores solares são dispositivos eletrônicos que convertem corrente contínua (CC) em corrente alternada (CA), que é a mais utilizada para alimentar casas, empresas e a rede elétrica. Estes equipamentos são também responsáveis por assegurar que a eletricidade gerada pelos painéis está na tensão, frequência e fase corretas e sincronizada com a rede elétrica de ligação.

Segundo [Cramer et al., \(2004\)](#), existem diferentes tipos de inversores solares no mercado. Aqui estão alguns dos tipos mais comuns:

- *String*: este é o tipo mais comum podendo-se subdividir em duas categorias - *string* e *multi-string* (também conhecidos como inversores centrais). Os de *string* são adequados para sistemas solares de pequena a média dimensão e são instalados em série, com múltiplos painéis ligados a um único inversor, tal como está representado na Figura 3 b). Os *multi-string* são adequados a instalações de grandes dimensões onde serão ligados múltiplos *strings* de módulos solares a um único inversor central, como está representado na Figura 3 a). Os inversores *string* e *multi-string* são menos dispendiosos de adquirir, mas tendem a ter problemas de desempenho se um módulo estiver sombreado ou danificado.
- Micro-inversores: são instalados em cada módulo solar individual (como representado na Figura 3c), o que significa que cada módulo funciona independentemente. Os micro-inversores são mais eficientes do que os inversores *string*, apenas em condições de sombreamento, baixa luminosidade ou caso o módulo esteja danificado, mas acabam sempre por ter um custo mais elevado devido a ser necessário um micro-inversor para cada módulo do sistema.

- Híbridos: estes são concebidos para funcionar com sistemas de armazenamento de baterias dado já conterem um controlador de carga instalado. Podem converter CC em CA para uso imediato, contendo as mesmas características dos inversores *string*, mas também podem armazenar energia excedente em baterias para uso posterior dependendo das necessidades de consumo. Estes inversores normalmente são mais caros que os de *string* devido à adição deste controlador de carga.

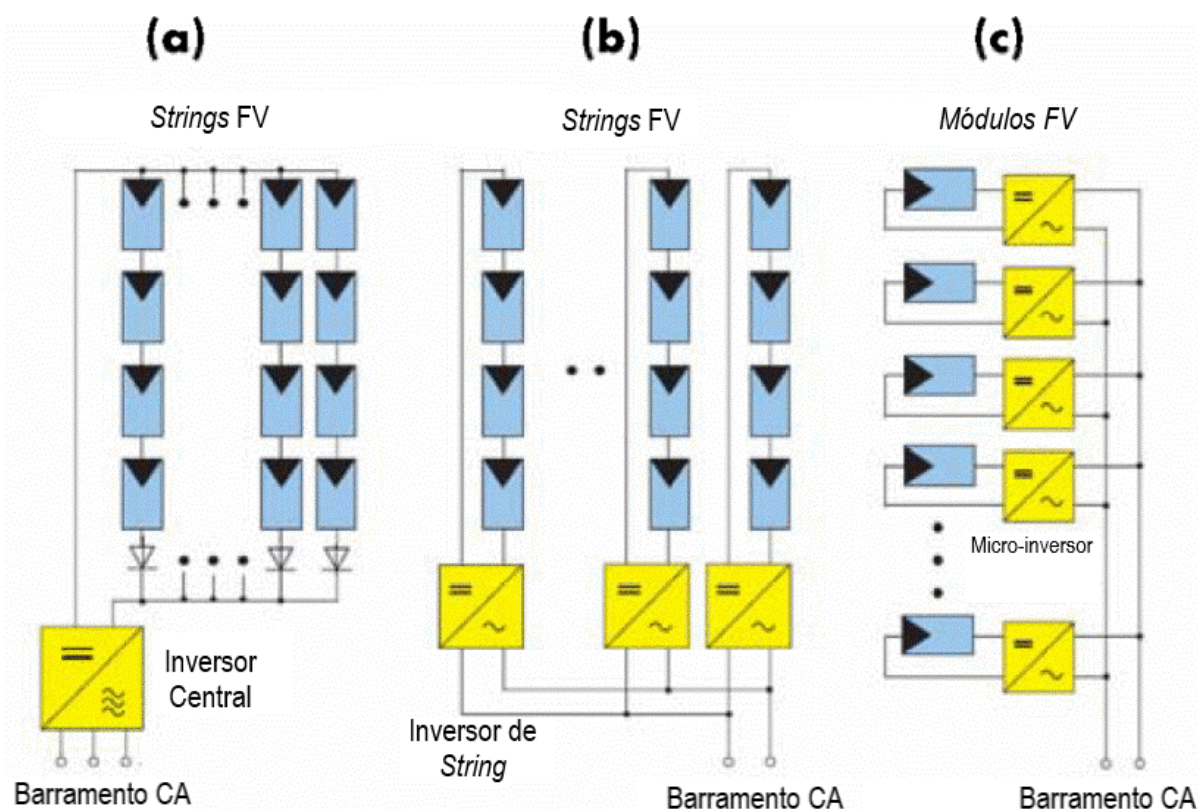


Figura 3 - Tipos de inversores solares (Cramer et al., 2004)

Ao selecionar um inversor solar é importante considerar fatores tais como eficiência, fiabilidade e compatibilidade com outros componentes do sistema.

A eficiência do inversor pode variar em função do tipo e modelo. Em geral, os de *string* têm uma eficiência de cerca de 96-98% (Mallwitz & Engel, 2010), enquanto os micro-inversores cerca de 96-97,5% (Yuan et al., 2019). A eficiência do inversor híbrido pode variar de 90% a 96%, mas acrescenta-se algumas perdas ao acoplar um sistema de armazenamento.

Maior eficiência significa que o inversor pode converter mais CC em CA utilizável, o que significa mais energia para a sua casa ou empresa. Um inversor de maior eficiência também pode resultar em contas de eletricidade mais baixas e um período de retorno do investimento mais curto.

Em raras exceções a eficiência do inversor pode diminuir dependendo de fatores externos como temperatura, quantidade de carga, sombreamento e o tipo de módulos solares instalados. Neste caso pode ser mais interessante instalar um inversor com menos eficiência, mas que não seja tão afetado por estes fatores, tornando assim a eficiência total mais elevada ([Vignola et al., 2008](#)).

### 2.2.3 - Enquadramento Legal

Em Portugal, a produção de energia através de fontes renováveis é regulada através do Decreto-lei nº15/2022 de 14 de Janeiro, que estabelece diferentes parâmetros para cada instalação, dependendo da potência de instalada. O Decreto-lei divide as UPAC em 4 diferentes patamares:

- Licença de produção e exploração – Autoconsumo com potência instalada superior a 1 MW
- Registo prévio e certificado de exploração – Autoconsumo com potência instalada superior a 30 kW e igual ou inferior a 1 MW
- Comunicação prévia – Autoconsumo com potência instalada superior a 700 W e igual ou inferior a 30 kW
- Isento de controlo – Autoconsumo com potência instalada igual ou inferior a 700 W

Após realizar o aumento da UPAC, a potência ficará acima de 1 MW, sendo necessário licenças de produção e de exploração para legalizar a instalação. Para realizar estes pedidos é necessário seguir o processo como refere o Decreto-lei nº15/2022 de 14 de janeiro que define o procedimento.

Esses processos podem ser sumarizados nos seguintes pontos:

- Apresentação de um pedido de licença de produção à entidade licenciadora, instruído de acordo com os termos do anexo I do Decreto-lei 15/2022;

- Pagamento da caução de reserva de capacidade de injeção na rede elétrica pelo valor de 10 000€ por MVA de ligação, como referido no artigo 13º;
- Validação do pedido;
- Análise do operador da rede pública (caso a instalação injete o seu excedente na RESP);
- Declaração do pedido de atribuição da licença de produção (respeitando os critérios gerais estipulados no artigo 27º).

Após esta submissão e a atribuição de licença de produção, é necessário realizar o pedido da licença de exploração. Este pedido tem de ser pedido, novamente, à entidade licenciadora, que irá agendar uma vistoria à instalação produtora e irá emitir um relatório que ateste a sua conformidade. Após a aprovação da licença de exploração, a mesma passa a integrar as condições da licença de produção, podendo ser realizada a ligação da UPAC.

#### 2.2.4 - Baterias e métodos de acumulação

Um sistema de armazenamento de energia fotovoltaica (FV) consiste tipicamente num conjunto de baterias para armazenar o excesso de energia produzida pelos painéis solares durante as horas de maior intensidade solar, para utilização durante períodos de pouca luz solar ou durante a noite.



membrana fina e porosa, e o eletrólito permite o fluxo de iões de lítio entre os dois elétrodos durante a carga e a descarga.

- Armazenamento hidroelétrico bombeado (PHS): utilizam eletricidade em excesso durante as horas de vazio para bombear água para um reservatório. A água é então libertada durante as horas de pico para gerar eletricidade.
- *Flywheels*: os volantes de mosca são dispositivos mecânicos que armazenam energia sob a forma de energia cinética rotacional. São frequentemente utilizados em aplicações que requerem armazenamento de energia de curta duração e descarga rápida.
- Armazenamento de Energia de Ar Comprimido (CAES): armazenam ar comprimido em cavernas subterrâneas ou tanques, que podem depois ser libertados para alimentar turbinas e gerar eletricidade.
- Armazenamento de Energia Térmica (TES): armazenam energia sob a forma de calor, utilizando tipicamente materiais como sais fundidos ou materiais de mudança de fase. A energia armazenada pode então ser utilizada para gerar eletricidade ou aquecer edifícios.
- Supercapacitores: os condensadores são dispositivos de armazenamento de energia elétrica num campo elétrico. São frequentemente utilizados para armazenamento de energia a curto prazo e aplicações de descarga rápida.
- Armazenamento de Energia Magnética Supercondutora (SMES): utiliza bobinas supercondutoras para armazenar energia eléctrica sob a forma de um campo magnético. Têm numa bobina supercondutora, um sistema criogénico para manter a bobina a baixas temperaturas e um sistema de condicionamento de energia.
- *Fuel Cells* – Armazenamento de energia por hidrogénio (FC-HES): embora as *fuel cells* e os sistemas fotovoltaicos sejam tecnologias diferentes, podem ser combinados para criar um sistema híbrido que tire partido dos benefícios de ambos. Por exemplo, um sistema híbrido pode utilizar um sistema fotovoltaico para gerar electricidade durante o dia e armazenar o excesso de energia numa *fuel cell* para utilização posterior, como por exemplo durante períodos de pouca luz solar ou à noite. Ao contrario das baterias tradicionais este sistema consegue armazenar energia por longos períodos de tempo.

Em geral, cada tipo de sistema de armazenamento de energia tem o seu próprio conjunto de vantagens e desvantagens e a escolha dependerá das necessidades específicas da aplicação.

O método de armazenamento mais utilizado é através de baterias de acumulação de Li-ion, sendo que uma das principais vantagens é a sua alta densidade energética, que lhe permite armazenar uma grande quantidade de energia numa embalagem relativamente pequena e leve, tornando a sua instalação simples e barata. Têm também uma longa vida útil e podem suportar um elevado número de ciclos de carga/descarga, tornando-os adequados para uma vasta gama de aplicações. Além disso, estas baterias são geralmente seguras e de fácil instalação, com um baixo risco de fuga térmica ([Tian et al., 2019](#)), e com um preço de comercialização interessante ou uma melhor relação qualidade/preço.

### 2.3 - Sistemas *on-grid* vs. *off-grid*

Um sistema fotovoltaico *on-grid* é um sistema de autoconsumo que utiliza a energia solar e está ligado à rede elétrica, permitindo aos seus proprietários gerar a sua própria eletricidade e alimentar a RESP com a eletricidade excedente.

O sistema tem módulos solares, um conversor CC-CC normalmente com um Maximum Power Point Tracker (MPPT) associado, um inversor de CC em CA e um contador bidirecional para medir a quantidade de eletricidade que é consumida e gerada (ver Figura 5). Quando o sistema produz mais energia do que a que é consumida, o excesso é introduzido na rede elétrica, e o proprietário da casa/empresa recebe uma compensação financeira. Inversamente, se o sistema não produzir energia suficiente para satisfazer a procura, a energia é retirada da rede.

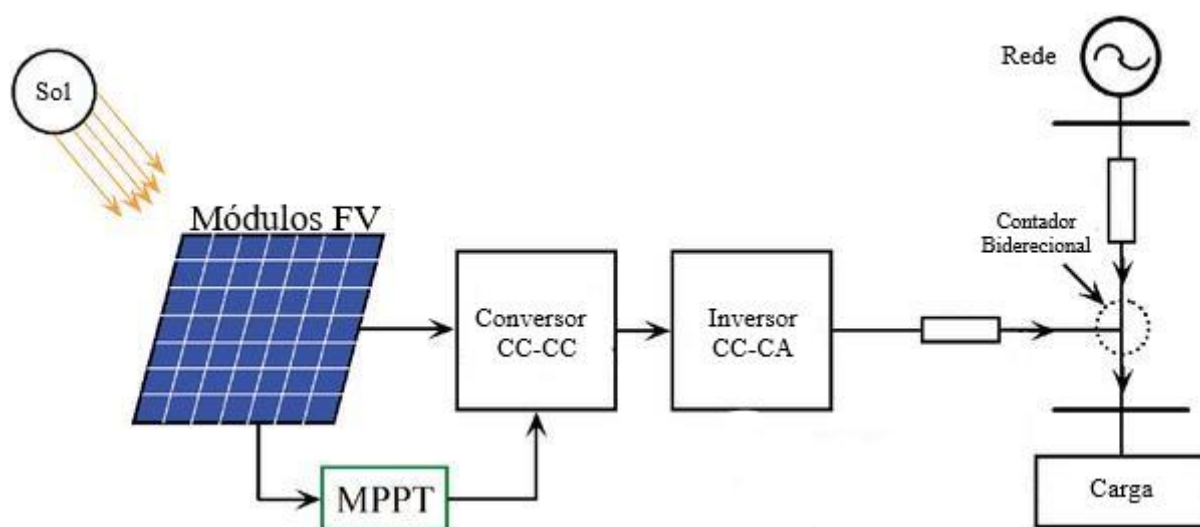


Figura 5 - Diagrama de ligação de um sistema *on-grid* ([Hossain et al., 2018](#))

Os sistemas *on-grid* são a opção mais popular porque podem reduzir as faturas de energia e, simultaneamente, fornecer uma fonte de energia limpa e renovável. São uma forma de apoiar a Rede Elétrica Nacional (REN) e reduzir a procura de eletricidade gerada a partir de combustíveis fósseis.

Um sistema fotovoltaico *off-grid* é concebido para funcionar sem uso da rede elétrica e depende unicamente da energia gerada pelos painéis solares e do seu sistema de armazenamento. Estes *off-grid* têm geralmente módulos solares, controlador de carga, banco de baterias e inversor (ver Figura 6). Os módulos captam a energia do sol e convertem-na em energia elétrica, que é depois enviada para o controlador de carga. Aqui regula-se o fluxo energético para o banco de baterias, que serve de armazém para utilização posterior. O inversor converte a CC do banco de baterias em CA, que pode ser utilizada para alimentar aparelhos domésticos.

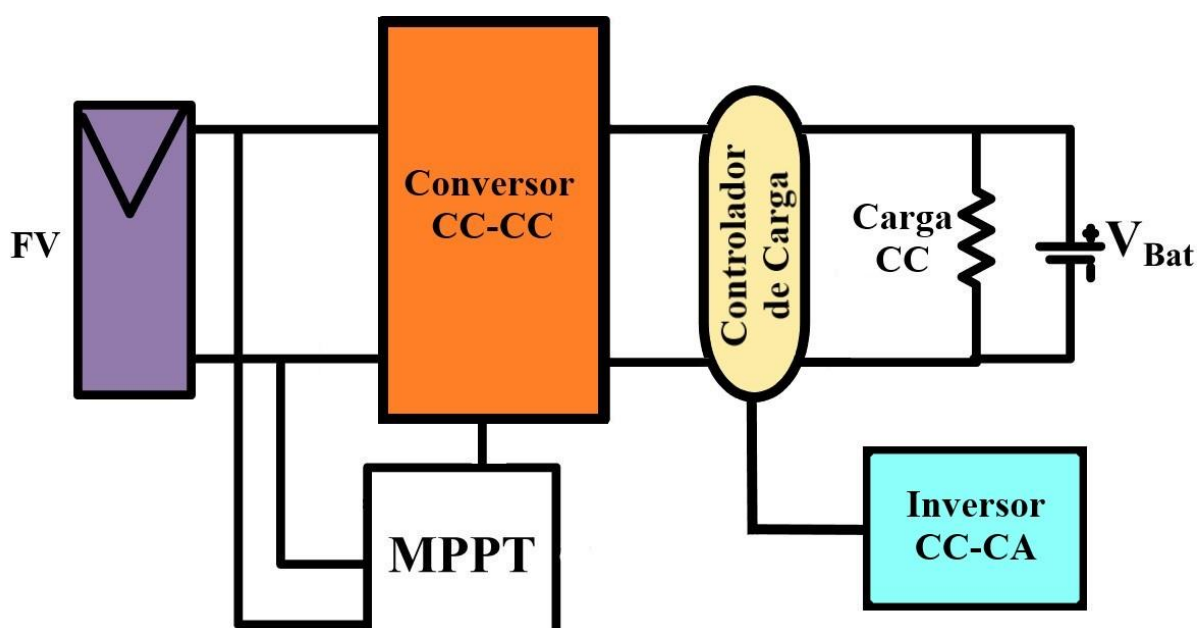


Figura 6 - Diagrama de ligação de um sistema off-grid (Hossain et al., 2018)

Os sistemas *off-grid* são frequentemente utilizados em áreas remotas onde a ligação à rede não é fácil ou financeiramente suportável. São também populares entre as pessoas que querem viver de forma sustentável e independente, ou os que querem uma fonte de energia de reserva em caso de falha.

O planeamento e a instalação deste sistema deve ser realizado por um profissional qualificado. Os fatores a considerar incluem a localização e orientação dos painéis, a capacidade do banco de baterias, os consumos elétricos dos aparelhos domésticos e as condições meteorológicas esperadas.

Para o caso em estudo, irá ser realizado o dimensionamento considerando os sistemas *on-grid* e *off-grid*, para a capacidade de autossustentabilidade da empresa, e a respetiva avaliação financeira.

## 2.4 - Software de dimensionamento

Atualmente existe no mercado um conjunto variado de softwares de dimensionamento fotovoltaico, tornando-se assim difícil a escolha de qual será o mais apropriado. Os dois softwares mais utilizados são o *PVSyst* e o *Helioscope*.

*PVSyst* e *Helioscope* são dois softwares utilizados para a modelação, simulação e dimensionamento de sistemas fotovoltaicos, sendo a utilização dos dois em complemento a solução ideal.

O *Helioscope* é uma plataforma de software de conceção e venda de sistemas solares destinada a profissionais do sector da energia solar, incluindo instaladores solares, engenheiros e representantes de vendas. Permite aos utilizadores implementar os módulos no terreno, conceber os diagramas instalação e estimar o desempenho de sistemas fotovoltaicos. O sistema foi criado pela *Folsom Labs* no início de 2015, mas a mesma empresa fundiu-se com uma grande empresa americana chamada *Aurora Solar* em 2021.

O *PVSyst* é um programa de software utilizado no domínio da energia solar e fotovoltaica. É uma ferramenta abrangente e amplamente utilizada para modelação, simulação e análise de sistemas fotovoltaicos. O *PVSyst* é utilizado principalmente por profissionais da indústria solar, incluindo engenheiros, promotores de projetos e investigadores, para conceber e avaliar o desempenho de sistemas solares fotovoltaicos. A ferramenta foi inventada em 1992 na Suíça pelo Engenheiro *André Mermoud*, sendo ele o atual dono da empresa.

O sistema de *PVSyst* é utilizado primariamente como ferramenta de dimensionamento técnico do sistema onde é possível realizar diversas simulações, com todos os equipamentos disponíveis atualmente no mercado, sendo possível otimizar todos os sistemas já que o próprio

software dá essa liberdade. Esses dados são possíveis de ser exportados para o Excel, formando assim tabelas de produção e de poupança expectável.

O *Helioscope* é um bocado mais limitado nesse departamento, dando algumas estimativas e não sendo possível realizar esse nível de detalhe na otimização do sistema nem a exportação dos resultados em forma de diagrama de carga. Por outro lado, o *Helioscope* é capaz de realizar a implementação dos módulos fotovoltaicos no solo e identificar todas as perdas associadas a essa implementação juntamente com o diagrama detalhado das *strings* do sistema, daí ser necessário a utilização destes dois softwares em simultâneo quando se está a realizar um dimensionamento.

## CAPÍTULO 3

### 3 - Metodologia

#### 3.1 - Seleção de caso de estudo

O intuito é estudar a possibilidade de um aumento de capacidade da UPAC instalada na empresa *Lidergraf - Artes Graficas S.A* e analisar se é técnica e economicamente viável a sua realização. Neste trabalho estudar-se-á a possibilidade de instalação dos módulos fotovoltaicos no terreno da empresa adjacente à mesma. Para isso será necessário:

- Realizar o dimensionamento e perceber se o número de módulos fotovoltaicos necessários podem ser colocados no espaço existente.
- Analisar a possibilidade de passagem do cabo solar entre o terreno e o ponto de alimentação.
- Analisar a capacidade do ponto de alimentação receber quantidades elevadas de energia.
- Analisar o local onde vai ser instalado todo o equipamento eletrónico.
- Analisar os consumos elétricos da empresa e compará-los com o sistema fotovoltaico que já se encontra instalado.
- Verificar se a legislação em vigor permite o *upgrade* da instalação.

Todos os dados necessários para a realização deste trabalho foram disponibilizados pela *Lidergraf*, como o fornecimento do consumo elétrico geral, possibilidade de ir ao local de instalação dos equipamentos, análise da capacidade existente nos pontos de alimentação e dos locais de passagem da necessária cablagem.

## 3.2 - Análise dos consumos energéticos

Foram utilizados diagramas de carga da empresa do ano de 2022, que já incluem a redução de consumo aplicada na UPAC a partir do mês de Março.

Estes diagramas têm uma contagem de 15 em 15 minutos, que foi transformada para hora em hora, somando todos os valores intermédios. Nesta transformação, o principal obstáculo foi realizar a divisão da energia consumida em diferentes períodos horários. Para tal, realizou-se um pequeno programa em Visual Basic que executou a tarefa automaticamente e o seu resultado é mostrado na Tabela 2, separando os consumos energéticos da potência de horas de ponta (PHP).

Tabela 2 - Dados de consumo

	Vazio (kWh)	Super Vazio (kWh)	Ponta (kWh)	Cheias (kWh)	Total (kWh)	PHP (kW)
<b>Jan</b>	51 444,00	51 700,00	70 938,00	168 380,00	342 462,00	644,89
<b>Fev</b>	38 532,00	38 016,00	51 060,00	121 680,00	249 288,00	464,18
<b>Mar</b>	63 004,50	59 057,60	78 964,60	190 837,30	391 864,00	717,86
<b>Abr</b>	49 824,00	53 158,00	26 094,00	149 690,00	278 766,00	395,36
<b>Mai</b>	36 878,00	42 680,00	19 356,00	155 974,00	254 888,00	293,27
<b>Jun</b>	39 152,00	45 302,00	20 744,00	150 254,00	255 452,00	314,30
<b>Jul</b>	57 270,00	60 994,00	30 492,00	179 644,00	328 400,00	462,00
<b>Ago</b>	51 394,00	52 040,00	27 040,00	144 182,00	274 656,00	409,70
<b>Set</b>	42 130,00	49 098,00	30 028,00	123 650,00	244 906,00	454,97
<b>Out</b>	46 068,00	45 858,00	46 548,00	116 432,00	254 906,00	423,16
<b>Nov</b>	43 636,00	57 502,00	62 526,00	155 660,00	319 324,00	568,42
<b>Dez</b>	47 414,00	58 442,00	57 588,00	144 120,00	307 564,00	523,53
<b>Total</b>	566 746,50	613 847,60	521 378,60	1 800 503,30	3 502 476,00	5671,65

Os valores foram divididos mensalmente, de acordo com os seus períodos horários, permitindo determinar os valores reais do consumo horário e com a análises destes o período que pode sofrer uma redução após redimensionamento da UPAC.

Foi possível depreender que a fábrica têm um maior consumo em horas de cheia (no final da manhã e durante a tarde) que prefaz 51,4% do consumo total. Todos os outros consumos horários estão equilibrados entre si, sendo o Super Vazio (horas de madrugada) impossível de

resolver com um sistema *on-grid*, a não ser com uma solução de baterias de acumulação, mas que traria um custo elevado e com um retorno inviável.

A percentagem de consumo da instalação focado nas horas em que existe muita radiação solar (horas de cheia e horas de ponta) permite concluir que o sistema de autoconsumo fotovoltaico é uma boa solução, principalmente se se juntar o impacto do consumo e da potência em horas de ponta, que representa 14,8% do total da instalação.

O aumento da UPAC representará uma redução de consumo energético sobre um total de 66,2% do consumo atual da instalação.

### 3.3 - Análise de campo

#### 3.3.1 - Condições do terreno

Atualmente, devido às instalações fotovoltaicas já existentes na empresa, os telhados encontram-se totalmente cobertos de módulos fotovoltaicos. Estando a empresa ciente disso, foi indicado pelos mesmos que a instalação do aumento seria no próprio terreno adjacente à fábrica. Na análise foi possível determinar a sua dimensão através de imagens satélite, como mostra a Figura 7.

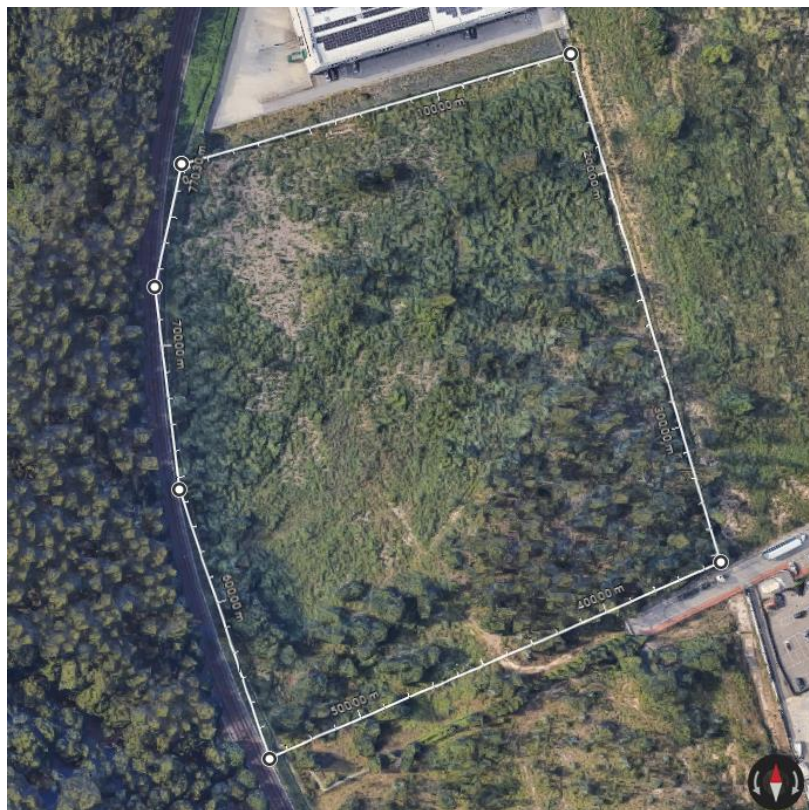


Figura 7 - Vista satélite do terreno

A disposição no solo dos módulos pode ser em filas paralelas montadas sobre sapatas de betão soterradas. Neste caso, e para aproveitar o espaço, a configuração proposta é através de filas de mesas de módulos onde é montada uma estrutura triangular de alumínio anodizado, estacado no solo, que pode sustentar um módulo por cima do outro, mantendo a mesma inclinação, como demonstrado na Figura 8. Desta maneira reduzir-se-ia a quantidade de terreno que irá ser utilizado, deixando espaço para investimentos futuros.

O terreno tem uma área de aproximadamente 30000 m<sup>2</sup> com vegetação intrusiva que será preciso remover para a instalação dos módulos fotovoltaicos. A vegetação pode provocar sombreamento, reduzindo a eficiência energética, ou mesmo danificar o sistema de ligação. O terreno tem ainda alguns desníveis que dificultarão o estacamento das estruturas. Por tal, recomenda-se a terraplanagem e remoção da vegetação.

### 3.3.2 - Passagem de cabos



*Figura 8 - Exemplo de instalação por mesa. Crédito: Unsplash*

Outro problema poderá ser a grande distância entre os módulos e o ponto de alimentação à empresa. Nesta distância pode haver perdas de tensão na se os locais de passagem dos cabos estiverem no exterior sujeitos a radiação solar e outras condições ambientais.

A solução poderá ser a instalação de estações de inversão no terreno, montando estruturas próprias. Este procedimento pode ser dispendioso, também porque será necessário mais cabo. Outra hipótese será aumentar a secção do cabo solar e extendê-lo até ao ponto de alimentação (talvez seja a melhor solução).

Quanto à maneira como a cablagem será distribuída de os módulos até ao ponto de alimentação, a melhor seria a passagem subterrânea em valas com tubagem própria, evitando a exposição às condições ambientais e reduzindo a tensão no cabo, como indicado nas regras técnicas.

### 3.3.3 - Ponto de alimentação

Atualmente a Fábrica tem uma potência elétrica contratada de 4000 kVA separada em dois postos de transformação (PT) diferentes. O PT principal, que têm a ligação à rede, têm um transformador de 1250 kVA e o da nova extensão têm um transformador de 2500 kVA. Adicionalmente a empresa tem um PT com um transformador de 250 kVA, que está diretamente ligado à instalação fotovoltaica com a produção de energia vendida à rede elétrica nacional (não é utilizada para consumos internos da empresa).

O ponto de ligação do Quadro Parcial Solar Fotovoltaico (QPSF) seria perto do PT da mais recente extensão da fábrica não sendo permitido a sua instalação do QPSF dentro da cabina do PT. Um dos problemas que surgiu aquando da visita à empresa foi a falta de espaço para realizar a instalação dos inversores, do QPSF e a possibilidade da ligação da mesma ao PT. A passagem de cabo entre o QPSF e o PT pode ser uma solução, mas como a distância é significativa, não só poderia diminuir a queda de tensão obrigando a instalar um cabo de secção superior, como também o custo elevado do cabo e do material de proteção.

A solução adequada é a construção de uma cabine exterior, perto do PT, onde iria ser feita a inversão de corrente e estaria o QPSF. Isto iria facilitar a chegada de cabos de forma subterrânea, separando o sistema elétrico no interior da fábrica, para mais fácil manutenção, com ligação ao PT, evitando queda de tensão e redução do investimento.



# CAPÍTULO 4

## 4 - Dimensionamento fotovoltaico

### 4.1 - Ferramenta de dimensionamento técnico e suas características

#### 4.1.1 - *PVSyst* e dados meteorológicos

O software utilizado para o dimensionamento da UPAC foi o *PVSyst*, onde é possível saber as dimensões do sistema elétrico, quantificar os módulos e os inversores necessários, mas também determinar a inclinação e orientação ótima de forma a produzir a maior quantidade de energia possível.

Para começar é necessário indicar as coordenadas da instalação e a respectiva altitude, já que isso irá afetar a quantidade e qualidade de radiação que vai ser absorvida. Posteriormente, o programa cria uma tabela de temperatura e radiação anual relativamente ao local indicado, que vai servir de base para otimização. Os dados fornecidos pelo programa estão dispostos nas Tabelas 3 e 4.

*Tabela 3 - Dados do local de instalação do sistema solar*

<b>Local</b>	<b>LIDERGRAF</b>
<b>País</b>	Portugal
<b>Região</b>	Europa
<b>Fonte de dados</b>	Meteonorm 8.1 (1996-2015), Sat=46%
<b>Latitude</b>	41,3278°
<b>Longitude</b>	-8,7213°
<b>Altitude</b>	33 metros
<b>Fuso horário</b>	0 GMT
<b>Albedo</b>	0,20

Tabela 4 - Valores de radiação e temperatura

Valores	Radiação Horizontal Global	Radiação Horizontal Difusa	Temperatura
Mês	(kWh/m <sup>2</sup> )	(kWh/m <sup>2</sup> )	(°C)
Janeiro	55,4	24,9	9,8
Fevereiro	78,3	35,0	10,4
Março	120,8	52,8	12,3
Abril	156,6	66,6	13,8
Mai	196,9	74,7	16,1
Junho	208,3	77,1	18,3
Julho	216,1	74,6	19,6
Agosto	190,8	70,1	20,1
Setembro	146,0	55,4	18,7
Outubro	94,5	45,2	16,8
Novembro	61,8	29,8	12,5
Dezembro	47,1	24,6	10,7
<b>Anual</b>	<b>1572,6</b>	<b>630,8</b>	<b>14,9</b>
<b>Total</b>	<b>2203,4</b>		-

#### 4.1.2 - Orientação e inclinação dos módulos

Após saber os valores de radiação global e difusa do local é possível começar a aplicar o cálculo do fator de transposição. Este fator é o rácio entre a radiação incidente (Radiação Total) no plano e a radiação horizontal (Radiação Horizontal Global), ou seja, o que se ganha (ou perde) quando se inclina o plano do coletor. O fator calcula-se aplicando o modelo de Perez ([Portela et al., 2016](#)) aos valores de radiação horários horizontais. De facto, o resultado depende principalmente da irradiância difusa.

O *PVSyst* aplica este modelo matemático, resultando gráficos onde é possível registar o valor máximo, o fator de transposição e, conseqüentemente, os valores ideais da orientação e da inclinação dos módulos. No cálculo da inclinação é necessário fazer extrapolações para determinar os valores médios e anuais de produtividade elétrica.

O ideal seria a alteração da inclinação dos painéis por períodos mensais ou sazonalmente ([Nfaoui & El-Hami, 2018](#)), assim como a sua orientação de hora a hora, eventualmente com seguidor solar. No entanto, apenas se pode equacionar a alteração da inclinação com uma

estrutura de suporte de duas ou três posições/inclinações, sabendo que o investimento será maior.

As Figuras 9 e 10 contêm os gráficos do fator de transposição vs. graus de inclinação fornecidos pelo *PVSyst*. É possível verificar os valores anuais da inclinação e orientação ideais para o local de instalação pretendido.

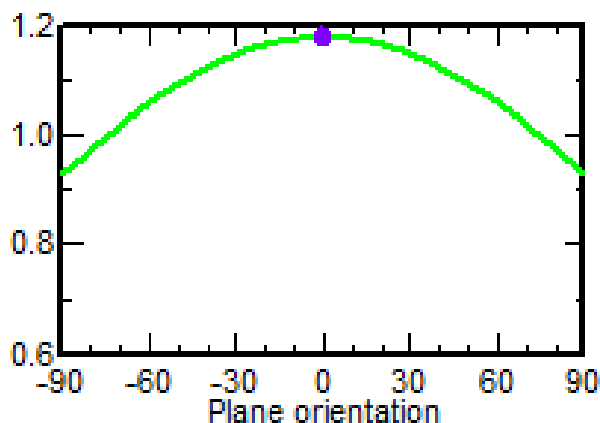


Figura 9 - Orientação dos módulos

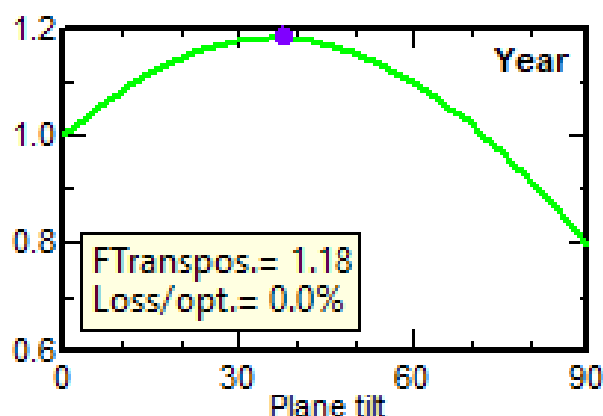


Figura 10 - Inclinação dos módulos

O valor do fator de transposição máximo é de 1,18, sendo o único valor onde vamos ter 0% de perdas em relação ao ótimo. O valor da orientação para este fator é 0° em relação ao sul e 38° de inclinação.

A normalidade praticada por instaladores, de forma empírica, é:

- Inclinação de Verão: Latitude - 15°
- Inclinação de Inverno: Latitude + 15°
- Inclinação ideal para o ano inteiro: Latitude - 5°

Este método utilizado pelos instaladores é uma aproximação utilizada quando fazem o dimensionamento, que dá uma boa aproximação, já que existem outros fatores que não estão aqui a ser contabilizados como a altitude, objetos sombreadores no local de instalação, etc.

O valor obtido através do fator de transposição é o mais correto e, apesar de estar próximo de valores empíricos, existe ali um grau de diferença entre eles, que é devido à altitude do local.

### 4.1.3 - Escolha do equipamento

Para o inversor a escolha foi a marca SMA, mantendo a coerência com o que a empresa tem instalado nos dois sistemas fotovoltaicos. Foi necessário fazer duas simulações, uma com o inversor que já foi utilizado nas outras instalações da empresa (SMA Sunny Tripower STP-110-60-Core2 de 110 kW) e outra com um inversor industrial (SMA Sunny Central 2 200 de 2 200 kW).

Pelo facto da potência do inversor industrial ser demasiado elevada e do contacto com 2 empresas fornecedoras mostrarem apenas disponibilidade no inversor de 110 kW, considerou-se este como a escolha acertada. Um inversor com potência inferior a 100 kW tem um preço demasiado elevado comparado com o de 110 kW e foi descartado. O *datasheet* do inversor selecionado encontra-se no apêndice deste documento.

A seleção do módulo fotovoltaico foi mais simples, tendo a escolha recaído sobre estes tópicos:

- Eficiência acima de 21% com a maior potência possível;
- Marca que se encontra na tier 1 da *Solar Analytica Data e Bloomberg Module Tiering List*;
- Células monocristalinas com MBB;
- Disponibilidade em revendedores locais, que cumpram os requisitos estipulados nos pontos anteriores.

Após o contacto com dois revendedores locais, o único módulo disponível com estas características foi o Trina Solar TSM-DE19 555 Wp Vertex. O *datasheet* encontra-se disposto em apêndice.

### 4.1.4 - Dimensionamento técnico

A quantidade de módulos que podem ser conectados a um inversor foi considerado, assim como o número de filas em paralelo (ou *strings*) que vão ser utilizadas e o número de módulos em cada *string*.

---

Por norma, o número de strings associado a cada inversor depende do seu número de MPPT independentes, mas nem sempre é a melhor solução, sendo necessário posteriormente fazer um ajuste para conseguir uma maior poupança. Para saber o número de módulos em série não é um processo direto, sendo necessário comparar valores existentes nos *datasheets* do módulo fotovoltaico e inversor.

O número de módulos em série tem de corresponder às seguintes condições:

- A tensão mínima de funcionamento do módulo (ou seja, à temperatura máxima de funcionamento do módulo) deve ser superior à tensão mínima de funcionamento do inversor.
- A tensão máxima de funcionamento do módulo (ou seja, à temperatura mínima de funcionamento do módulo) tem de se manter abaixo da tensão máxima de funcionamento do inversor.
- A tensão absoluta máxima do conjunto (ou seja,  $V_{oc}$  à temperatura mínima) tem de se manter abaixo da tensão de entrada máxima absoluta do inversor.
- A tensão absoluta máxima do conjunto (ou seja,  $V_{oc}$  à temperatura mínima) não deve ultrapassar a tensão máxima do sistema especificada para o módulo FV.

Como indicado por Alkhazraji e seus colaboradores ([Alkhazraji et al., 2018](#)), para descobrir a tensão mínima de funcionamento é primeiro preciso saber o número mínimo de módulos para este sistema inversor-módulo. Esse valor vai ser o quociente entre a tensão do intervalo mínimo do MPPT (500 V) no inversor e o  $V_{mpp}$  (31,8 V) no módulo, resultando na Equação 4.1.

$$\text{Número mínimo de módulos} = \frac{500 \text{ V}}{31,8 \text{ V}} = 15,72 \approx 16 \text{ módulos} \quad (4.1)$$

Multiplicando este valor pelo  $V_{mpp}$  do módulo, vai-se obter uma tensão mínima de funcionamento de 508,8 V.

Para descobrir a tensão máxima de funcionamento é necessário encontrar o número máximo de módulos possível para este sistema inversor-módulo. Esse valor vai ser o quociente entre a tensão máxima do inversor (1100 V) e o  $V_{oc}$  (38,1 V) do módulo, resultando na Equação 4.2.

$$\text{Número máximo de módulos} = \frac{1100 \text{ V}}{38,1 \text{ V}} = 28,87 \approx 28 \text{ módulos} \quad (4.2)$$

Foi, então, assumido o valor de 28 módulos por uma questão de segurança do sistema. Multiplicando este valor pelo  $V_{mpp}$  do módulo, obteve-se uma tensão máxima de funcionamento de 922,2 V.

Estes valores são influenciados pela tensão absoluta máxima, que se obtém pela multiplicação do valor de  $V_{oc}$  (38,1 V) pelo número máximo de módulos (28), não ultrapassando o valor da tensão de entrada máxima absoluta do inversor (1100 V) e da tensão máxima do sistema especificada para o módulo FV (1500 V CC), como se indica na Equação 4.3.

$$\text{Tensão absoluta máxima (V)} = 38,1 \text{ V} \times 28 \text{ módulos} = 1066,8 \text{ V} \quad (4.3)$$

Se todas as condições forem respeitadas, o sistema encontra-se em equilíbrio e bem orientado. Para determinar o valor inicial do nº de módulos para a primeira simulação, simplesmente subtrai-se o valor da tensão absoluta máxima (1066,8 V) e o valor da tensão do intervalo máximo do MPPT (800 V) e divide-se esse valor pelo  $V_{oc}$  (38,1 V), como demonstra a Equação 4.4.

$$\text{Número de módulos} = \frac{1066,8 \text{ V} - 800 \text{ V}}{38,1} = 7 \text{ módulos} \quad (4.4)$$

Contudo, subtraindo os 7 módulos ao valor máximo e depois multiplicando pelo  $V_{oc}$  (38,1 V) vai ser obtido uma tensão de 800,1 V, o que fica já acima da tensão do intervalo máximo do MPPT do inversor. Em resultado, o melhor procedimento será retirar cinco módulos em vez de quatro ao total, prefazendo assim 20 módulos por *string*.

Utilizando o valor de 12 *strings* e respeitando as condições anteriores foi possível construir a Tabela 5 com valores de tensão de 20 módulos fotovoltaicos por *string*, com a comparação entre os valores dimensionados e os valores indicados no *datasheet*.

Tabela 5 - Tabela comparativa inicial

	Tensão dimensionada (V)	Tensão indicada (V)
Tensão mínima de funcionamento	553	500
Tensão máxima de funcionamento	641	800
Tensão absoluta máxima	834	1100
Tensão absoluta máxima	834	1500

Simulando no *PVSyst* com o valor teórico obtido para o inversor e o respetivo sistema de ligação, apesar de estável e sendo possível realizar esta ligação sem qualquer problema, este vai apresentar uma perda por sobrecarga na ordem dos 0,5%, com um rácio CC:CA de 1,21, o que não é ideal.

Utilizando um menor número de *strings*, como por exemplo 10, e aumentando ao número de painéis por cada *string* para 23, é possível otimizar o sistema obtendo uma perda por sobrecarga de apenas 0,1% e um rácio CC:CA de 1,16, otimizando assim o sistema.

Na prática, a maioria dos sistemas bem equilibrados tem de ter um rácio CC:CA da ordem de 1,15 a 1,20 (com exceção de fachadas, que tem um rácio CC:CA > 2).

Com esta alteração foi possível construir a Tabela 6, onde é possível analisar os novos valores de tensão e comprovar que nenhum deles contraria as condições referidas anteriormente.

Tabela 6 - Valores de tensão finais

	Tensão dimensionada (V)	Tensão indicada (V)
Tensão mínima de funcionamento	636	500
Tensão máxima de funcionamento	738	800
Tensão absoluta máxima	960	1100
Tensão absoluta máxima	960	1500

Depois de estabelecida a configuração de cada inversor, é necessário chegar a um valor de potência ideal (em kWp e kW) para o consumo energético apresentado pela empresa. Num sistema que não vai ter interação com a RESP ou ter acumulação é necessário evitar o desperdício de energia com produção em excesso. Empiricamente o habitual é dimensionar o sistema com uma produção aproximadamente igual a 50% do consumo total, para que no verão seja auto-suficiente e evite o desperdício de energia. Caso o sistema seja dimensionado para um valor superior de produção de energia fotovoltaica, o retorno será mais baixo tendo em conta o investimento inicial e o desperdício.

O valor do consumo de energia elétrica anual na fábrica é 3 502 MWh, por isso dividindo esse valor por dois obter-se-ia 1 751 MWh, que é o valor pretendido para o sistema fotovoltaico. No *PVSyst* com 1 inversor, 10 *strings* e 23 módulos em cada *string*, totaliza 230 módulos e 128 kWp, com produção anual de 202 MWh. Para chegar ao valor ideal de inversores, dividiu-se o 1 751 MWh pelo valor produzido por um único inversor (202 MWh) como representado na Equação 4.5.

$$\text{Número de inversores} = \frac{1751 \text{ MWh}}{202 \text{ MWh}} = 8,66 \approx 9 \text{ inversores} \quad (4.5)$$

Com este valor, já sabemos que iremos ter de simular no *PVSyst* um sistema com um total de 9 inversores SMA 110-Core2, fazendo com que a sua potência de ligação em CA seja 990 kW e uma potência instalada em CC de 1 148,85 kWp.

## 4.2 - Produção fotovoltaica

Foi possível chegar a um valor de produção anual expéctavel de 1 818 MWh. Com este valor é possível chegar a uma percentagem de autossuficiência dividindo o valor de produção anual expéctavel (1 818 MWh) pelo consumo total anual (3 502 MWh), como representado na Equação 4.6.

$$\text{Autossuficiência (\%)} = \frac{1818 \text{ MWh}}{3502 \text{ MWh}} \times 100 = 51,91 \% \quad (4.6)$$

Os valores horários de energia produzida são comparáveis com os consumos da empresa para o mesmo período. Estes valores fornecidos pelo *PVSyst* são adaptados aos diferentes períodos horários. O *PVSyst* fornece dados em formato de diagrama de cargas, mas utilizando um código criado em *Visual Basic*, consegue-se dividir as cargas pelos respetivos períodos horários ao longo do ano. O código separa os dados respeitando a tarifa relativa ao ciclo semanal tetra-horário. Todos os dados obtidos são apresentados na Tabela 7.

Após a criação da Tabela 7 foi necessário criar outra tabela comparativa, mostrando os consumos mensais, autoconsumos e os excedentes. Essa tabela é obtida através da diferença entre a produção fotovoltaica e o consumo da empresa, onde se o valor for menor que zero, assume-se como zero, já que não é possível libertar excedente.

Tabela 7- Produção vs. consumo

	Ponta		Cheias		Vazio		Super Vazio	
	Produção kWh	Consumo kWh	Produção kWh	Consumo kWh	Produção kWh	Consumo kWh	Produção kWh	Consumo kWh
<b>Janeiro</b>	19 102,4	70 938,0	54 896,1	168 380,0	26 628,3	51 444,0	0,0	51 700,0
<b>Fevereiro</b>	24 357,7	51 060,0	70 316,6	121 680,0	27 512,8	38 532,0	0,0	38 016,0

CAPÍTULO 4 - Dimensionamento Fotovoltaico

<b>Março</b>	25 231,8	78 964,6	88 097,6	190 837,3	40 876,0	63 004,5	0,0	59 057,6
<b>Abril</b>	41 905,7	26 094,0	93 395,1	149 690,0	34 977,9	49 824,0	0,0	53 158,0
<b>Mai</b>	45 796,1	19 356,0	100 735,0	155 974,0	39 819,1	36 878,0	28,1	42 680,0
<b>Junho</b>	45 702,9	20 744,0	106 335,1	150 254,0	35 762,6	39 152,0	186,8	45 302,0
<b>Julho</b>	41 828,8	30 492,0	106 465,9	179 644,0	50 286,4	57 270,0	17,3	60 994,0
<b>Agosto</b>	50 050,6	27 040,0	109 016,8	144 182,0	36 714,9	51 394,0	0,0	52 040,0
<b>Setembro</b>	43 823,4	30 028,0	96 702,3	123 650,0	34 203,5	42 130,0	0,0	49 098,0
<b>Outubro</b>	25 130,8	46 548,0	78 564,9	116 432,0	30 785,9	46 068,0	0,0	45 858,0
<b>Novembro</b>	21 539,1	62 526,0	61 926,0	155 660,0	21 299,7	43 636,0	0,0	57 502,0
<b>Dezembro</b>	16 847,5	57 588,0	52 267,2	144 120,0	19 749,7	47 414,0	0,0	58 442,0
<b>TOTAL</b>	<b>401 316,6</b>	<b>521 378,6</b>	<b>1 018 718,5</b>	<b>1 800 503,3</b>	<b>398 616,9</b>	<b>566 746,5</b>	<b>232,2</b>	<b>61 3847,6</b>

Tabela 8 - Autoconsumo vs. excedente

	Ponta		Cheias		Vazio		Super Vazio	
	Auto kWh	Excedente kWh	Auto kWh	Excedente kWh	Auto kWh	Excedente kWh	Auto kWh	Excedente kWh
<b>Janeiro</b>	19 102,4	0	54 896,1	0	26 628,3	0	0	0
<b>Fevereiro</b>	24 357,7	0	70 316,6	0	27 512,8	0	0	0
<b>Março</b>	25 231,8	0	88 097,6	0	40 876,0	0	0	0
<b>Abril</b>	26 094	15 811,7	93 395,1	0	34 977,9	0	0	0
<b>Mai</b>	19 356	26 440,1	100 735	0	39 819,1	0	28,1	0
<b>Junho</b>	20 744	24 958,9	106 335,1	0	35 762,6	0	186,8	0
<b>Julho</b>	30 492	11 336,8	106 465,9	0	50 286,4	0	17,3	0
<b>Agosto</b>	27 040	23 010,6	109 016,8	0	36 714,9	0	0	0
<b>Setembro</b>	30 028	13 795,4	96 702,3	0	34 203,5	0	0	0
<b>Outubro</b>	25 130,9	0	78 564,9	0	30 785,9	0	0	0
<b>Novembro</b>	21 539,1	0	61 925,9	0	21 299,7	0	0	0
<b>Dezembro</b>	16 847,5	0	52 267,2	0	19 749,7	0	0	0
<b>TOTAL</b>	<b>285 963,2</b>	<b>115 353,3</b>	<b>1 018 718,5</b>	<b>0</b>	<b>398 616,9</b>	<b>0</b>	<b>232,2</b>	<b>0</b>

Analisando os valores da Tabela 8, é possível perceber que a quantidade de energia desperdiçada é muito reduzida, sendo apenas enviado o excesso nos meses de verão e apenas na hora de ponta (maior produção), como ilustra o gráfico da Figura 11. O foco desta instalação em reduzir o consumo na hora de ponta vai ser muito importante porque é a hora com a tarifa mais elevada e vai também reduzir a PHP.

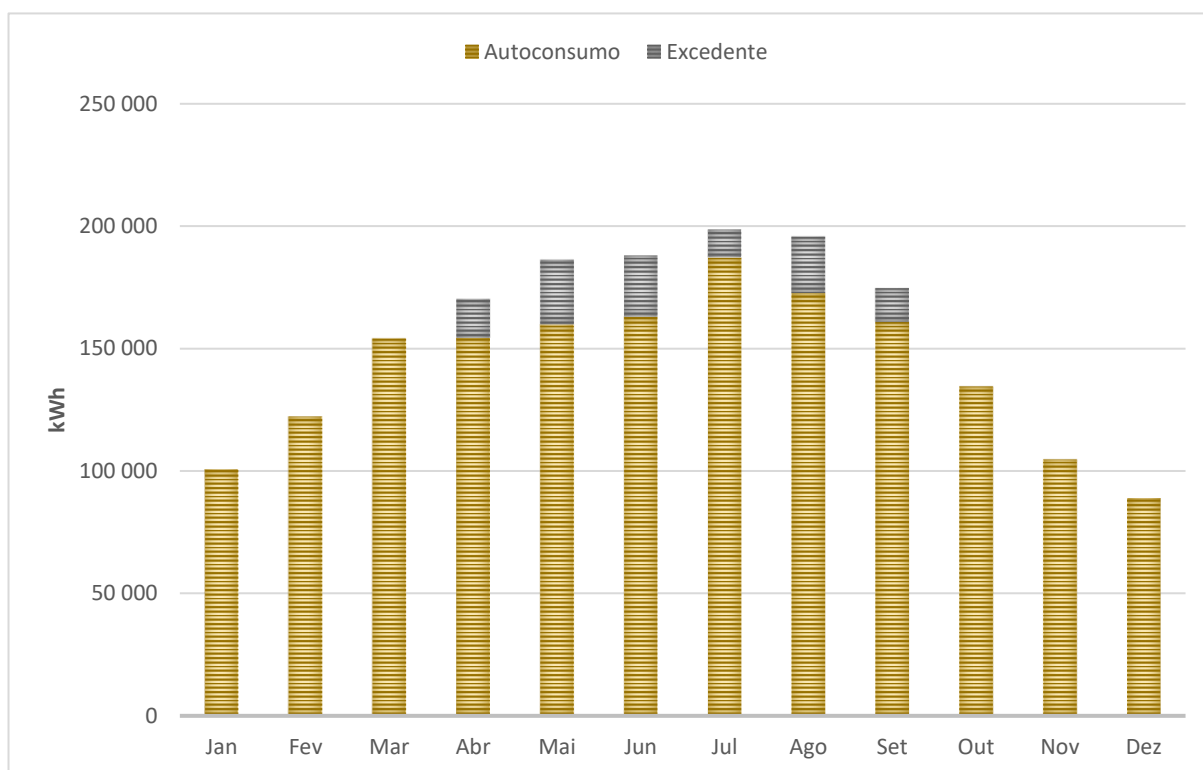


Figura 11 - Produção anual da UPAC

Como é possível observar, apesar do excedente ser zero segundo a Tabela 8, a diferença entre o consumo e a produção é pequena, com exceção dos meses de menor radiação. Com esta análise comparativa, é possível depreender que o dimensionamento está bem realizado, tentando preencher o máximo de energia possível evitando o desperdício.

## 4.3 - Implementação dos módulos fotovoltaicos

### 4.3.1 - Carta solar e ângulo de incidência

Após o dimensionamento e estabelecidos os materiais a serem utilizados, é necessário fazer a análise da carta solar do local, de forma a encontrar a distância entre módulos e, para tal, foi utilizado o *software Solar Radiation Monitoring Laboratory* da Universidade de Oregon. Esta aplicação precisa das coordenadas do local e do fuso horário, e consegue fornecer uma carta solar detalhada, como demonstrado na Figura 12, de onde pode ser extraída a informação relativa ao ângulo de incidência solar e o respectivo azimute (orientação).

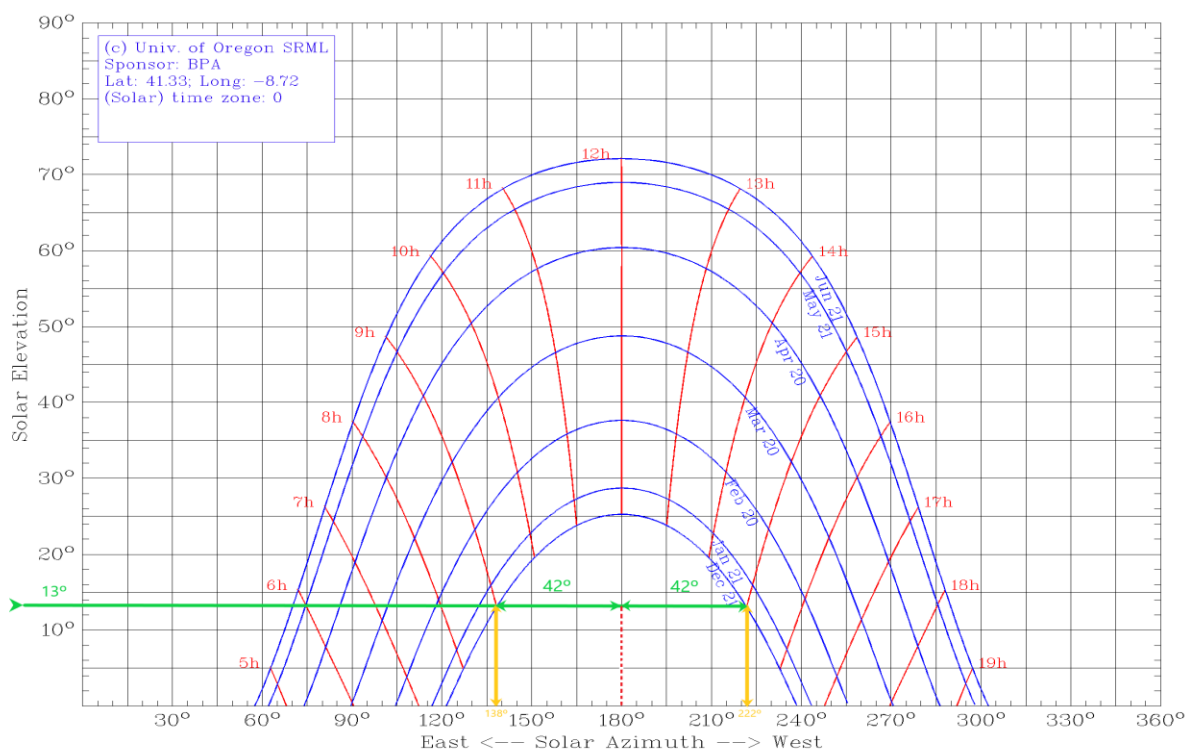


Figura 12 - Carta solar

O solstício de inverno foi utilizado como indicador do ângulo de incidência por ser prática comum. Com esse ângulo obtém-se o menor nível de radiação e o grau de incidência mais baixo, otimizando assim os valores de produção. Durante os meses de verão, o sombreamento não vai ser um impedimento à produção, devido a que o ângulo de incidência da radiação solar é muito superior.

O período horário foi escolhido com o intuito de fornecer, pelo menos, um número de horas de exposição solar ao longo do ano. Neste caso, foram escolhidas 6 horas de exposição solar entre as 9 e as 15 da tarde e durante o dia do ano em que o sol está com um ângulo mais baixo.

Traçando uma linha unindo estes valores e extendendo a linha até ao eixo das ordenadas, é possível obter o valor de  $13^\circ$  no ângulo de incidência no solstício de inverno (entre 9 e 15 horas). Todos os ângulos de incidência entre esses valores vão ser superiores, logo não serão afetados por sombreamento.

Depois da análise da carta solar já se tem o suficiente para realizar o cálculo do espaçamento ideal entre fileiras solares. Como referido no ponto 3.3.1, a configuração que vai ser implementada será em forma de mesas solares, onde um módulo estará por cima do outro, otimizando espaço. O problema é apresentado pela Figura 13, onde L é a dimensão

dos dois módulos fotovoltaicos (4,77 m),  $h$  a altura relativamente ao solo (2,94 m),  $\beta$  a inclinação do módulo ( $38^\circ$ ) e  $\alpha$  o ângulo de incidência ( $13^\circ$ ).

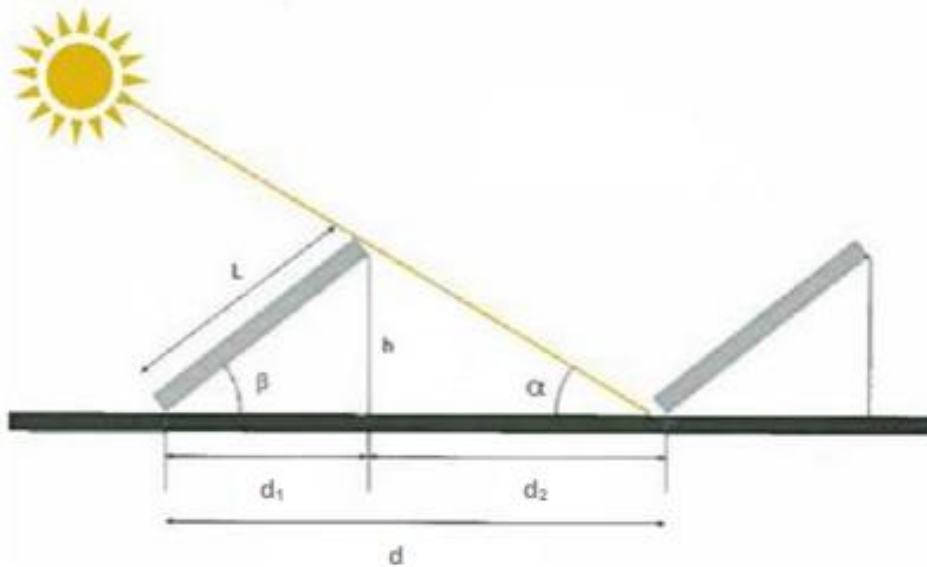


Figura 13 - Esquema do espaçamento entre fileiras (Gomes, 2020)

O distânciamento entre filas é dado pela expressão:

$$d = L \left( \cos \beta + \frac{\sin \beta}{\tan \alpha} \right) = 4,77 \left( \cos 38 + \frac{\sin 38}{\tan 13} \right) = 16,48 \text{ m} \quad (4.7)$$

Realizando o cálculo desta expressão, obtém-se que o valor de distânciamento ideal ( $d$ ) entre as fileiras é de 16,48 metros.

### 4.3.2 - Implementação solar e características

*Helioscope* é dos *softwares* mais avançados do mercado para implementação e design de sistemas fotovoltaicos. Este *software* totalmente *online* permite não só criar o desenho da implementação, como também fornece um relatório acerca do sistema, incluindo os metros de cabo que vão ser necessários, quantidade de produção dependendo da configuração, efeito do sombreamento, etc.

Como referido no sub-capítulo 3.3.2, foram realizadas duas configurações no *Helioscope*, uma com inversores junto da fábrica e do ponto de ligação e outra com os inversores no terreno. Para isso, foi assumido que ambos usam os mesmos cabos (quer CA ou CC) evitando

quedas de tensão drásticas e, no caso do elétrico, ser o mais correto para a intensidade de corrente debitada pelo inversor. Para descobrir esse valor foi necessário trabalhar a fórmula de potência em circuitos trifásicos. Sendo  $P$  a potência em *watts*,  $V$  a tensão em *volts*,  $I$  a intensidade de corrente em *amper* e  $\cos \varphi$  é o factor potência. Essa demonstração está representada nas equações de 4.8 a 4.10.

$$P = \sqrt{3} \times V \times I \times \cos \varphi \quad (4.8)$$

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \times V \times \cos \varphi} \quad (4.9)$$

Todos os valores necessários podem ser encontrados na datasheet do inversor, sendo o valor da intensidade dado por:

$$I = \frac{110000}{\sqrt{3} \times 400 \times 1} = 158,77 \text{ A} \quad (4.10)$$

Como é possível ver na folha técnica do cabo elétrico em apêndice, este permite correntes até 285 A, ao ar e a 40°C e 335 A a 25°C, se for enterrado, o que se encontra perfeitamente aplicável à intensidade do inversor.

Foi escolhido um cabo solar Topsolar ZZ-F (AS) 1x6 mm (0,97€/m) e um cabo elétrico XV 1x95 0,6/1kV (25,37€/m). Ambas as *datasheet* estão em apêndice.

A implementação dos inversores foi realizada em cabines próprias, junto das *strings* que estão a inverter, diminuindo o valor de perdas pelos cabos solares. Os resultados obtidos estão presentes nas Tabelas 9 e 10.

Tabela 9 - Resultados de performance com inversores no terreno

Design	Inversor no terreno
Potência CC	1,15 MW
Potência CA	990,0 kW
	Rácio CC:CA: 1,16
Produção anual	1,754 GWh
Rácio de performance	81,5%
kWh/kWp	1526,4

Tabela 10 - Distância e preço de cablagem com inversores no terreno

Componentes	Nome	Quantidade
<b>Inversor</b>	Sunny Tripower CORE2 (SMA)	9 (990,0 kW)
<b>Cabo elétrico</b>	95 mm <sup>2</sup> (Cobre)	9 (4251,6 m)
<b>Cabo solar</b>	6 mm <sup>2</sup> (Cobre)	90 (8238,1 m)
<b>Módulo</b>	Trina Solar, TSM-DE19 555W (555W)	2,070 (1,15 MW)
TOTAL		116 355,98 €

Os inversores foram colocados numa única cabine para estar longe dos módulos solares, mas perto do quadro elétrico, minimizando assim as perdas em CA. Os resultados obtidos estão presentes nas Tabelas 11 e 12.

Tabela 11 - Resultados de performance com os inversores na fábrica

Design	Inversor na fábrica
<b>Potência CC</b>	1,15 MW
<b>Potência CA</b>	990,0 kW
	Rácio CC:CA: 1,16
<b>Produção anual</b>	1,762 GWh
<b>Rácio de performance</b>	81,9%
<b>kWh/kWp</b>	1533,6

Tabela 12 - Distância e preço de cablagem com inversores na fábrica

Componentes	Nome	Quantidade
<b>Inversor</b>	Sunny Tripower CORE2 (SMA)	9 (990,0 kW)
<b>Cabo elétrico</b>	95 mm <sup>2</sup> (Cobre)	9 (230,7 m)
<b>Cabo solar</b>	6 mm <sup>2</sup> (Cobre)	90 (26245,7 m)
<b>Módulo</b>	Trina Solar, TSM-DE19 555W (555W)	2,070 (1,15 MW)
TOTAL		31 311,19 €

Para finalizar a comparação entre estes dois sistemas é necessário ver a quantidade de perdas associadas a cada sistema, já que o tipo de configuração é muito diferente, o que irá trazer diferentes tipos de perdas em diferentes quantidades e locais. Um gráfico com as perdas da configuração dos inversores no terreno e a configuração dos inversores na fábrica pode ser vista nas Figuras 14 e 15, respectivamente.

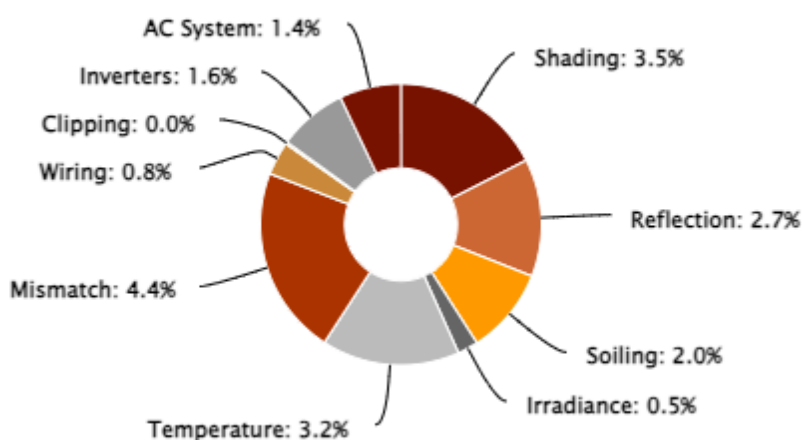


Figura 14 - Perdas do sistema de inversores no terreno

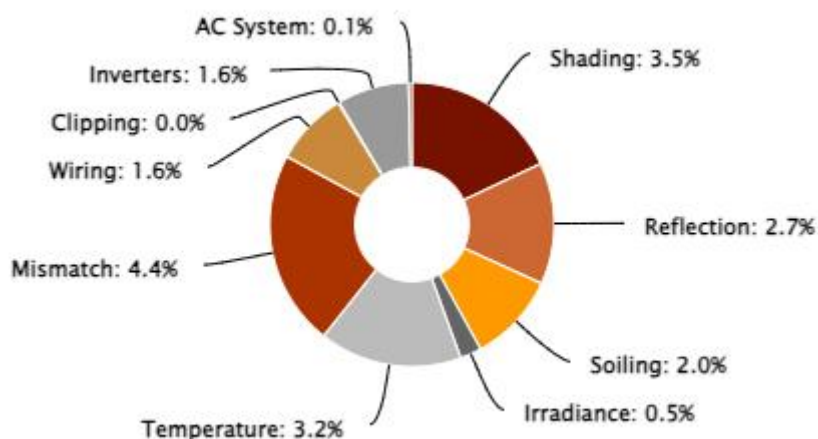


Figura 15 - Perdas do sistema de inversores na fábrica

Em ambos os casos, a performance é muito similar mostrando que as perdas associadas a cada caso tem um peso similar. Isso é possível comprovar nas Figuras 14 e 15 onde é possível ver que o primeiro sistema têm uma menor perda a nível dos cabos, e perdas de tensão associadas, mas uma maior perda a nível da inversão de energia de CC para CA. O segundo sistema vai ter uma melhor inversão de energia, mas com maiores perdas associadas à cablagem, o que era esperado devido à distância percorrida pelos cabos solares.

Um fator decisivo no *upgrade* da UPAC será o preço que vai custar cada customização, já que o sistema com inversores no terreno tem um preço aproximadamente 271% mais elevado. Como a performance e as perdas são parecidas, a decisão entre os dois sistemas é optando pelo sistema com os inversores na fábrica.

Após a decisão do tipo de configuração e do valor de espaçamento entre filas, utiliza-se o *Helioscope* para desenhar proporcionalmente a instalação com representação em forma de mesa, como pode ser vista na Figura 16.

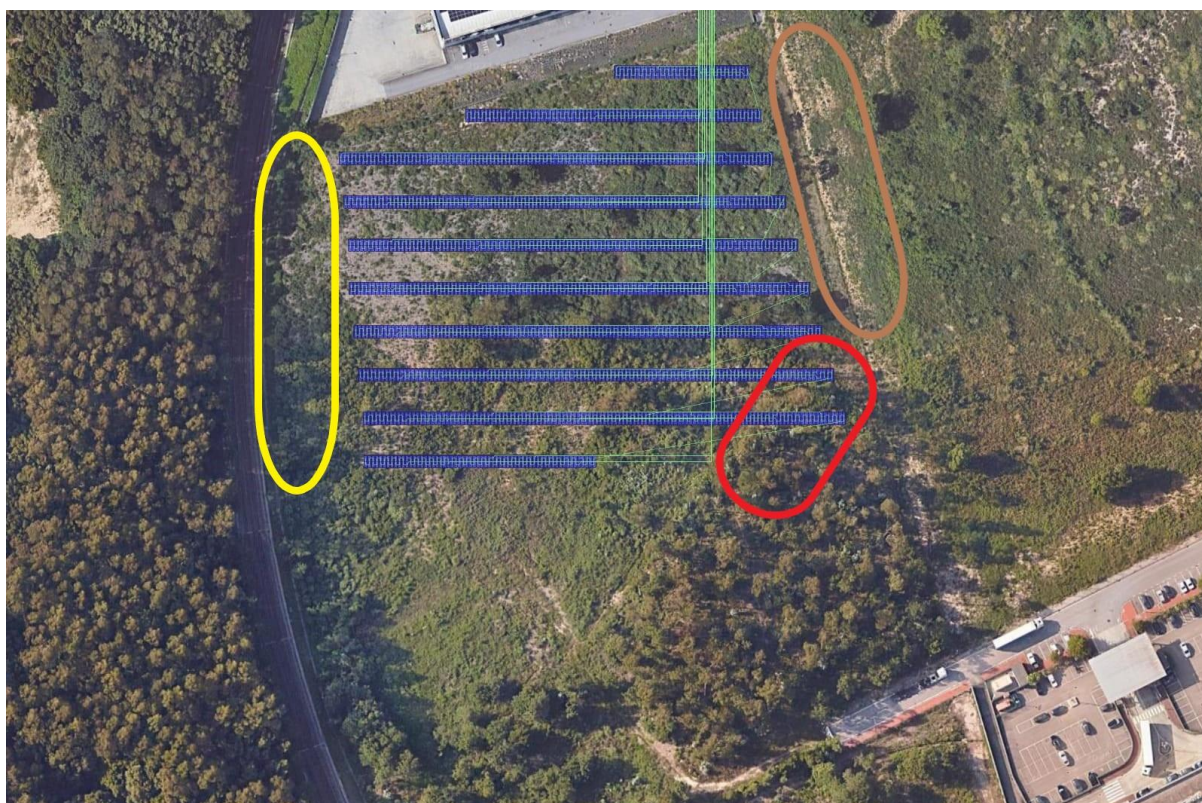


Figura 16 - Implementação solar

A cablagem está representada a verde claro e os módulos estão a azul, os pares representam a mesa. A cablagem passará por uma vala enterrada com caixas de derivação entre cada fila para possibilitar manutenções. Essa vala atravessa o terreno todo e parte da zona cimentada adjacente à fábrica até chegar à cabine onde vai ser realizada a inversão.

Na zona a vermelho é possível ver alguns módulos numa zona com vegetação elevada, que terá de ser desvastada antes do começo da obra, para ter o maior aproveitamento solar. Na existência de um inconveniente caso a obra seja realizada, os módulos podem sempre ser distribuídos

---

noutras zonas, mas a vegetação terá sempre de ser desvastada para evitar sombreamentos.

Na zona a amarelo existe um espaço de circulação com dois propósitos:

- Permitir a circulação das pessoas e facilitar a manutenção dos módulos
- Fugir ao sombreamento proveniente das árvores a Este.

Foi deixado também um espaço na zona a castanho para servir como via de circulação de fácil acesso e manutenção do sistema.

Por fim, como é possível ver na Tabela 11, o valor da produção anual é diferente do valor dado pelo *PVSyst*, passando de 1818 para 1762 MWh/ano. O motivo é que no *PVSyst* todos os resultados obtidos são puramente analíticos e teóricos, enquanto no *Helioscope* junta-se a produção de energia teórica com os valores das perdas.

Os dados retirados do *Helioscope*, juntamente com as respetivas imagens de implementação para cada caso analisado estão em apêndice.

## 4.4 - Dimensionamento do quadro de proteção

Para finalizar o processo de dimensionamento é necessário caracterizar as ligações elétricas em CA, criando um quadro parcial solar fotovoltaico que irá proteger os inversores a montante e o quadro geral a jusante. Juntamente com as dimensões do QPSF é necessário considerar a ligação entre o mesmo e o quadro geral do PT.

### 4.4.1 - Dimensionamento da cablagem

A cablagem necessária para a intensidade de corrente máxima produzida pelo inversor tem de suportar uma intensidade de corrente superior ao débito máximo do inversor. Esse cálculo já foi realizado no sub-capítulo 4.3.2, nas equações 4.8 a 4.10, e o valor foi de 158,77 A, por cada inversor. Como referido nesse sub-capítulo, o cabo que preenche esses requisitos é o XV 1x95 0,6/1kV, que permite correntes até 285 A ao ar a 40°C e 335 A a 25°C, se for enterrado.

### 4.4.2 - Dimensionamento de equipamento de proteção

Seguindo essa linha de montante (produção de energia) para jusante (quadro geral de consumo) o próximo dimensionamento

necessário são os equipamentos de proteção como o disjuntor, que tem a função de proteger as instalações elétricas, realizando um corte de energia automaticamente em caso de curtos-circuitos e sobrecargas. A proteção diferencial tem como função desligar um circuito elétrico sempre que é detetada uma corrente de fuga de eletricidade anômala, ou seja, superior ao valor nominal.

Ambos os equipamentos de proteção são dimensionados entre a intensidade de corrente máxima do inversor e a intensidade de corrente máxima do cabo, servindo como proteção do cabo e dos equipamentos, apesar destes terem funções bem distintas.

Para determinar o diferencial será necessário arranjar um com a intensidade máxima permitida entre 158,77 e 285,00 A. O cabo já se encontra com o fator de correção de temperatura aplicado, ou seja o local onde vai ser instalado como tem uma temperatura aproximada de 37°C, que está de acordo com a indicada pelo fabricante, não necessita de ter o mesmo ao valor de intensidade. A gama compreendida entre esses valores será um interruptor diferencial de 250 A.

Após determinar a intensidade máxima do diferencial, será necessário escolher um diferencial de classe B ou classe A, caso a marca do inversor assim o permita, até porque já tem a proteção contra cargas CC. O diferencial escolhido é da marca *Hager* e o modelo é o P250 4P 250A reg. 0,03-6ª, que encaixa em todos os pré-requisitos estabelecidos.

O interruptor diferencial escolhido é regulável a nível da sensibilidade e do tempo de resposta, o que vai permitir programar com o que está atualmente instalado na empresa, criando seletividade total, seja amperimétrica ou cromométrica, respeitando assim as RTIEBT. Serão necessários 9 interruptores diferenciais deste género, um para cada inversor.

Para a determinação do disjuntor tem de ser respeitada a corrente elétrica nominal, a curva de disparo e o poder de corte. A nível da corrente elétrica nominal, esta vai ser do mesmo valor do diferencial determinado anteriormente, ou seja, entre 158,77 A e 285 A, ou seja um disjuntor de 250 A é o mais apropriado.

Para determinar qual o poder de corte necessário para o disjuntor, é necessário saber a intensidade de corrente de curto-circuito que pode passar pelo disjuntor. O quociente da corrente nominal do gerador ( $I_n$ ) e as respetivas impedâncias ( $R$ ) presentes na instalação permitem o cálculo do poder de corte como mostra a formula 4.11.

$$I_{cc} = \frac{I_n}{R} \quad (4.11)$$

Como não foi possível obter o valor real de todas as impedâncias presentes na fábrica, o cálculo anterior não foi utilizado, optando-se por escolher um poder de corte mais elevado, por uma razão de segurança.

bem mais elevado que o necessário. Heuristicamente os instaladores assumem o valor da percentagem de impedância pelo valor do transformador, que neste caso é de 6,5%, isso acontece porque entre o transformador e um possível ponto de curto-circuito, haverá uma impedância dos condutores. Utilizando este valor, é possível chegar a um valor do poder de corte de:

$$I_{cc} = \frac{2500000}{0,065} = 38,5 \text{ kA} \quad (4.12)$$

Este cálculo é puramente empírico e, por segurança, optou-se por uma proteção de 70 kA, já que não havia muita diferença no custo para uma de 50 kA, que seria a recomendada, já que o poder de corte tem de ser sempre superior à corrente de curto-circuito. Dito isto, o disjuntor escolhido foi da marca *Hager* modelo P250 LSI 4P-4D 250A 70kA.

No QPSF é também necessário um barramento capaz de suportar toda a corrente que será debitada por cada inversor. Multiplicando a corrente máxima do inversor (158,77 A) por 9 inversores, resultaria uma corrente máxima total de 1 428,93 A. Para correntes desta dimensão não existem barramentos completos a ser comercializados, e a melhor opção é acoplar barras de cobre com capacidade elétrica nominal superior a 1 428,93 A ao QPSF. Um valor superior a esta capacidade serão barras de 1 600 A, que vão ao encontro do próximo passo do disjuntor e relé diferencial ligados ao quadro do PT.

#### 4.4.3 - Dimensionamento de cablagem e equipamento de proteção entre o QPSF e o QGBT

Após estarem as ligações feitas no QPSF é necessário fazer a passagem de cabos para o quadro geral do PT, e os passos a realizar são idênticos aos descritos nos sub-capítulos 4.4.1 e 4.4.2, apenas alterando a dimensão.

No dimensionamento da cablagem, e aplicando os cálculos referidos, vai ser necessário um cabo capaz de suportar os 1 428,93 A que vão ser produzidos pelos inversores, ao mesmo tempo tem de ter uma capacidade superior a 1 600 A do disjuntor que vai ser instalado no QGBT, que está de acordo ao barramento já instalado no QPSF.

Para esta solução, e não sendo possível trabalhar com cabos com uma corrente tão elevada, a solução foi uma ligação de 4 cabos de 1x240 para cada fase de ligação, prefazendo um valor de corrente superior ao estabelecido pelo disjuntor. Para fazer esta ligação é necessário recorrer às barras de cobre, desta vez horizontais, para ser possível criar uma ligação separada dos 4 cabos a uma única fase, criando um pequeno barramento para cada uma das fases.

Após fazer esta ligação, o cabo é transportado até ao PT por via subterrânea onde vai injetar no QGBT, mas antes disso é necessário escolher o disjuntor e o diferencial a ser aplicado. Para instalações desta dimensão a prática será a instalação de um toro de proteção nos cabos, onde o mesmo estará ligado a um relé diferencial totalmente regulável, mantendo todos os pressupostos referidos no sub-capítulo 4.4.2.

O disjuntor necessário deve ter uma intensidade de corrente elétrica superior aos 1 428,93 A, optou-se por um de 1 600 A. Cumprindo todos os pressupostos estabelecidos anteriormente, o poder de corte vai ser o mesmo dos disjuntores de proteção dos inversores (70 kA) mas com uma corrente nominal superior.

Para finalizar, será necessário ligar o bloco relé-disjuntor ao barramento do QGBT, alimentando assim a instalação com energia verde de fonte solar fotovoltaica.

#### 4.4.4 - Proteção homopolar e deslastre das cargas

A função de deslastre das cargas está à responsabilidade do inversor, onde o mesmo vai limitar o excedente que é enviado para a rede. Através do sistema de monitorização e contagem, vai ser possível ligar uns TI em cada cabo do QGBT e estes vão dar a informação ao inversor sobre se alguma energia está a ir para a rede naquele preciso momento. Se esse for o caso, o inversor ou alguns inversores irão se desligar, evitando assim a descarga de energia para a rede. Como se viu no capítulo 4.2, o excedente que é enviado para a rede vai ser quase zero, por isso não será grande preocupação nem terá grandes repercussões, estando só como medida legal (Decreto-Lei nº 15/2022, de 14 de janeiro).

Ainda respeitando o Decreto-lei, para instalações com potência superior a 250 kW será necessário a instalação de uma proteção homopolar que irá proteger a RESP de qualquer problema que seja proveniente de uma injeção de energia incorreta na rede, seja ela proveniente de um defeito na instalação fotovoltaica ou da rede elétrica interna.

A instalação deste sistema de produção de energia elétrica fotovoltaica é normalmente contratado a empresas certificadas pelo regulador da distribuição elétrica em Portugal.



## CAPÍTULO 5

### 5 - Rentabilidade económica

O novo dimensionamento do sistema fotovoltaico permite alterar os atuais 18% de auto-sustentabilidade em 51,91%, mas convém analisar a rentabilidade económica.

Com esta análise procura(m)-se:

- Analisar os custos dos materiais e serviços
- Analisar a redução financeira da empresa pelo investimento inicial
- Conhecer os indicadores financeiros como o fluxo, o valor atual líquido e a taxa interna de retorno
- Estabelecer o retorno do investimento e estudar a sua viabilidade

#### 5.1 - Investimento

Para obter o custo total do investimento foi necessário fazer um levantamento dos preços praticados no mercado retalhista, tendo sido contactadas diversas empresas com o intuito de obter o PVP, já que as mesmas não forneciam os seus preços mais competitivos, guardando-os a empresas e a parceiros instaladores. Este facto, permitirá que o valor final seja menor do que o apresentado neste capítulo.

Certos valores apresentados em seguida são relativos a serviços e a mão de obra, não são consumíveis e estão representados como uma simples unidade, apresentando o seu valor total por serviço. Na mão de obra, após alguns contactos a empresas instaladoras, apurou-se que os preços praticados pelos mesmos são relativos à potência total instalada, onde o valor que o instalador vai receber vai ser proporcional ao “tamanho” da obra, praticando preços mais altos por unidade de potência para obras pequenas e preços mais baixos para obras de maior potência. O preço obtido foi uma média dos valores que foram fornecidos por três empresas diferentes para uma obra desta dimensão.

Os preços obtidos foram distribuídos numa tabela resumo com as respectivas designações do tipo de material ou serviço, a quantidade de material utilizada, o custo por unidade, o peso no orçamento e o seu preço por unidade de potência de pico como representado na Tabela 13. Em

anexo encontra-se o material específico utilizado em cada categoria e o seu respetivo preço.

Tabela 13 - Custos dos materiais utilizados

Designação	Unidades	€/unidade	Total (€)	"peso" %	€/Wp
Módulos (por Wp)	1 148 850 Wp	0,29 €/Wp	333 166,50	49,26	0,29
Inversores (por unidade)	9	5 809,00 €	52 281,00	7,73	0,05
Estruturas (por módulo)	2 070	48,36 €	100 105,20	14,80	0,09
Cabo DC	26 245 m	0,97 €/m	25 457,65	3,76	0,02
Cabo AC	435 m	90,40 €/m	21 124,50	3,12	0,02
Cabo terra	10 350 m	0,95 €/m	9 832,50	1,45	0,01
Contador + Homopolar	1	10 354,74 €	10 354,74	1,53	0,01
Quadro proteção completo	1	36 242,19 €	36 242,19	5,36	0,03
Terminais terra	2 070	0,18 €	372,60	0,06	0,00
Acessórios de montagem	1	1 974,70 €	1 974,70	0,29	0,00
Terraplanagem, desvegetação e estacamento	1	5 000,00 €	5 000,00	0,74	0,00
Mão de obra (por Wp)	1 148 850 Wp	0,07 €/Wp	80 419,50	11,89	0,07
<b>Total</b>			<b>676 331,08 €</b>	<b>100</b>	<b>0,59</b>

O valor total de investimento é cerca 676 331,08€, pois variar conforme o instalador e a flutuação de preços (desvio previsto de  $\pm 10\%$  nos próximos 6 meses).

## 5.2 - Poupança expectável

A análise da poupança expectável está relacionada com a percentagem de autossuficiência, assim como com o valor de todos os indicadores financeiros, incluindo o retorno do capital investido.

O valor das tarifas de compra/venda que estão em vigor no contrato energético da instalação permitem realizar a conversão da energia produzida em valor poupado. Sendo a tarifa contratada uma variável, foi necessário realizar uma média aritmética ao longo do ano. Estas tarifas energéticas associadas à instalação são:

Tabela 14 - Tarifas energéticas

Ponta	Cheias	Vazio	Super Vazio	PHP
0,1065 €/kWh	0,0890 €/kWh	0,0687 €/kWh	0,0610 €/kWh	0,2284 €/kW.dia

Utilizando os valores de produção fotovoltaica obtidos na Tabela 7 é possível criar uma tabela multiplicando esses mesmos valores pelos valores das tarifas de energia pagas atualmente pela empresa, como representa a Equação 5.1

$$\text{Valor poupado (€)} = \text{Energia ativa (kWh)} \times \text{Tarifa} \left( \frac{\text{€}}{\text{kWh}} \right) \quad (5.1)$$

Com base na Equação 5.1 é possível construir uma tabela com os dados totais mensais de poupança de autoconsumo expéctaveis. Porém, a tabela não apresenta a poupança total sem inserir os valores de potência de hora de ponta, que vão ser reduzidos. Para esse efeito foi criada outra tabela, onde vai ser possível descobrir quanto é que a instalação vai reduzir à potência de hora de ponta. Atualmente esse valor é pago com uma tarifa diferente da normal, associada à de horas de ponta, e o seu valor é demasiado significativo para ser ignorado. Os dados da Tabela 15 utilizam a definição original e comparam os valores de PHP produzidos pela UPAC em horas de ponta e os consumos atuais. Para determinar o valor de PHP associado à UPAC é possível utilizar a seguinte fórmula:

$$\text{PHP (kW)} = \frac{\text{Energia ativa em horas de ponta (kWh)}}{\text{Número de horas de ponta} \left( \frac{h}{\text{mês}} \right)} \quad (5.2)$$

Já tendo acesso ao valor de PHP consumido pela instalação, facilmente modificamos a Equação 6.2 e descobrimos o número de horas de ponta/mês que foram cobrados durante o ano. Esse número de horas vai ser o mesmo que vamos aplicar para descobrir o novo valor de PHP.

Para determinar o custo atual de PHP, utilizamos a base dada pela Equação 6.1 alterando apenas o valor de energia ativa por PHP e atualizando as unidades.

Tabela 15 - Custo de PHP

Mês	Dias	Horas ponta/dia	Horas ponta/mês	PHP atual kW	Custo PHP atual	Nova PHP kW	Novo custo PHP
Janeiro	31	3,6	110	644,89	4 566,09 €	471,23	3 336,51 €
Fevereiro	29	3,8	110	464,18	3 074,55 €	242,75	1 607,87 €
Março	31	3,5	110	717,86	5 082,74 €	488,48	3 458,64 €
Abril	30	2,2	66	395,36	2 709,03 €	0,00	0,00 €
Mai	31	2,1	66	293,27	2 076,49 €	0,00	0,00 €
Junho	30	2,2	66	314,30	2 153,60 €	0,00	0,00 €
Julho	31	2,1	66	462,00	3 271,14 €	0,00	0,00 €
Agosto	31	2,1	66	409,70	2 900,82 €	0,00	0,00 €
Setembro	30	2,2	66	454,97	3 117,45 €	0,00	0,00 €
Outubro	31	3,6	110	423,16	2 996,17 €	194,70	1 378,57 €
Novembro	30	3,7	110	568,42	3 894,80 €	372,61	2 553,11 €
Dezembro	31	3,6	110	523,53	3 706,78 €	370,37	2 622,36 €
<b>Total</b>	<b>366</b>			<b>5671,65</b>	<b>39 549,67 €</b>	<b>2140,14</b>	<b>14 957,06 €</b>

Para descobrir o valor de redução de PHP que vai ser sentido na instalação é necessário usar a Equação:

$$\text{Redução PHP (€)} = \text{PHP atual (€)} - \text{Novo custo PHP (€)} \quad (5.3)$$

Apesar de os valores de produção energética representados na Tabela 8 apresentarem um valor energético de excedente, para efeitos de poupança expectável a mesma não vai ser contabilizada devido à limitação burocrática que uma instalação desta dimensão tem, onde é necessário realizar o deslastre das cargas o que impede que a energia seja injetada, ou seja, essa energia excedente vai ser dissipada logo não vai ser possível obter o remuneração sobre a mesma.

Depois de obter todos os dados necessários, os mesmo foram representados na Tabela 16 onde os valores de autoconsumo provêm do resultado da aplicação da Equação 6.1, utilizando os valores de produção de energia ativa da UPAC para descobrir quanto vai ser a poupança expectável total.

Tabela 16 - Poupança expectável

	<b>Ponta</b>	<b>Cheias</b>	<b>Vazio</b>	<b>Super Vazio</b>	<b>Redução de PHP</b>	<b>TOTAL</b>
	Autoconsumo	Autoconsumo	Autoconsumo	Autoconsumo		
<b>Janeiro</b>	2 033,88 €	4 888,28 €	1 829,59 €	0,00 €	1 229,57 €	9 981,32 €
<b>Fevereiro</b>	2 593,41 €	6 261,41 €	1 890,36 €	0,00 €	1 466,69 €	12 211,87 €
<b>Março</b>	2 686,48 €	7 844,74 €	2 808,53 €	0,00 €	1 624,10 €	14 963,85 €
<b>Abril</b>	2 778,28 €	8 316,46 €	2 403,28 €	0,00 €	2 709,03 €	16 207,05 €
<b>Maió</b>	2 060,87 €	8 970,05 €	2 735,91 €	1,71 €	2 076,49 €	15 845,03 €
<b>Junho</b>	2 208,66 €	9 468,71 €	2 457,20 €	11,40 €	2 153,60 €	16 299,57 €
<b>Julho</b>	3 246,54 €	9 480,37 €	3 455,11 €	1,06 €	3 271,14 €	19 454,22 €
<b>Agosto</b>	2 879,00 €	9 707,51 €	2 522,63 €	0,00 €	2 900,82 €	18 009,96 €
<b>Setembro</b>	3 197,14 €	8 610,95 €	2 350,07 €	0,00 €	3 117,45 €	17 275,61 €
<b>Outubro</b>	2 675,72 €	6 995,89 €	2 115,25 €	0,00 €	1 617,60 €	13 404,46 €
<b>Novembro</b>	2 293,31 €	5 514,26 €	1 463,47 €	0,00 €	1 341,69 €	10 612,73 €
<b>Dezembro</b>	1 793,78 €	4 654,19 €	1 356,97 €	0,00 €	1 084,43 €	8 889,37 €
<b>TOTAL</b>	<b>30 447,08 €</b>	<b>90 712,81 €</b>	<b>27 388,37 €</b>	<b>14,17 €</b>	<b>24 592,61 €</b>	<b>173 155,04 €</b>

Observando os valores obtidos na Tabela 16, descobrimos que o valor total de poupança expectável é 173 155,04 €/ano, assim é possível descobrir não só o retorno económico da instalação como a percentagem de autossuficiência financeira, diferente da autossuficiência energética. A autossuficiência económica, neste caso é a mais correta já que parte da energia está a ser dissipada devido ao deslastre das cargas.

$$\text{Autossuficiência (\%)} = \frac{\text{Poupança expectável (€)}}{\text{Consumo total (€)}} \times 100 \quad (5.4)$$

Aplicando a Equação 6.4, obtem-se o valor de autossuficiência de 53,99%, que é aproximado do valor de autossuficiência energética referido anteriormente de 51,91%. Esta diferença provém da remoção de energia injetada na rede no cálculo da autossuficiência financeira e o impacto financeiro que a diminuição substancial de PHP traz.

Os dados obtidos na Tabela 16 podem ser observados no gráfico da Figura 17, que tem uma representação visual dos benefícios financeiros da produção em autoconsumo e PHP nos diferentes meses, facilitando assim a identificação dos melhores e piores meses de produção energética.

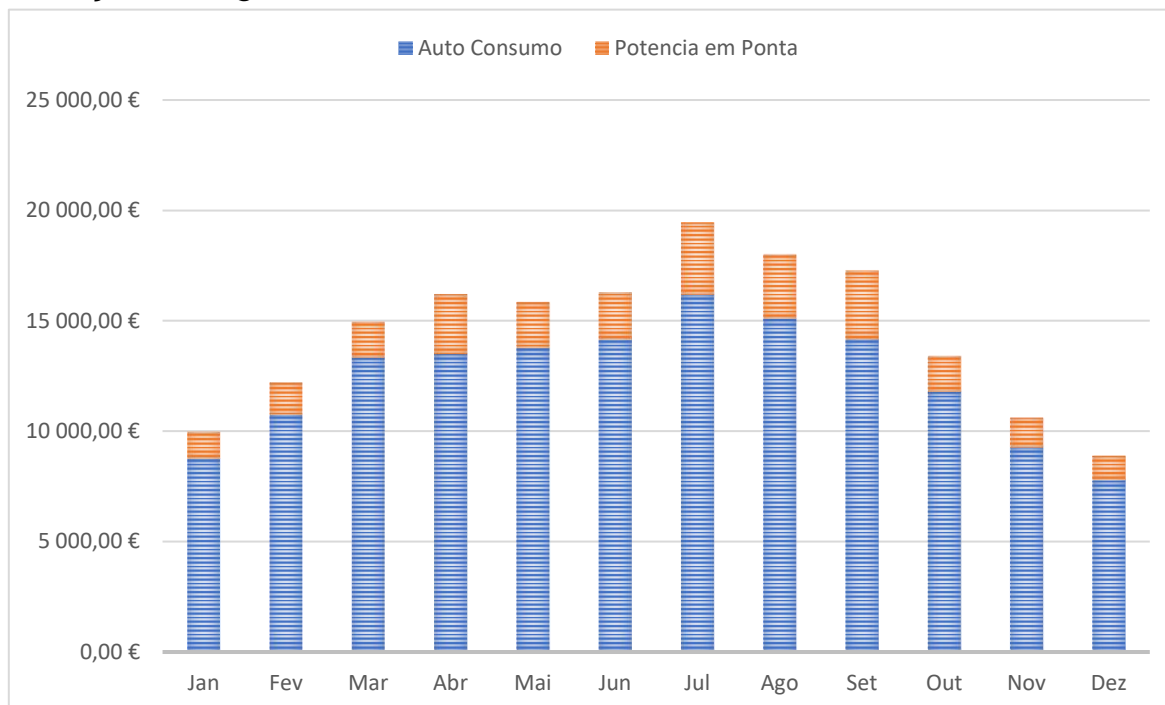


Figura 17 – Benefícios financeiros em autoconsumo e PHP

### 5.3 - Retorno do investimento

Com os dados obtidos, foi possível criar uma tabela de fluxos financeiros, com os respectivos indicadores, de maneira a obter um valor de retorno financeiro e, por fim, criar outra tabela resumo da avaliação financeira.

Para o cálculo e construção da tabela resumo foi necessário criar uma suposição relativamente ao aumento anual do termo das redes e a inflação, fazendo com que os valores calculados futuros possam ser diferentes dos valores reais. Para o cálculo assumiu-se o valor da inflação fazendo uma média do valor anual da inflação dos últimos 10 anos, chegando assim ao valor de 2,26%. No entanto, no ano de 2022 o valor da inflação para habitação, água, eletricidade, gás e outros combustíveis atingiu o valor de 12,8%, que é o maior dos últimos 20 anos. Pode-se assumir este valor como um *outlier* devido aos problemas energéticos e de combustíveis que afetaram o mundo, sendo esse o motivo pelo qual se optou pelo valor médio de inflação.

O valor do aumento das tarifas energéticas é inconstante e está afetado por fatores externos. Através da análise da variação da taxa de inflação dos últimos 5 anos excluiu-se os valores baixos afetados pelo COVID-19. O valor obtido foi de uma taxa de atualização anual de 2% relativamente ao preço de energia elétrica.

A percentagem de perda de rendimento que os módulos fotovoltaicos vão sofrer ao longo dos 30 anos (vida útil indicada pelo fornecedor) é cerca de 8,80% em 12 anos (tempo de garantia do produto). Nos restantes 18 anos o valor de perda é de 6,20%, já que o fornecedor indica que em 30 anos os módulos irão estar com um rendimento de 85%. Multiplicando estes valores pelos valores dos fluxos financeiros é possível obter valores fidedignos com esta queda de rendimento financeiro.

Estes valores foram usados para construir a Tabela 17 que contém os valores de fluxos financeiros, Taxa Interna de Retorno e Valor Actual Líquido (VAL), incluindo todas as amortizações dos equipamentos.

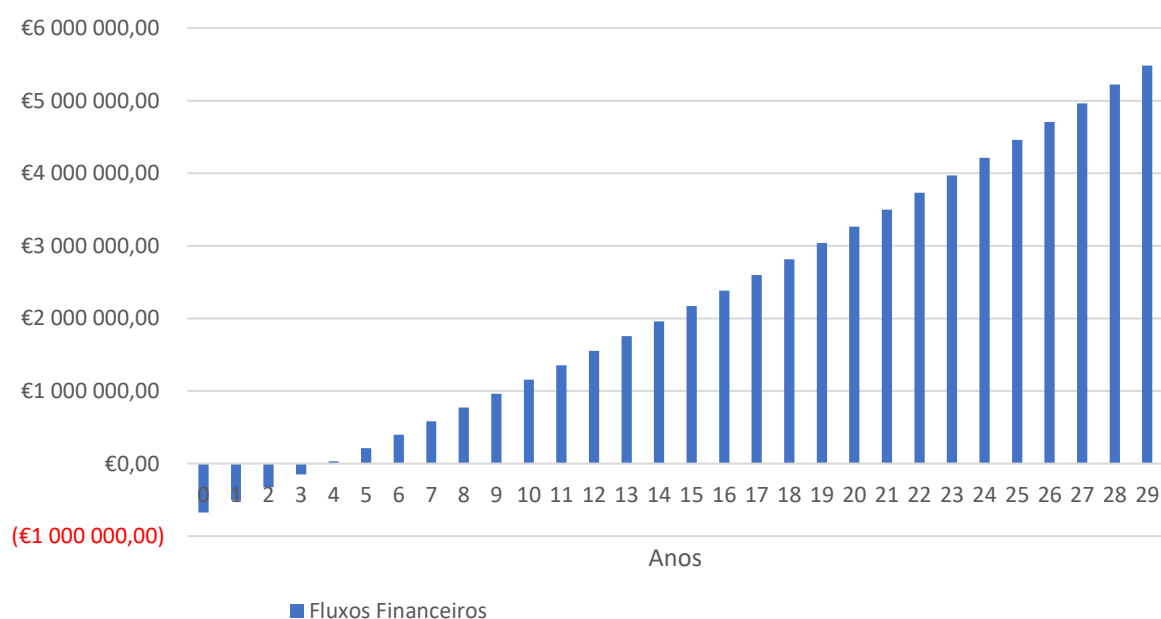
Tabela 17 - Fluxos financeiros

Perdas de Rendimento	Ano	Fluxos Financeiros		TIR	VAL
8,80%	0,73%	0	-676 331,08 €	-676 331,08 €	-676 331,08 €
	0,73%	1	173 155,04 €	-503 176,04 €	-495 797,83 €
	0,73%	2	175 348,34 €	-327 827,71 €	-331 820,32 €
	0,73%	3	177 569,41 €	-150 258,29 €	-169 435,66 €
	0,73%	4	179 818,63 €	29 560,33 €	-8 628,37 €
	0,73%	5	182 096,33 €	211 656,66 €	150 616,87 €
	0,73%	6	184 402,88 €	396 059,55 €	308 315,24 €
	0,73%	7	186 738,65 €	582 798,20 €	464 481,75 €
	0,73%	8	189 104,01 €	771 902,21 €	619 131,29 €
	0,73%	9	191 499,33 €	963 401,54 €	772 278,60 €
	0,73%	10	193 924,98 €	1 157 326,52 €	923 938,27 €
	0,73%	11	196 381,37 €	1 353 707,89 €	1 074 124,74 €
6,20%	0,34%	12	198 868,87 €	1 552 576,75 €	1 222 852,33 €
	0,34%	13	202 161,25 €	1 754 738,00 €	1 370 700,82 €
	0,34%	14	205 508,14 €	1 960 246,14 €	1 517 675,39 €
	0,34%	15	208 910,44 €	2 169 156,59 €	1 663 781,22 €
	0,34%	16	212 369,07 €	2 381 525,66 €	1 809 023,43 €
	0,34%	17	215 884,96 €	2 597 410,62 €	1 953 407,14 €
	0,34%	18	219 459,05 €	2 816 869,67 €	2 096 937,42 €
	0,34%	19	223 092,32 €	3 039 961,99 €	2 239 619,31 €
	0,34%	20	226 785,74 €	3 266 747,73 €	2 381 457,83 €
	0,34%	21	230 540,30 €	3 497 288,04 €	2 522 457,96 €

## CAPÍTULO 5 – Rentabilidade Económica

0,34%	22	234 357,03 €	3 731 645,06 €		2 662 624,66 €
0,34%	23	238 236,94 €	3 969 882,00 €		2 801 962,85 €
0,34%	24	242 181,08 €	4 212 063,08 €		2 940 477,43 €
0,34%	25	246 190,52 €	4 458 253,60 €		3 078 173,28 €
0,34%	26	250 266,34 €	4 708 519,95 €		3 215 055,22 €
0,34%	27	254 409,64 €	4 962 929,59 €		3 351 128,08 €
0,34%	28	258 621,54 €	5 221 551,12 €		3 486 396,62 €
0,34%	29	262 903,16 €	5 484 454,28 €	26,69%	3 620 865,61 €

Os valores obtidos na Tabela 17 permitiram criar o gráfico da Figura 18 e saber o tempo de retorno de investimento. Utilizando a função Intercetar do Excel, foi possível fazer uma interseção dos anos com os ganhos anuais dos fluxos financeiros, obtendo assim um valor do retorno, não sendo possível utilizar a fórmula de retorno simples já que tem de ser incluído as amortizações dos equipamentos e taxas anuais.



*Figura 18 - Fluxos financeiros*

O tempo de retorno do investimento é de 4,19 anos, ou seja, o valor total de investimento vai ser recuperado em 4 anos, 2 meses e 9 dias.

Com estes fluxos financeiros foi possível obter também os indicadores do VAL e do TIR. O VAL foi calculado utilizando uma taxa de inflação de 2,26%, obtendo um valor positivo de 3 620 865,61€ ao fim de 30 anos. O TIR foi também calculado através da coluna dos ganhos

previstos dos fluxos financeiros, obtendo assim uma taxa de rentabilidade de 26,69%.

Com todos os dados financeiros foi possível construir uma tabela resumo que aponta os valores mais importantes para o estudo da viabilidade desta instalação, como representado na Tabela 18.

Tabela 18 - Tabela resumo da instalação

<b><u>Condições Técnicas</u></b>	
Potência Instalada	1148,85 kWp
Potência de Ligação	990 kW
Energia Produzida (anual)	1 761 870 kWh
<b><u>Resultados Económicos</u></b>	
Investimento	676 331,08 €
Poupança Anual Estimada (ano 1)	173 155,04 €
VAL (30 Anos)	3 620 865,61 €
TIR (30 Anos)	26,69%
Tempo de Retorno Simples do Capital	4,19
Taxa de Atualização do Preço da Energia Elétrica	2,00%
Taxa de Atualização de Capital	2,26%
Custo da energia produzida pela UPAC	0,0135 €/kWh

Nesta tabela está incluído o cálculo do custo da energia produzida pela UPAC que é descoberto através da Equação 6.5.

$$Custo\ de\ energia\ \left(\frac{\text{€}}{kWh}\right) = \frac{Investimento\ (\text{€})}{Energia\ total\ produzida\ (kWh)} \quad (5.5)$$

Para descobrir o valor de energia total produzida, volta-se à Tabela 7 para saber o valor total de energia produzida em cada hora. A esse valor anual retira-se o valor das perdas de rendimento e a produção energética obtida é de 50 190 736,13 kWh em 30 anos.

Com isto, é possível chegar a um valor de custo da energia produzida pela UPAC, completando assim a demonstração dos cálculos utilizados para obter os dados na tabela resumo.



## CAPÍTULO 6

### 6 - Conclusões e trabalhos futuros

#### 6.1 - Conclusões

O dimensionamento do aumento da UPAC recorreu a uma ferramenta informática, o *PVSyst*, que permitiu obter os valores de radiação solar horizontais e difusos que incidem no terreno, assim como as temperaturas médias mensais e as indicações da orientação (azimute) e inclinação e ótima para os módulos fotovoltaicos.

A seleção para os módulos fotovoltaicos foi o Trina Solar TSM-DE19 555 Wp Vertex e manteve-se a escolha da marca nos existentes inversores, ou seja SMA Sunny Tripower STP-110-60-Core2. Escolheram-se ainda 12 *strings* distintas com 20 módulos por *string*.

Após a otimização desta configuração no *PVSyst* de forma a obter as menores percentagens de perdas por sobrecarga. A configuração final foi 23 módulos por *string* num total de 10 *strings* por inversor com um valor de produção anual de energia fotovoltaica de 1 818 MWh. Esta configuração obriga a conter 2070 módulos fotovoltaicos, o que prefaz uma potência instalada de 1 148,85 kWp com 9 inversores e uma potência de ligação de 990 kW. Este upgrade da UPAC permitirá à empresa 51,91% de autossuficiência.

O desenho da implementação dos módulos foi realizado com auxílio da ferramenta *Helioscope*. Foi também realizada uma comparação entre configurações de implementação dos inversores no terreno, simulou-se a possibilidade de ser juntamente com os módulos ou numa cabine própria (próxima da fábrica) para saber qual seria a mais apropriada, já que a distância ao ponto de alimentação é elevada. Concluiu-se que ambos os sistemas têm um rácio de performance parecido e com idênticas perdas, mas com diferentes custos (os inversores no terreno têm um custo 271% mais elevado).

O *Helioscope* também forneceu os dados das perdas que estarão associadas ao sistema, diminuindo a produção anual prevista no *PVSyst* de 1 818 MWh/ano para os mais realistas 1 762 MWh/ano.

O dimensionamento do QPSF e a sua respetiva ligação ao QGBT, optou-se por situar o QPSF numa cabine perto do QGBT para evitar perdas de tensão e diminuir o custo associado a cablagem e material de proteção.

Será necessário um deslastre das cargas providenciado pelo inversor em alturas de maior produção, para impedir que excedentes de energia sejam dados à rede, assim como a instalação de uma proteção homopolar por parte de um instalador certificado.

Após o contacto com diferentes empresas fornecedoras e instaladoras foi possível chegar a um valor de investimento inicial de 676 331,08€, juntando aquisição de equipamentos e respetiva mão de obra de instalação. O valor de poupança será de 173 155,04€ no final do primeiro ano, que irá reduzir nos anos seguintes devido à perda de rendimento dos módulos fotovoltaicos. O valor do VAL em 30 anos é de 3 620 865,61€ com um TIR de 26,69% e um período de retorno do investimento de 4,19 anos, tornando o aumento da instalação UPAC da *Lidergraf, SA* não só possível como um ótimo investimento.

## 6.2 - Trabalhos futuros

Este trabalho serve como guia para a *Lidergraf* realizar o aumento da sua UPAC, tendo consciência de todos os parâmetros associados desde potências de ligação, potências instaladas, inclinação dos módulos, retorno do investimento, etc. O objetivo era comprovar que o aumento era viável.

Em caso de aplicação existem alguns parâmetros cujo o valor pode ter de ser alterado, como por exemplo o valor do comprimento dos cabos, o poder de corte do quadro, o local de instalação desse quadro e problemas com a terraplanagem e abertura de valas no terreno. Os custos associados a estas alterações não são possíveis de prever, mas não terão grande efeito na rentabilidade económica.

Os preços utilizados neste trabalho têm valores PVP (como se fosse a própria empresa a financiar todo o equipamento e mão de obra) e o mais acertado seria arranjar um parceiro que tivesse capacidade para instalar tal como está. O orçamento obtido pode servir como guia para esse instalador ou, então, como fator de comparação e eliminação na escolha da melhor proposta.



---

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Alkhazraji, A., Salih, M. A., Abbood, A. A., Salih, M. A., & Mohammed, A. Y. (2018). Modeling and simulation of 1mw grid connected photovoltaic system in Karbala city Renewable energy View project power system control View project INTERNATIONAL JOURNAL OF ENERGY AND ENVIRONMENT Modeling and simulation of 1mw grid connected photovoltaic system in Karbala city. Em *Journal homepage*: [www.IJEE.IEEFoundation.org](http://www.IJEE.IEEFoundation.org) ISSN (Vol. 9, Número 2). Online. <https://www.researchgate.net/publication/327680873>
- Allouhi, A., Saadani, R., Kousksou, T., Saidur, R., Jamil, A., & Rahmoune, M. (2016). Grid-connected PV systems installed on institutional buildings: Technology comparison, energy analysis and economic performance. *Energy and Buildings*, 130, 188–201. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2016.08.054>
- Aslam, A., Ahmed, N., Qureshi, S. A., Assadi, M., & Ahmed, N. (2022). Advances in Solar PV Systems; A Comprehensive Review of PV Performance, Influencing Factors, and Mitigation Techniques. Em *Energies* (Vol. 15, Número 20). MDPI. <https://doi.org/10.3390/en15207595>
- Aste, N., del Pero, C., & Leonforte, F. (2014). PV technologies performance comparison in temperate climates. *Solar Energy*, 109, 1–10. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.solener.2014.08.015>
- Cramer, G., Ibrahim, M., & Kleinkauf, W. (2004). PV system technologies: State-of-the-art and trends in decentralised electrification. *Refocus*, 5(1), 38–42. [https://doi.org/https://doi.org/10.1016/S1471-0846\(04\)00076-9](https://doi.org/https://doi.org/10.1016/S1471-0846(04)00076-9)
- Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro. <https://diariodarepublica.pt/dr/detalhe/decreto-lei/15-2022-177634016>
- Gomes, C. R. Q. da C. (2020). *Otimização do ângulo de inclinação de painéis fotovoltaicos sujeitos a restrições arquitetónicas* [Tese]. Instituto Politécnico de Setúbal.
- Hossain, M. Z., Rahim, N. A., & Selvaraj, J. a/l. (2018). Recent progress and development on power DC-DC converter topology, control, design and applications: A review. Em *Renewable and Sustainable Energy Reviews* (Vol. 81, pp. 205–230). Elsevier Ltd. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.07.017>
- Ibrahim, H., Ilinca, A., & Perron, J. (2008). Energy storage systems-Characteristics and comparisons. Em *Renewable and Sustainable Energy Reviews* (Vol. 12, Número 5, pp. 1221–1250). <https://doi.org/10.1016/j.rser.2007.01.023>
- Kumar, V., Patil, N., & Zope, B. (2017). Solar Panel Selection for 5KW System. *International Journal of Engineering and Advanced Technology (IJEAT)*, 6(4).
- Kumavat, P. P., Sonar, P., & Dalal, D. S. (2017). An overview on basics of organic and dye sensitized solar cells, their mechanism and recent improvements. Em *Renewable and Sustainable Energy Reviews* (Vol. 78, pp. 1262–1287). Elsevier Ltd. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.05.011>
- Lidergraf, Artes Gráficas S.A. <https://www.lidergraf.eu/pt/home-pt/>.
- Lima, A. A., Menezes, N. P., Santos, S., Amorim, B., Thomazi, F., Zanella, F., Heilmann, A., Burkarter, E., & Dartora, C. A. (2020). An overview of photovoltaic energy conversion

- principles. *Revista Brasileira de Ensino de Física*, 42. <https://doi.org/10.1590/1806-9126-RBEF-2019-0191>
- Mallwitz, R., & Engel, B. (2010). Solar power inverters. *2010 6th International Conference on Integrated Power Electronics Systems*, 1–7.
- Nfaoui, M., & El-Hami, K. (2018). Extracting the maximum energy from solar panels. *Energy Reports*, 4, 536–545. <https://doi.org/10.1016/j.egy.2018.05.002>
- Portela, J., Baptista, M., Miguel, D., Da, C., & Ferreira Brito, C. (2016). *Distribuição Angular da Radiação Solar: Aplicação do Modelo de Perez*.
- Sahu, A., Yadav, N., & Sudhakar, K. (2016). Floating photovoltaic power plant: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 66, 815–824. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.08.051>
- Srivastava, R., Tiwari, A. N., & Giri, V. K. (2020). An overview on performance of PV plants commissioned at different places in the world. *Energy for Sustainable Development*, 54, 51–59. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.esd.2019.10.004>
- Tian, J., Xiong, R., & Shen, W. (2019). A review on state of health estimation for lithium ion batteries in photovoltaic systems. Em *eTransportation* (Vol. 2). Elsevier B.V. <https://doi.org/10.1016/j.etrans.2019.100028>
- Vignola, F., Mavromatakis, F., & Krumsick, J. (2008). *Performance of PV inverters* (Vol. 1).
- Yuan, J., Blaabjerg, F., Yang, Y., Sangwongwanich, A., & Shen, Y. (2019). An Overview of Photovoltaic Microinverters: Topology, Efficiency, and Reliability. *2019 IEEE 13th International Conference on Compatibility, Power Electronics and Power Engineering (CPE-POWERENG)*, 1–6. <https://doi.org/10.1109/CPE.2019.8862334>
- Zeman, M. (2012). Photovoltaic systems. *Delft University of Technology*.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

---

# ANEXOS

# SUNNY TRIPOWER CORE2

## STP 110-60



STP 110-60



**SMA ShadeFix**  
STRING LEVEL OPTIMIZATION

Premium monitoring service **SMA**  
**SMART CONNECTED**



### More flexibility

- For large rooftop and ground-mounted systems up to the MW range
- 12 MPP trackers
- 24 strings with 1100 VDC Sunclix connector

### More power

- 110 kW for standard 400 VAC
- Fast commissioning without additional DC combiners
- Peak efficiency of 98.6%

### More yield

- Premium monitoring service for reliable system performance
- Maximum yields thanks to the integrated software solution SMA ShadeFix

### More system integration

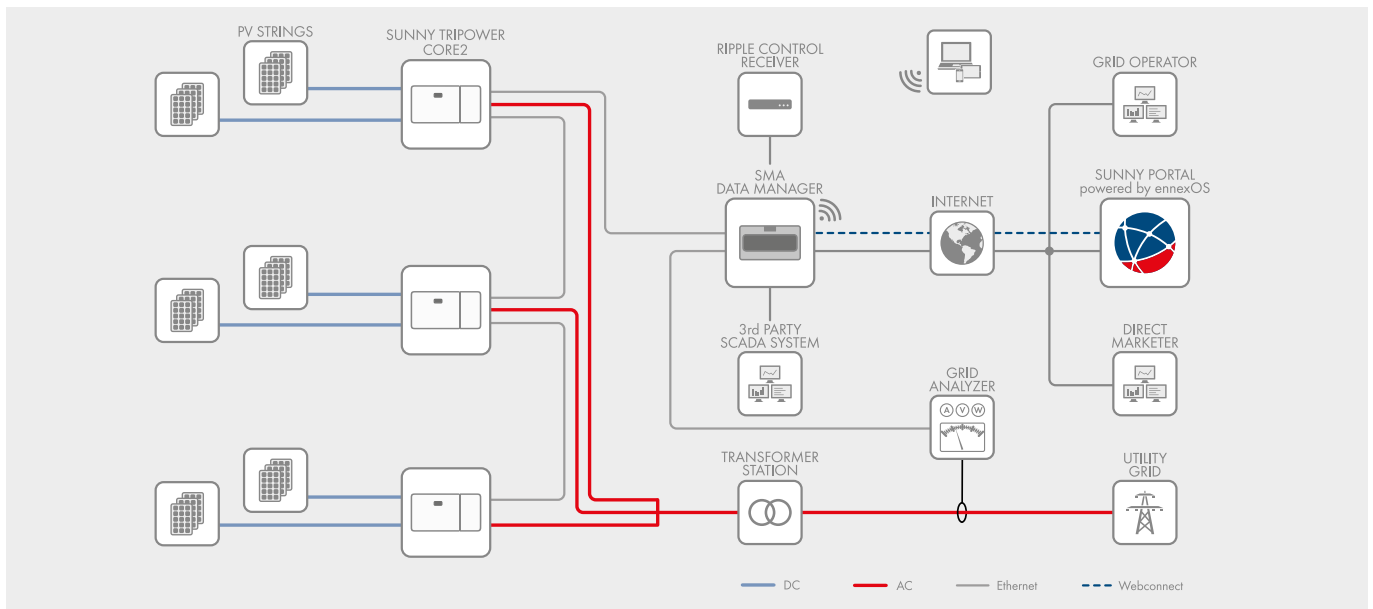
- Flexible and future-proof expansion in the SMA Energy System Business
- Holistic energy management with ennexOS
- High IT security

## SUNNY TRIPOWER CORE2

Flexible system design and highest yields thanks to integrated features

Flexible system design for larger commercial PV systems: The Sunny Tripower CORE2 is the ideal inverter for decentralized system structures up to the megawatt range. With 110 kilowatts, 24 strings and 12 MPP trackers, the Sunny Tripower CORE2 allows for a particularly high solar coverage in ground-mounted PV systems as well as at different roof pitches during the day. The integrated SMA ShadeFix software solution automatically optimizes system performance anytime, even with partially shaded modules. The automatic monitoring service SMA Smart Connected also ensures maximum PV system yields by detecting failures as fast as possible.

With the Sunny Tripower CORE2 as a central component of the SMA Energy System Business, installers and PV system operators will benefit from the high-quality components from a single source and future-proof options to expand their systems by SMA storage solutions.



Technical data	Sunny Tripower CORE2
<b>Input (DC)</b>	
Max. PV array power	165000 Wp STC
Max. input voltage	1100 V
MPP voltage range	500 V to 800 V
Rated input voltage	585 V
Min. input voltage / Start input voltage	200 V / 250 V
Max. input current per MPP tracker / Max. short-circuit current per MPP tracker	26 A / 40 A
Number of independent MPP trackers / Strings per MPP tracker	12 / 2
<b>Output (AC)</b>	
Rated power at nominal voltage	110000 W
Max. apparent AC power	110000 VA
Nominal AC voltage	400 V
AC voltage range	320 V to 460 V
AC grid frequency / range	50 Hz / 45 Hz to 55 Hz 60 Hz / 55 Hz to 65 Hz
Rated grid frequency	50 Hz
Max. output current	159 A
Power factor at rated power / displacement power factor adjustable	1 / 0.8 overexcited to 0.8 underexcited
Harmonic (THD)	< 3%
Feed-in phases / AC connection	3 / 3-PE
<b>Efficiency</b>	
Max. efficiency / European efficiency	98.6% / 98.4%
<b>Protective devices</b>	
Input-side disconnection device	●
Ground fault monitoring / grid monitoring / DC reverse polarity protection	● / ● / ●
AC short-circuit current capability / galvanically isolated	● / -
All-pole sensitive residual-current monitoring unit	●
Monitored surge arrester (type II) AC / DC	● / ●
Protection class (according to IEC 62109-1) / surge category (according to IEC 62109-1)	I / AC: III; DC: II
<b>General data</b>	
Dimensions (W / H / D)	1117 mm / 682 mm / 363 mm (44.0 in / 26.9 in / 14.3 in)
Weight	93.5 kg (206.1 lbs)
Operating temperature range	-30 °C to +60 °C (-22 °F to +140 °F)
Noise emission, typical	< 65 db(A)
Self-consumption (at night)	< 5 W
Topology / cooling concept	Transformerless / active cooling
Degree of protection (according to IEC 60529)	IP66
Max. permissible value for relative humidity (non-condensing)	100%
<b>Features / functions / accessories</b>	
DC connection / AC connection	Sunclix / terminal lug (up to 240 mm <sup>2</sup> )
LED display (Status / Fault / Communication)	●
Ethernet interface	● (2 ports)
Data interface	Web Interface / Modbus SunSpec
Mounting type	Wall mounting / rack mounting
Warranty: 5 / 10 / 15 / 20 years	● / ○ / ○ / ○
Certificates and approvals (selection)	IEC 62109-1/-2, EN50549-1/-2:2018, VDE-AR-N 4105/4110/4120:2018, IEC 62116, IEC 61727, C10/C11 LV2/MV1:2018, CEI 0-16:2019, AS/NZS 4777.2, SI 4777, TOR Generator Typ A/B
● Standard features ○ Optional features - not available Data at nominal conditions Status 03/2020	
Type designation	STP 110-60

# Vertex

MÓDULO MONOCRISTALINO MONOFACIAL

PRODUTO: TSM-DE19

FAIXA DE POTÊNCIA: 535-560W

## 560W

POTÊNCIA MÁXIMA

## 0~+5W

TOLERÂNCIA POSITIVA

## 21.4%

EFICIÊNCIA MÁXIMA



### Alto valor agregado

- Menor LCOE (Custo Nivelado de Energia), valor reduzido de CAPEX, tempo de payback reduzido.
- Menor taxa de degradação anual garantida para o primeiro ano e anual.
- Compatibilidade integrada com demais equipamentos de sistemas fotovoltaicos.
- Alto retorno de investimentos.



### Potência até 560W

- Até 21.4% de eficiência do módulo com tecnologia de interconexão de células de alta densidade.
- Tecnologia multi-busbar para melhores efeitos de captura de luz, menor resistência em série e melhor rendimento do módulo.



### Alta confiabilidade

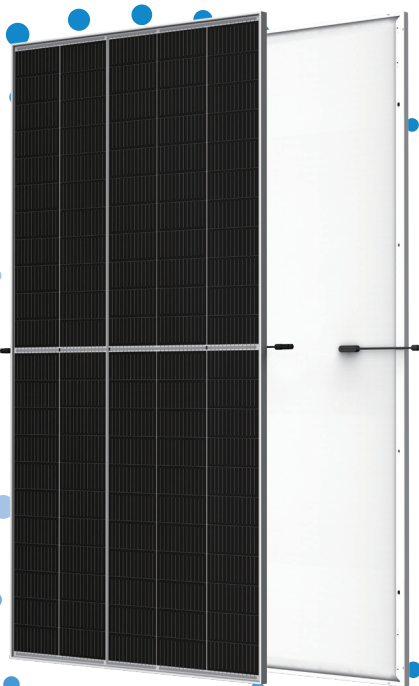
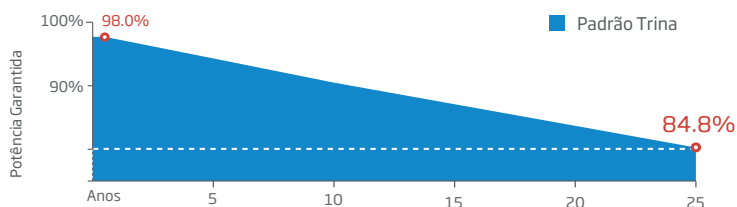
- Redução de micro-fissuras com a inovadora tecnologia de corte não-destrutivo.
- Resistência PID garantida através do controle de qualidade de processos e matéria-prima.
- Resistência a cargas mecânicas até 5400 Pa positiva e 2400 Pa negativa.



### Alto rendimento

- Excelente IAM (Modificador de Ângulo de Incidência) e ótimo desempenho em baixa irradiação, validado por certificadores internacionais.
- O design exclusivo fornece produção otimizada de energia sob condições de sombreamento.
- Baixo coeficiente de temperatura (-0,34%).

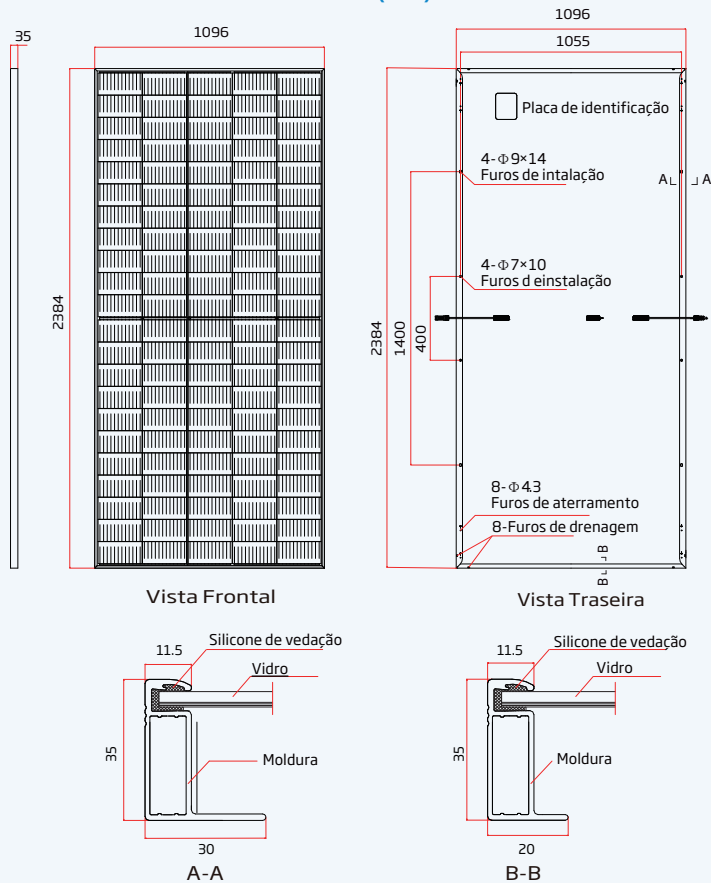
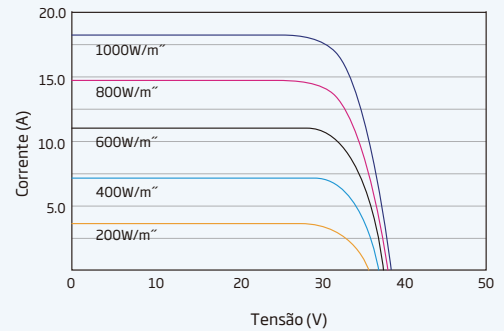
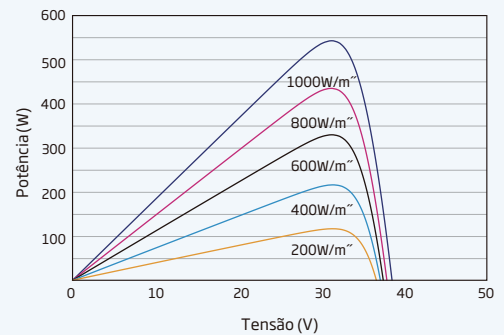
### Curva de Garantia de Performance



### Certificações Internacionais do Produto



IEC61215/IEC61730/IEC61701/IEC62716/UL61730  
 ISO 9001: Quality Management System  
 ISO 14001: Environmental Management System  
 ISO14064: Greenhouse Gases Emissions Veriyction  
 ISO45001: Occupational Health and Safety Management System

**DIMENSÕES DO MÓDULO FOTOVOLTAICO (mm)**

**CURVAS I-V DO MÓDULO (545 W)**

**CURVAS P-V DO MÓDULO (545W)**

**DADOS ELÉTRICOS (STC)**

Potência de Pico - P <sub>MAX</sub> (Wp)*	535	540	545	550	555	560
Tolerância de Potência - P <sub>MAX</sub> (W)	0 ~ +5					
Tensão Máxima - V <sub>MPP</sub> (V)	31.0	31.2	31.4	31.6	31.8	32.0
Corrente Máxima - I <sub>MPP</sub> (A)	17.28	17.33	17.37	17.40	17.45	17.49
Tensão de Circuito Aberto - V <sub>OC</sub> (V)	37.3	37.5	37.7	37.9	38.1	38.3
Corrente de Curto Circuito - I <sub>SC</sub> (A)	18.36	18.41	18.47	18.52	18.56	18.60
Eficiência do Módulo η <sub>m</sub> (%)	20.5	20.7	20.9	21.0	21.2	21.4

STC: Irradiação 1000W/m<sup>2</sup>, Temperatura de Célula 25°C, Massa de Ar AM1.5. \*Tolerância de Medida: ±3%.

**DADOS ELÉTRICOS (NOCT)**

Potência de Pico - P <sub>MAX</sub> (Wp)	405	409	413	417	420	424
Tensão Máxima - V <sub>MPP</sub> (V)	28.8	29.0	29.2	29.3	29.5	29.7
Corrente Máxima - I <sub>MPP</sub> (A)	14.06	14.10	14.15	14.19	14.23	14.26
Tensão de Circuito Aberto - V <sub>OC</sub> (V)	35.1	35.3	35.5	35.7	35.9	36.1
Corrente de Curto Circuito - I <sub>SC</sub> (A)	14.80	14.84	14.88	14.92	14.96	14.99

NOCT: Irradiação 800W/m<sup>2</sup>, Temperatura Ambiente 20°C, Velocidade do Vento 1m/s.

**DADOS MECÂNICOS**

Células	Monocristalinas
No. de Células	110 células
Dimensões do Módulo	2384×1096×35 mm (93.86×43.15×1.38 polegadas)
Peso	28.6 kg (63.1 lb)
Vidro	3.2 mm (0.13 polegadas), Alta Transmissão, Anti-Reflexo e Recobrimento Térmico
Material Encapsulante	EVA/POE
Backsheet	Branco
Moldura	35mm (1.38 polegadas) Liga de Alumínio Anodizado
Caixas de junção	IP 68
Cabos	Cabo de Tecnologia Fotovoltaica 4.0mm <sup>2</sup> (0.006 polegadas <sup>2</sup> ) Retrato: 280/280 mm (11.02/11.02 polegadas) Comprimento customizável
Conector	MC4 EV02 / TS4*

\*Verificar conector com o vendedor local

**COEFICIENTES DE TEMPERATURA**

NOCT (Temperatura Nominal de Operação de Célula)	43°C (±2°C)
Coefficiente de Temperatura P <sub>MAX</sub>	-0.34%/°C
Coefficiente de Temperatura V <sub>OC</sub>	-0.25%/°C
Coefficiente de Temperatura I <sub>SC</sub>	0.04%/°C

**LIMITES DE OPERAÇÃO**

Temperatura Operacional	-40~+85°C
Tensão Máxima do Sistema	1500V DC (IEC) 1500V DC (UL)
Capacidade Máx. do Fusível em Série	30A

**GARANTIA**

12 anos de garantia de produto  
25 anos de garantia de produção de energia  
2% de degradação no primeiro ano  
0.55% de taxa de degradação anual

(Verificar documento de garantia para maiores detalhes)

**EMBALAGEM E TRANSPORTE**

Módulos por caixa: 31 unidades  
Módulos por container de 40': 620 unidades

## Cabo Solar PV Fotovoltaico ZZ-F (AS)

### Descrição

Este tipo de cabos está desenhado, fabricado e testado de acordo com a especificação EA 0038 e as normas TÜV 2 PFG 1169/08.2007 e UTEC-32 502<sup>1</sup>. Cabos flexíveis aptos para serviços móveis e para instalação fixa. Adequados para a conexão entre painéis fotovoltaicos e dos painéis ao inversor de corrente contínua para alternada. Cabo de alta segurança (AS): não propagadores de incêndio, com baixa emissão de fumos e livres de halogéneos. Apto para instalações interiores e exteriores.

### CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS

#### Normas

Resistente à absorção de água – EN 60811-1-3  
Resistente à abrasão – EN 50305  
Resistente à rutura – EN 60811  
Resistente ao Ozono – EN 60811-2-1  
Não propagação de chama – EN 60332-1-2

Não propagação de incêndio – Categoria C segundo EN 50266-2-4/ IEC 60332-3<sup>4</sup>  
Livre de halogéneos<sup>5</sup> – Conteúdo de HCl < 0,5%pH > 4.3;  
condutividade <10μS/mm  
Densidade de fumos<sup>6</sup> – Transmitância luminosa >60%  
Baixa emissão de gases corrosivos – EN 50267-2-3

#### Condutor

Condutor flexível de fios de cobre eletrolítico recozido e estanhado, composição classe 5 segundo EN 60228/IEC 60228<sup>7</sup>

#### Temperatura de Serviço<sup>3</sup>

-40°C a +120°C

#### Isolamento

Isolamento em borracha livre de halogéneos, tipo E16 segundo a norma EN 50363-1

#### Temperatura Máxima em Curto-Circuito

250°C (máx. 5s)

#### Bainha exterior

Bainha exterior em borracha livre de halogéneos, tipo EM8 segundo a norma EN 50363-6. Cor vermelha ou preta

#### Resistente aos Raios Ultravioletas (UV)

HD 605/A1

#### Tensão Nominal

0,6/1kV (1,8kV CC)

#### Raio de Curvatura Mínimo (estático)

5x∅ exterior

#### Temperatura Ambiente<sup>2</sup>

-40°C a +90°C

<sup>1</sup>EA 0038: Cabos elétricos de utilização em circuitos de sistemas fotovoltaicos.

<sup>2</sup>Segundo EN 60811-1-4

<sup>3</sup>Segundo EN 60216-2 – 120°C durante 20.000 horas, 90°C durante 30 anos

<sup>4</sup>EN 50266/IEC 60332-3 – Métodos de ensaio comuns para cabos submetidos ao fogo

Ensaio de propagação vertical de chama em cabo colocado na posição vertical

<sup>5</sup>Segundo EN 50267-2-1/IEC 60754

<sup>6</sup>Segundo EN 61034-2/IEC 61034

<sup>7</sup>EN 60228/IEC 60228 – Condutores de cabos isolados



Imagem – Cabo Solar PV-ZZ-F (AS).

## Cabo Solar PV Fotovoltaico ZZ-F (AS)

### Intensidades de Corrente Admissível em Serviço Normal

Na tabela abaixo indicam-se as intensidades e parâmetros elétricos detalhados para cada cabo.

As intensidades máximas, em amperes, foram calculadas segundo a norma EA0038 nas seguintes condições:

- Instalação ao ar: um cabo unipolar e uma temperatura ambiente de 60°C com uma disposição que permita uma boa renovação do ar, separados ou juntos em bandeja metálica perfurada);
- Instalação adjacente a uma superfície: um cabo unipolar diretamente apoiado sobre uma superfície de baixa condutividade térmica, temperatura ambiente de 60°C;
- Em todos os casos se supõe um circuito de corrente contínua.

A queda de tensão está calculada com uma temperatura no condutor de 120°C.

**Tabela:** Intensidades e parâmetros elétricos detalhados para cada cabo do tipo solar PV fotovoltaico ZZ-F (AS).

Secção [mm <sup>2</sup> ]	Inst. Ar [A]	Inst. Superfície [A]	Queda de tensão [V/A·km]
1x2,5	41	33	23,00
1x4	55	44	14,30
1x6	70	57	9,49
1x10	98	79	5,46
1x16	132	107	3,47
1x25	176	142	2,23
1x35	218	176	1,58

### Fatores de Correção

As intensidades admissíveis deverão ser multiplicadas pelos fatores de correção adequados quando as condições de instalação são diferentes das indicadas no ponto acima. Na tabela abaixo indicam-se os fatores de correção para temperaturas do ar diferentes de 60°C.

**Tabela:** Fatores de correção para temperaturas do ar diferentes de 60°C para cada cabo do tipo solar PV fotovoltaico ZZ-F (AS).

Temperatura ar [°C]	50	55	60	65	70	75	80	85	90
Fator correção	1,08	1,04	1,00	0,96	0,91	0,87	0,82	0,76	0,71

**Tabela:** Diâmetro e peso para cada cabo do tipo solar PV fotovoltaico ZZ-F (AS).

Secção [mm <sup>2</sup> ]	Ø Exterior* [mm]	Peso* [kg/km]
1x2,5	5,6	52
1x4	6,1	68
1x6	6,7	89
1x10	7,8	136
1x16	8,8	193
1x25	10,8	294
1x35	11,9	390

\*Valores de referência

## Cabo de energia **XV 0,6/1 KV**

**Normas Construtivas:** UNE 21123-2

**NACIONAL/EUROPEIA:** EN 50265

**INTERNACIONAL:** IEC 60332.1

### CONSTRUÇÃO:

**1 - CONDUTOR:**

Cabe rígido classe 1 até 4 mm<sup>2</sup> inclusive e classe 2 a partir de 6 mm<sup>2</sup>.

**2 - ISOLAMENTO:**

Polietileno reticulado. Identificação de condutores por cores.

**3 - BAINHA:** Policloreto de vinilo.

### APLICAÇÕES E CARACTERÍSTICAS PRINCIPAIS:

Os cabos XV são cabos rígidos para utilização na distribuição de energia em Baixa Tensão em instalações fixas de interior e exterior.

Os cabos XV cumprem em toda a sua gama com a "Não Propagação da Chama" segundo a EN 50265 (correspondente à norma internacional IEC 60332.1).

Temperatura máxima do condutor em serviço permanente 90 °C.

SECÇÃO	DIÂMETRO EXTERIOR	PESO	RAIO DE CURVATURA	INTENSIDADE		QUEDA DE TENSÃO	
				AO AR 40°C	ENTERRADA 25°C	COS $\mu = 0,8$	COS $\mu = 1$
MM2	mm	kg/km	mm	A	A	V/A.km	V/A.km
1X1,5	5,6	50	25	18	32	21,542	26,723
1X2,5	5,94	60	25	26	44	13,245	16,365
1X4	6,44	80	30	35	57	8,287	10,181
1X6	7,1	100	30	46	72	5,567	6,802
1X10	7,95	145	35	64	96	3,349	4,042
1X16	8,85	200	35	86	125	2,14	2,54
1X25	10,35	300	45	120	160	1,389	1,606
1X35	11,4	395	50	145	190	1,026	1,157
1X50	12,7	520	55	180	230	0,78	0,855
1X70	14,45	720	60	230	280	0,566	0,592
1X95	16,3	975	65	285	335	0,429	0,426
1X120	18,15	1.215	75	335	380	0,357	0,338
1X150	20,4	1.495	85	385	425	0,305	0,274
1X185	22	1.845	90	450	480	0,26	0,219
1X240	24,6	2.395	100	535	550	0,217	0,167
1X300	27,35	2.995	140	615	620	0,188	0,133
1X400	30,7	3.830	155	720	705	0,164	0,104
1X500	35,3	4.890	180	825	790	0,144	0,081
1X630	39,9	6.325	200	950	885	0,129	0,063
2X1,5	8,57	115	35	25	36	21,498	26,723
2X2,5	9,33	145	40	33	52	13,204	16,365
2X4	10,27	190	45	44	67	8,25	10,181
2X6	11,75	255	50	58	86	5,533	6,802
2X10	13,35	365	55	79	115	3,32	4,042
2X16	16,3	565	65	103	150	2,115	2,54
2X25	19,3	830	80	138	190	1,368	1,606
2X35	21,4	1.085	90	170	230	1,007	1,157
2X50	24	1.420	100	200	270	0,764	0,855
2X70	27,5	1.955	140	255	325	0,552	0,592
2X95	31,2	2.610	160	310	385	0,416	0,426
2X120	35,5	3.345	180	360	440	0,345	0,338
2X150	39,8	4.130	200	415	495	0,294	0,274
2X185	43,2	5.055	220	485	555	0,25	0,219
2X240	48,4	6.510	245	565	635	0,207	0,167

## Cabo de energia **XV 0,6/1 KV**

SECÇÃO	DIÂMETRO	PESO	RAIO DE	INTENSIDADE		QUEDA DE TENSÃO	
MM2	EXTERIOR mm	kg/km	CURVATURA mm	AO AR 40°C A	ENTERRADA 25°C A	COS $\mu = 0,8$ V/A.km	COS $\mu = 1$ V/A.km
3X1,5	9,03	130	40	17	28	21,497	26,723
3G1,5	9,03	130	40	17	28	21,497	26,723
3X2,5	9,88	170	40	25	40	13,203	16,365
3G2,5	9,88	170	40	25	40	13,203	16,365
3G4	10,85	225	45	34	52	8,25	10,181
3X6	12,45	305	50	44	66	5,533	6,802
3G6	12,45	305	50	44	66	5,533	6,802
3X10	14,17	450	60	61	88	3,32	4,042
3G10	14,17	450	60	61	88	3,32	4,042
3X16	17,27	705	70	82	115	2,115	2,54
3G16	17,27	705	70	82	115	2,115	2,54
3X25	20,51	1.050	85	110	150	1,368	1,606
3G25	20,51	1.050	85	110	150	1,368	1,606
3X35	22,78	1.385	95	135	180	1,007	1,157
3X50	25,58	1.825	130	165	215	0,764	0,855
3X70	29,56	2.545	150	210	260	0,552	0,592
3X95	33,73	3.440	170	260	310	0,416	0,426
3X120	37,92	4.350	190	300	355	0,345	0,338
3X150	42,75	5.375	215	350	400	0,294	0,274
3X185	46,41	6.625	235	400	450	0,25	0,219
3X240	51,99	8.560	315	475	520	0,207	0,167
3X300	57,9	10.705	350	545	590	0,179	0,133
4X1,5	9,9	155	40	17	28	21,497	26,723
4G1,5	9,9	155	40	17	28	21,497	26,723
4X2,5	10,85	205	45	25	40	13,203	16,365
4G2,5	10,85	205	45	25	40	13,203	16,365
4G4	11,94	275	50	34	52	8,25	10,181
4X6	13,73	375	55	44	65	5,533	6,802
4G6	13,73	375	50	44	66	5,533	6,802
4X10	15,66	560	65	61	88	3,32	4,042
4G10	15,66	560	65	61	88	3,32	4,042
4X16	18,84	870	75	82	115	2,115	2,54
4G16	18,84	870	75	82	115	2,115	2,54
4X25	22,47	1.310	90	110	150	1,368	1,606
4G25	22,47	1.310	90	110	150	1,368	1,606
4X35	25,01	1.735	125	135	180	1,007	1,157
4X50	28,36	2.310	145	165	215	0,764	0,855
4X70	32,79	3.235	165	210	260	0,552	0,592
4X95	37,39	4.370	190	260	310	0,416	0,426
4X120	42,26	5.545	215	300	355	0,345	0,338
4X150	47,42	6.845	240	350	400	0,294	0,274

## Cabo de energia XV 0,6/1 KV

SECÇÃO	DIÂMETRO EXTERIOR	PESO kg/km	RAIO DE CURVATURA mm	INTENSIDADE		QUEDA DE TENSÃO	
				AO AR 40°C A	ENTERRADA 25°C A	COS $\mu=0,8$ V/A.km	COS $\mu=1$ V/A.km
5G1,5	10,71	185	45	17	28	21,498	26,723
5G2,5	11,8	245	50	25	40	13,203	16,365
5G4	13,02	340	55	34	52	8,25	10,181
5G6	15,03	465	60	44	66	5,533	6,802
5G10	17,21	690	70	61	88	3,32	4,042
5G16	20,66	1.055	85	82	115	2,115	2,54
5G25	24,74	1.615	100	110	150	1,368	1,606
5G35	27,59	2.145	140	135	180	1,007	1,157
5G50	31,53	2.880	160	165	215	0,764	0,855
5G70	36,49	4.025	185	210	260	0,552	0,592
5G95	41,78	5.475	210	260	310	0,416	0,426
5G120	47,01	6.920	235	300	355	0,345	0,338
5G150	52,98	8.535	320	350	400	0,294	0,274
3X16+10	18,3	803	220	82	115	2,115	2,54
3X25+16	21,7	1200	260	110	150	1,368	1,606
3X35+16	23,4	1348	281	135	180	1,007	1,157
3X50+25	25,9	1795	311	165	215	0,764	0,855
3X70+35	30,2	2523	362	210	260	0,552	0,592
3X95+50	34,6	3421	415	260	310	0,416	0,426
3X120+70	37,9	4375	455	300	355	0,345	0,338
3X16+2G10	19,7	927	236	82	115	2,115	2,54
3X25+2G16	23,3	1376	280	110	150	1,368	1,606
3X35+2G16	25,9	1723	311	135	180	1,007	1,157
3X50+2G25	29,7	2360	356	165	215	0,764	0,855
3X70+2G35	34,3	3262	412	210	260	0,552	0,592
3X95+2G50	39,2	4437	470	260	310	0,416	0,426





HEF991H

## Disjuntor h1600 LSI 4P-4D 1600A 70kA

### Características técnicas

#### Arquitectura

Tipo de comando	alternar
Nº de pólos	4 P
Tipo de pólos	4P4D N:0/50/100%

#### Funções

Aparelho equipado com função de protecção	Sim
Tipo de protecção	LSI
Protecção contra defeitos à terra	Não

#### Configuração

Nº de módulos	16
---------------	----

#### Principais características eléctricas

Tensão alternada estipulada de utilização	220 / 690 V
Frequência de funcionamento	50/60

#### Voltagem

Tensão estipulada de isolamento	800 V
Tensão estipulada de resistência ao choque	8 kV
Equipado com uma bobina de baixa voltagem	Não

#### Corrente eléctrica

Intensidade nominal	1600 A
Pdc limite em c.a. 690V ( EN 60947-2)	45 kA
Marca de regulação do térmico	0.4 / 0.5 / 0.63 / 0.8 / 0.9 / 0.95 / 1
Regulação da corrente térmica do neutro	0 / 0.5 / 1 In
Poder de corte num polo em IT 230V ( EN 60947-2)	60 kA
Poder de corte num polo em IT 400V ( EN 60947-2)	9 kA
Poder de corte de serviço conforme EC 947.2 50Hz	71 %
Pdc limite em c.a. 230V ( EN 60947-2)	100 kA
Pdc último em c.a. 240V ( NF EN 60947-2)	100 kA
Pdc limite em c.a. 400V ( EN 60947-2)	70 kA
Pdc último em c.a. 415V ( NF EN 60947-2)	70 kA
Pdc limite em c.a.440V ( EN 60947-2)	70 kA

#### Coefficiente de correcção de corrente

Coefficiente de correcção da corrente nominal para 2 aparelhos justapostos	1
Coefficiente de correcção da corrente nominal para 3 aparelhos justapostos	1
Coefficiente de correcção da corrente nominal para 4 e 5 aparelhos justapostos	1
Coefficiente de correcção da corrente nominal para 6 aparelhos justapostos	1

#### Potência

Potência total dissipada em IN	168.9 W
Potência dissipada por pólo	56.3 W

#### Disparador

Tipo de disparador	LSI
Interruptor horário mecânico ou digital	5 / 10 / 11 / 19 / 21 / 29 ms
Tipo de montagem de sensor	10 ms

#### Especificações Eléctricas

Temporização do disparo magnético	100 a 200 ms
-----------------------------------	--------------

#### Resistência

Nº de manobras eléctricas em ciclos	1000
Nº de manobras mecânicas	4000

#### Instalação, montagem

Montagem opcional sobre calha DIN mediante adaptador	Não
--	-----

#### Ligação

Secção de ligação em cabo flexível	3x240mm <sup>2</sup>
Secção de ligação em cabo rígido	3x240mm <sup>2</sup>
Ligação	ligação frontal
Tipo de ligação	intervalo

#### Configurações

Valor de regulação magnético	8960 / 11200 / 14000 / 17920 / 19200 / 19200 / 19200 A
Regulação do térmico	2.5 / 5 / 10
Modo de regulação magnética segundo IN ou IrTh	IrTh

#### Equipamento

Número de contactos auxiliares normalmente fechados	0
Número de contactos auxiliares comutados normalmente abertos	0
Reserva de energia (sem manutenção)	0
Comando motor opcional	Sim

#### Casos de utilização

Categoria de utilização	A
-------------------------	---

#### Padrões

**Segurança**

---

Índice de protecção IP	IP4X
------------------------	------

**Condições de utilização**

---

Temperatura de funcionamento	-25...70 °C
------------------------------	-------------

---

Altitude	2000 m
----------	--------

---

Tropicalização	Todos o climas
----------------	----------------

---

Temperatura de armazenamento / transporte	-35...70 °C
--	-------------

**Identificação**

---

meta_keyword	Disjuntor compacto;Disjuntor;Interruptor principal;Interruptor;Disjuntor;compacto;
--------------	--





FWB63N

**FW sup. IP44 a.950 l.800, 150mm, 144M**

**Características técnicas**

**Arquitectura**

Modo de fixação saliente

**Funções**

withpipeinlead Sim

hasprotectionmainswitch Não

**Configuração**

Nº de módulos 144

**Compatibilidade**

Compatível com montagem sobre perfil DIN Não

**Corrente eléctrica**

Intensidade nominal 125 A

**Dimensões**

Profundidade de montagem 161 mm

Profundidade produto instalado 165 mm

Profundidade interna 156 mm

Altura produto instalado 950 mm

Altura de montagem 950 mm

Largura produto instalado 800 mm

Largura das unidades de divisão 36

cabinetsidewallmaterialthickness 1 mm

**Tampa, porta**

Tipo de fechadura da porta Fecho escamoteável com cremóne

Número de fechaduras da porta 1

hasttransparentcoverordoor Não

**Materiais, acabamento, cores**

Cor branco

Cor RAL RAL 9010 - Branco puro

Material chapa de aço

**Instalação, montagem**

Adaptado a uso interno Não

**Ligação**

Número de entrada de cabos 12

**Equipamento**

N° de filas	14
Quantidade de secção em largura	3
Número de chaves	1
Quantidade de calhas	14
Acessoriável	Sim
cabinetflangeplatesopeningquantity	6
canbeextended	Sim
hasearthingterminalblock	Não
hasneutralterminalblock	Não
withsignalpassingdoor	Não

**Padrões**

Resistência ao fio incandescente	750 °C
Directiva Europeia WEEE	em conformidade
deviceprotectionclassiec61140	II

**Segurança**

Índice de protecção contra choques mecânicos IK	09
Índice de protecção IP	IP44
Classe de protecção	Classe II
Sem halógenos	Não
textimpactstrength	IK09

**Identificação**

meta_keyword	Distribuidor de campo;
--------------	------------------------



HBT250H

**Bloco P250 4P 250A reg. 0,03-6A**

**Características técnicas**

**Arquitectura**

Posição do neutro	Esquerda
Nº de pólos	4 P

**Principais características eléctricas**

Tensão alternada estipulada de utilização	220 / 415 V
Tipo de tensão de alimentação	AC

**Voltagem**

Tensão estipulada de isolamento	500 V
Tensão estipulada de resistência ao choque	6 kV

**Corrente eléctrica**

Sensibilidade diferencial	30 mA / 100 mA / 300 mA / 1 A / 3 A / 6 A
Intensidade nominal	250 A
Resistência às ondas de choque	3 kA

**Frequência**

etimfrequency	50 a 60 Hz
---------------	------------

**Disparador**

Protegido contra disparos intempestivos	Sim
---	-----

**Ligação**

Secção máx.de ligação dos term. a jusante, ligações a parafuso, p/cabo flexível	35 / 150 mm <sup>2</sup>
Secção de ligação dos bornes a jusante com parafusos, em cabo rígido	35 / 185 mm <sup>2</sup>
Secção de ligação dos bornes montante e juzante com parafusos, em cabo rígido	35 / 185 mm <sup>2</sup>
Secção de ligação dos bornes montante e juzante com parafusos, em cabo flexível	35 / 150 mm <sup>2</sup>

**Configurações**

Sensibilidade diferencial regulável	Sim
Tempo de disparo regulável	Sim
Temp. da protecção diferencial	0 / 60 / 150 / 300 / 500 / 1000 ms

**Padrões**

Directiva Europeia WEEE	em conformidade
-------------------------	-----------------

**Segurança**

Índice de protecção IP	IP4X
------------------------	------

**Condições de utilização**

---

Grau de poluição de acordo com a IEC  
60664 / IEC 60947-2

3

Altitude

2000 m

**Identificação**

---

meta\_keyword

Disjuntor de Caixa Moldada;MCCB;Disjuntor de Caixa  
Moldada;h3;



HCF991H

## Interruptor h1600 4P 1600A

### Características técnicas

#### Arquitectura

Tipo de comando	alternar
Posição do neutro	Esquerda
Nº de pólos	4 P
Tipo de pólos	4 P

#### Funções

Função inversor	Não
Tipo de protecção	SWITCH

#### Principais características eléctricas

Tensão alternada estipulada de utilização	220 / 690 V
Frequência de funcionamento	50/60

#### Voltagem

Tensão estipulada de isolamento	800 V
Tensão estipulada de resistência ao choque	8 kV

#### Corrente eléctrica

Intensidade nominal	1600 A
Corrente estipulada em AC21	1600 A

#### Coefficiente de correcção de corrente

Coefficiente de correcção da corrente nominal para 2 aparelhos justapostos	1
Coefficiente de correcção da corrente nominal para 3 aparelhos justapostos	1
Coefficiente de correcção da corrente nominal para 4 e 5 aparelhos justapostos	1
Coefficiente de correcção da corrente nominal para 6 aparelhos justapostos	1

#### Potência

Potência total dissipada em IN	168.9 W
Potência dissipada por pólo	56.3 W
Potência de utilização a 400V em AC1	1053 kW

#### Disparador

Tipo de montagem de sensor	10 ms
----------------------------	-------

#### Resistência

Nº de manobras eléctricas em ciclos	4500
-------------------------------------	------

**Tampa, porta**

Bloqueável por cadeado	Sim
------------------------	-----

**Materiais, acabamento, cores**

Cor do manípulo	Preto
-----------------	-------

**Ligação**

Secção de ligação em cabo flexível	3x240mm <sup>2</sup>
------------------------------------	----------------------

Secção de ligação em cabo rígido	3x240mm <sup>2</sup>
----------------------------------	----------------------

Ligação	ligação frontal
---------	-----------------

Tipo de ligação	intervalo
-----------------	-----------

**Equipamento**

Número de contactos auxiliares normalmente fechados	0
---	---

Número de contactos auxiliares comutados normalmente abertos	0
--	---

Reserva de energia (sem manutenção)	0
-------------------------------------	---

Comando motor opcional	Sim
------------------------	-----

**Casos de utilização**

Categoria de utilização	A
-------------------------	---

**Padrões**

texto	IEC 60947-3
-------	-------------

Directiva Europeia WEEE	em conformidade
-------------------------	-----------------

**Segurança**

Índice de protecção IP	IP4X
------------------------	------

**Condições de utilização**

Temperatura de funcionamento	-25...70 °C
------------------------------	-------------

Grau de poluição de acordo com a IEC 60664 / IEC 60947-2	3
--	---

Altitude	2000 m
----------	--------

Tropicalização	85% / 50°C
----------------	------------

Temperatura de armazenamento / transporte	-35...70 °C
---	-------------

**Identificação**

meta_keyword	Interruptor de desconexão; Interruptor de desconexão de carga; Interruptor principal; Interruptor;
--------------	--



HET161JR

**Disjuntor P250 LSI 4P-4D 160A 70kA**

**Características técnicas**

**Arquitectura**

Tipo de comando	alternar
Posição do neutro	Esquerda
Número de polos protegidos	4
Nº de pólos	4 P
Tipo de pólos	4P4D N:0/50/100%
Tipo de caixa	Fixo incorporado

**Funções**

Aparelho equipado com função de protecção	Sim
Funcção inversor	Não
fctmainswitch	Sim
Funcção interruptor de "paragem de emergencia"	Não
fctsafetyswitch	Não
fctserviceswitch	Sim
Tipo de protecção	LSI
Protecção contra defeitos à terra	Não
Com corte do neutro	Sim

**Comandos e indicadores**

Comando motorizado integrado	Não
------------------------------	-----

**Principais características eléctricas**

Tensão alternada estipulada de utilização	220 / 690 V
Tipo de tensão de alimentação	AC
Frequência de funcionamento	50/60

**Voltagem**

Tensão estipulada de isolamento	800 V
Tensão estipulada de resistência ao choque	8 kV
Equipado com uma bobina de baixa voltagem	Não

**Corrente eléctrica**

Intensidade nominal	160 A
Pdc limite em c.a. 690V ( EN 60947-2)	6 kA
icw0s4240vaciec9472	2.5 kA
icw0s4415vaciec9472	2.5 kA
icw0s4690vaciec9472	2.5 kA

Corrente nominal a 10°C de acordo com IEC 60947	160 A
Corrente nominal a 15°C de acordo com IEC 60947	160 A
Corrente nominal a 20°C de acordo com IEC 60947	160 A
Corrente nominal a 25°C de acordo com IEC 60947	160 A
Corrente nominal a 30°C de acordo com IEC 60947	160 A
Corrente nominal a 35°C de acordo com IEC 60947	160 A
Corrente nominal a 40°C de acordo com IEC 60947	160 A
Corrente nominal a 45°C de acordo com IEC 60947	160 A
Corrente nominal a 50°C de acordo com IEC 60947	160 A
Corrente nominal a 55°C de acordo com IEC 60947	160 A
Corrente nominal a 60°C de acordo com IEC 60947	160 A
Corrente nominal a 65°C de acordo com IEC 60947	145 A
Corrente nominal a 70°C de acordo com IEC 60947	135 A
ics947660	6 kA
Poder de corte num polo em IT 230V (EN 60947-2)	2.5 kA
Poder de corte num polo em IT 400V ( EN 60947-2)	2.5 kA
Poder de corte num 1 polo em IT 415V (NF EN 60947-2)	2.5 kA
Pdc limite em c.a. 230V ( EN 60947-2)	85 kA
Pdc último em c.a. 240V (NF EN 60947-2)	85 kA
Pdc limite em c.a. 400V ( EN 60947-2)	70 kA
Pdc último em c.a. 415V (NF EN 60947-2)	70 kA
ics110138vaciec609472	85 kA
icu220vaciec609472	85 kA
icu380vaciec609472	70 kA
icu660vaciec609472	6 kA
<b>Dimensões</b>	
Profundidade produto instalado	97 mm
Altura produto instalado	165 mm
Largura produto instalado	140 mm
<b>Frequência</b>	
etimfrequency	50 a 60 Hz
<b>Potência</b>	
Potência total dissipada em IN	18.42 W
Potência dissipada por pólo	6.14 W
<b>Resistência</b>	

Sujeito a modificações técnicas

Nº de manobras eléctricas em ciclos	10000
Nº de manobras mecânicas	40000
<b>Tampa, porta</b>	
Bloqueável por cadeado	Sim
<b>Instalação, montagem</b>	
Binário de aperto	12Nm
Montagem opcional sobre calha DIN mediante adaptador	Sim
suitableforcenterfmounting	Não
suitableforfrontmounting	Não
Adaptado para montagem no solo	Sim
<b>Ligação</b>	
Secção de ligação em cabo flexível	35 / 150mm <sup>2</sup>
Secção de ligação em cabo rígido	35 / 185mm <sup>2</sup>
Ligação	ligação frontal
Tipo de ligação	intervalo
<b>Cabo</b>	
Material do Cabo	Cu / Al
<b>Equipamento</b>	
Número de contactos auxiliares normalmente fechados	0
Número de contactos auxiliares comutados normalmente abertos	0
Reserva de energia (sem manutenção)	0
Comando motor opcional	Sim
Acessoriável	Sim
<b>Casos de utilização</b>	
Categoria de utilização	A
<b>Padrões</b>	
texto	IEC 60947-2
Directiva Europeia WEEE	em conformidade
<b>Segurança</b>	
Índice de protecção IP	IP4X
<b>Condições de utilização</b>	
Grau de poluição de acordo com a IEC 60664 / IEC 60947-2	3
Altitude	2000 m
Tropicalização	95%HR 55°C sev Kn (IEC 68-2-30/52)
<b>Temperatura</b>	
Temperatura de calibração	50 °C
<b>Identificação</b>	





HR441

**Relé dif. 0,03-3A temp. c/toro 35mm 6M**

**Características técnicas**

**Configuração**

Nº de módulos	6
---------------	---

**Principais características eléctricas**

Tensão alternada estipulada de utilização	230 V
---	-------

**Voltagem**

Tensão máxima de utilização	276 V
Tensão estipulada de resistência ao choque	4 kV

**Corrente eléctrica**

Sensibilidade diferencial	30 mA / 100 mA / 300 mA / 500 mA / 1 A / 3 A
Sobrecarga admissível ao nível do toro	30kA / 100ms

**Potência**

Potência consumida	10 VA
--------------------	-------

**Instalação, montagem**

Binário de aperto	1Nm
-------------------	-----

**Ligação**

Secção de ligação em cabo flexível	1 / 2,5mm <sup>2</sup>
Secção de ligação em cabo rígido	1,5 / 4mm <sup>2</sup>
Secção de ligação em cabo flexível da medida	1 / 2.5 mm <sup>2</sup>
sectionrigidcablemeasurement	1.5 / 4 mm <sup>2</sup>

**Configurações**

Temp. da protecção diferencial	0 / 0.1 / 0.3 / 0.5 / 0.75 / 1 s
--------------------------------	----------------------------------

**Padrões**

Directiva Europeia RoHS	conformidade voluntária
Directiva Europeia WEEE	em conformidade

**Segurança**

Índice de protecção IP	IP30
Tipo de protecção diferencial	A

**Condições de utilização**

Temperatura de funcionamento	-10...55 °C
Altitude	2000 m

Temperatura de armazenamento /  
transporte

-20...70 °C

**Identificação**

---

meta\_keyword

Proteção contra fugas à terra;Proteção contra  
corrente residual;Proteção contra falhas à  
terra;Interruptor de circuito de falha à terra;RCD;