

**Avaliação técnica e económica de uma solução integrada de  
Energia Fotovoltaica (*On-Grid*) e armazenamento**

**André Marques Mesquita**

Dissertação para obtenção do grau de mestre em

**Engenharia e Gestão de Energia**

Orientador: Prof. Rui Manuel Gameiro de Castro

**Júri**

Presidente: Prof. Luís Filipe Moreira Mendes

Orientador: Prof. Rui Manuel Gameiro de Castro

Vogal: Prof. Paulo Jorge da Costa Santos

**Dezembro 2021**



# Agradecimentos

Este trabalho não seria possível sem o apoio da YKK durante este caminho. Um agradecimento a toda a equipa da YKK, em especial ao Mário Filipe e Ricardo Martins que sempre permitiram toda a flexibilidade para que pudesse conjugar a minha vida profissional com a realização deste trabalho.

À instituição do IST pelo apoio na minha formação. Em particular ao professor Rui Castro pela ajuda prestada na orientação desta dissertação.

Um agradecimento à minha namorada Adriana Rijo por todo o apoio e suporte nesta etapa muito trabalhosa da minha vida. A confiança e paciência foram fulcrais para completar este projecto.

Por último um agradecimento a todos os meus familiares e amigos que me apoiaram neste último ano.



# Resumo

A crescente procura por projectos que promovem a descarbonização tem levado a um crescimento exponencial do número de centrais fotovoltaicas instaladas em Portugal. Num futuro próximo será uma realidade não só a instalação de sistema fotovoltaicos como também a expansão de sistema já existentes e a introdução de sistemas de armazenamento. A simulação e cálculo do benefício da expansão de sistemas fotovoltaicos já instalados, incorporando um sistema de armazenamento, é algo que está ainda pouco desenvolvido nos sistemas de simulação comercializados actualmente

Nesse sentido foi desenvolvida uma metodologia de cálculo que visa obter de uma forma rápida o benefício económico de cada hipótese de expansão.

Este conceito foi posto em prática num caso de estudo real onde foram projectadas diversas hipóteses de expansão para o parque fotovoltaico já existente da YKK, uma fábrica na zona norte de Lisboa, que conta com 240 kW de potência de ligação e 288 kWp de potência instalada. Este projecto visava um objectivo principal, obter uma taxa de autoprodução da instalação de 60%. Foram dimensionadas 5 hipóteses de expansão todas com a mesma potência instalada, 223 kWp, mas diferentes capacidades de armazenamento.

Os resultados revelaram que não foi possível atingir os objectivos pretendidos. Cumprindo com as restrições impostas a taxa de autoprodução mais elevada obtida foi de 58,3%. A metodologia desenvolvida demonstrou ser uma ferramenta bastante útil na obtenção dos dados necessários para a tomada de decisão.

**Palavra-Chave:** Autoconsumo, benefício económico, energia fotovoltaica



# Abstract

The growing demand for projects that promote decarbonization has led to an exponential growth in the number of photovoltaic plants installed in Portugal. In the near future, not only the installation of photovoltaic systems will be a reality, but also the expansion of existing systems and the introduction of energy storage systems. The simulation and calculation of the economic benefit of the expansion of already installed photovoltaic system plus storage system, is something that is still underdeveloped in the simulation softwares available nowadays.

Therefore, a calculation model was developed that aims to quickly obtain the economic benefit of each expansion hypothesis.

The model was implemented in a real case study where several expansion possibilities were projected for the existing photovoltaic park of YKK ( a factory in north area of Lisbon), which has 240 kW of converting power and 288 kWp of installed capacity. This project has the main objective of obtain a self-production rate of the installation of 60%. Five expansion hypotheses were sized, all with the same installed power, 223 kWp, but with different storage capacities.

The results revealed that it was not possible to achieve the intended objectives. Complying with the restrictions imposed, the highest self-production rate obtained was 58.3%. The developed model proved to be a very useful tool in obtaining the necessary data for decision making.

**Keywords:** Self-Consumption, Model, Economical Benefit, Photovoltaic Energy





# Acrónimos

**MPPT** – Maximum power point tracker

**IEA** – International energy agency

**kW** - kilowatt

**kWp** - kilowatt pico

**LCOE** – Levelized Cost of Energy

**LCOS** – Levelized cost of storage

**QGBT** – Quadro Geral de Baixa Tensão

**UPAC** – Unidades de Produção em Autoconsumo

**VAL** – Valor Atual Líquido

**TIR** – Taxa Interna de Rentabilidade

**String** – fileiras

**STC** – Standard Test Conditions

**O&M** – Operação e Manutenção

**Li-ion** – Iões Lítio

**CA** - Corrente Alternada

**CC** - Corrente Contínua´

**DL** – Decreto de lei

**NOTC** – Normal operating conditions



# Índice

1.	Introdução .....	1
1.1	Enquadramento .....	1
1.2	Objectivos .....	2
2	Conceitos técnicos de suporte.....	3
2.1	Mercado energético Mundial – Energia fotovoltaica .....	3
2.2	Elementos de um sistema fotovoltaico.....	4
2.2.1	Módulos fotovoltaicos.....	4
2.2.1.1	Funcionamento de uma célula fotovoltaica .....	4
2.2.1.2	Condições de referência – <i>Standard test conditions (STC)</i> .....	6
2.2.1.3	Curva I-V.....	6
2.2.1.4	Associação de módulos em serie e paralelo .....	8
2.2.2	Inversores .....	9
2.2.2.1	MPPT.....	9
2.2.2.2	Eficiência de um inversor .....	9
2.2.2.3	Tipos de inversores .....	10
2.2.2.4	Dimensionamento do array .....	12
2.2.3	Tipos de sistemas solares .....	13
2.2.3.1	Sistemas autónomos.....	13
2.2.3.2	Sistemas ligados à rede.....	14
2.2.4	Sistema de armazenamento .....	14
2.2.4.1	Taxa de descarregamento e temperatura de operação .....	15
2.2.4.2	Tipos de baterias em sistemas fotovoltaicos .....	16
2.2.4.3	Controlador de carga .....	18
2.2.4.4	Configuração do sistema de armazenamento .....	19
2.3	Perdas num sistema fotovoltaico .....	20
2.4	Software de simulação - <i>PVsyst</i> .....	22
2.5	Indicadores para avaliação económica .....	23

2.5.1	Taxa de actualização .....	23
2.5.2	Valor actual líquido (VAL) .....	23
2.5.3	.....	24
2.5.4	Taxa interna de rentabilidade (TIR) .....	24
2.5.5	<i>Levelized cost of energy</i> (LCOE) .....	24
2.5.6	<i>Levelized cost of Storage</i> (LCOS) .....	25
3	Metodologia: .....	26
3.1	Fase 1 – Caracterização do sistema fotovoltaico existente (A).....	28
3.2	Fase 2 – Caracterização do sistema global (C) .....	32
3.3	Fase 3 – Expansão do sistema .....	33
3.4	Fase 4 – Análise económica .....	36
3.4.1	Investimento inerente a cada hipótese de expansão (B) .....	37
3.4.2	<i>Cash-flow</i> .....	37
3.4.3	Cálculo dos indicadores económicos .....	37
4	Caso de estudo .....	40
4.1	Apresentação do problema – Definição dos requisitos do utilizador .....	40
4.2	Caracterização técnica do sistema existente e perfil de consumo do utilizador .....	41
4.2.1	Tipo de sistema.....	41
4.2.2	Potência instalada e de ligação .....	41
4.2.3	Localização do Sistema e elementos sombra .....	42
4.2.3.1	Localização do sistema.....	42
4.2.3.2	Elementos sombra .....	43
4.2.4	Equipamentos integrantes do sistema .....	44
4.2.4.1	Painéis fotovoltaicos .....	44
4.2.4.2	Inversores .....	45
4.2.5	Perfil de consumo da instalação - Sem Sistem PV – Situação I.....	45
4.2.6	Perfil de consumo da instalação - Com Sistem PV – Situação II .....	47
4.2.6.1	Diagrama de geração sistema fotovoltaico existente.....	47
4.2.6.2	Energia injectada na rede .....	47
4.2.6.3	Impacto do sistema PV no perfil de consumo do utilizador .....	48

4.3	Dimensionamento do sistema PV da YKK - Expansão.....	50
4.3.1	Tipo de Sistema .....	50
4.3.2	Módulos fotovoltaicos.....	51
4.3.3	Localização do Sistema .....	52
4.3.4	Escolha dos inversores e dimensionamento dos arrays .....	53
4.3.4.1	Inversor .....	53
4.3.4.2	Dimensionamento do array .....	55
4.3.5	Inclinação.....	59
4.3.6	Sistema de armazenamento .....	60
4.3.6.1	Tipo e modelo de bateria.....	60
4.3.6.2	Capacidade do banco de baterias.....	63
4.3.6.3	Sistema de ventilação .....	64
4.3.6.4	Fim de vida do sistema de armazenamento (necessidade de substituição).....	64
4.3.6.5	Controlador de carga .....	65
4.3.7	Resumo da instalação.....	65
4.4	Análise económica .....	66
4.4.1	Fase 1 – Sistema existente.....	67
4.4.2	Fase 2 – Sistema Global .....	67
4.4.3	Fase 3 - Expansão.....	68
4.4.4	Fase 4 – Análise económica .....	68
4.4.4.1	Investimento .....	68
4.4.4.2	Custos de operação e manutenção (O&M) .....	69
4.4.4.3	Resumo investimento e O&M por hipótese de expansão .....	70
4.4.4.4	Resultados económicos .....	70
4.4.4.5	Impacto da expansão no perfil de consumo do utilizador.....	71
5	Conclusões.....	74
6	Referências .....	76



## Índice figuras

Figura 1 - Capacidade instalada por país e região - 2009-2019 (REN21, 2020).....	3
Figura 2 - Funcionamento de célula fotovoltaica (German solar energy society, 2008) .....	4
Figura 3 - Circuito eléctrico de uma célula fotovoltaica .....	5
Figura 4 - Curva I-V e P-V de uma célula fotovoltaica (Solmetric, 2011) .....	6
Figura 5 - Influência da radiação na tensão e corrente de uma célula fotovoltaica (Messenger, R. A., Ventre, J., 2005). .....	8
Figura 6 - Associação de módulos em serie.....	8
Figura 7 - Associação de módulos em paralelo .....	8
Figura 8 - Diferentes configurações de inversor (K. Kirubasankar, 2016).....	11
Figura 9 - Densidade energética por tipo de bateria. Tecnologias futuras (Asian Development Bank, 2018).....	17
Figura 10 - Comparação do tempo de descarregamento à potência nominal de diferentes tecnologias de baterias (Asian Development Bank, 2018) .....	18
Figura 11 - Métodos de interligação do sistema de armazenamento num sistema fotovoltaico. À esquerda configuração DC. À direita configuração AC. (Sandelic, M., et al., 2019) .....	19
Figura 12 - Variação da tensão e potência de um módulo fotovoltaico com o aumento de temperatura (Amelia, A., et al., 2016) .....	21
Figura 13 - Variação eficiência de um módulo fotovoltaico com o aumento de temperatura (Amelia, A., et al., 2016).....	21
Figura 14 - Circuito eléctrico de dois módulos em série com sistema de diodo de bypass (Bower, W., et al., 2012).....	22
Figura 15 – Caracterização do Sistema global (C), constituído pelo sistema existente (A) e pela expansão (B) .....	26
Figura 16 – Interações do sistema global (C), constituído pelo sistema A e pela expansão B .....	27
Figura 17 -Sistema fotovoltaico da YKK desenhado em PVsyst.....	42
Figura 18 - Resultados meteorológicos médios mensais na localização do Carregado – PVsyst .....	43
Figura 19 - Elementos da cobertura da nave fabril da YKK .....	44
Figura 20- Diagrama de consumos médios e máximos da YKK em 24h – Média anual .....	46
Figura 21 - Perfil de consumos mensal da YKK .....	46
Figura 22 - Diagrama de geração do sistema fotovoltaico existente na YKK – Média anual a cada hora do dia (24h) .....	47
Figura 23 – Produção média injectada na rede a cada hora do dia durante os dias de semana e fim de semana .....	48
Figura 24 -Perfil de consumo na situação I (sem painéis fotovoltaicos) vs Situação II (Após a instalação dos painéis fotovoltaicos).....	48

Figura 25 - Potência média horária situação I (sem painéis fotovoltaicos) vs Situação II (Após a instalação dos painéis fotovoltaicos).....	49
Figura 26 – Diagrama de funcionamento expansão do sistema fotovoltaico YKK .....	51
Figura 27 – Zonas interditas à colocação de módulos.....	52
Figura 28 - Capacidade máxima instalável na cobertura - Desenho PVsyst .....	53
Figura 29 - Dimensionamento array: curva I-V do array e limites do funcionamento do inversor – PVsyt sizing tool.....	59
Figura 30 - Resultados económicos de cada uma das hipóteses de expansão estudadas .....	71
Figura 31 - Energia consumida por mês da rede, situação I, II e expansão .....	72
Figura 32 - Potência média horária consumida da rede situação I, II e expansão .....	73



## Índice tabelas

Tabela 1 – Tamanho da instalação e gama de potências por tipo de configuração de inversor (Kouro, S., et al., 2015).....	10
Tabela 2 – Principais etapas da metodologia .....	27
Tabela 3 - Parâmetros a calcular do sistema fotovoltaico existente .....	28
Tabela 4 - Variáveis obtidas após simulação do PVSyst .....	29
Tabela 5 - Parâmetros a calcular na fase 2 .....	32
Tabela 6 - Parâmetros a calcular na fase 3 .....	33
Tabela 7 - Parâmetros económicos a calcular .....	36
Tabela 8 – Resumo de variáveis Fase 1-3 .....	39
Tabela 9 - Características globais do sistema .....	42
Tabela 10 - Resumo características painéis fotovoltaicos do sistema existente .....	44
Tabela 11 - Resumo características dos inversores existentes na YKK – Huawei 36KTL .....	45
Tabela 12 - Resumo características dos inversores existentes na YKK - Huawei 20 KTL .....	45
Tabela 13 - Distribuição dos consumos de energia fornecida pela rede após a instalação do sistema pv .....	49
Tabela 14 - Resumo de características módulo fotovoltaico Cheetah HC 400M-72H.....	52
Tabela 15 - Possíveis inversores a implementar no novo sistema .....	54
Tabela 16 - Características inversores selecionados para estudo .....	54
Tabela 17 – Hipóteses de array a testar .....	56
Tabela 18 – Arrays com ajustes efectuados tendo em conta as limitações do espaço existente .....	56
Tabela 19 - Verificação da falibilidade das hipóteses de array consideradas .....	57
Tabela 20 - Determinação do custo de conversão para cada hipótese.....	58
Tabela 21 - Produção anual do sistema de acordo com a inclinação escolhida - dados PVsyst.....	59
Tabela 22 - Características das baterias selecionadas.....	60
Tabela 23 - Cálculo do custo de armazenamento (LCOS) em cada tipo de bateria.....	63
<i>Tabela 24 – Combinações de sistemas de armazenamento para teste.....</i>	<i>64</i>
Tabela 25 - Resumo características novo sistema .....	65
Tabela 26 – Caracterização da potência instalada e capacidade de armazenamento das hipóteses de expansão .....	66
Tabela 27 - Tarifa de venda de energia à rede (fonte - ERSE) .....	66
Tabela 28 - Tarifário de autoconsumo YKK.....	66
Tabela 29 - Resultados simulação de produção do sistema existente da YKK .....	67
Tabela 30 - Resultados aplicação da metodologia no caso de estudo. Fase 2 - Sistema global .....	67
Tabela 31 - Resultados aplicação da metodologia no caso de estudo. Fase 3 - Expansão .....	68
Tabela 32 - Custos unitários de investimento .....	69
Tabela 33 - Custos unitários de operação e manutenção .....	69
Tabela 34 - Custos fixos anuais para cada uma das hipóteses estudadas.....	70

Tabela 35 - Investimento previsto para cada uma das hipóteses de expansão estudadas.....	70
Tabela 36 - Resultados económicos de cada uma das hipóteses estudadas.....	70

# 1.Introdução

## 1.1 Enquadramento

A energia é um dos pilares fundamentais de uma sociedade nos dias de hoje e de uma enorme relevância para um futuro onde a electrificação e a automação estarão cada vez mais presentes. A sociedade e a indústria estão em constante transformação, com novos desafios a cada dia, nomeadamente na electrificação dos processos industriais, na transição para meios de transporte mais sustentáveis e também no uso de energias renováveis. A necessidade de reduzir a pegada ambiental tem levado a um crescente investimento por parte de governos, instituições e indústria em projectos de desenvolvimento e implementação de sistemas de geração de energia renováveis.

O aumento do investimento em fontes de energia renovável na Europa contribui não só para a descarbonização, mas também para uma redução da dependência energética. Em 2019 a dependência energética da união europeia nas várias fontes de energia, entre as quais a electricidade, foi de cerca de 61 % (Eurostat, 2020), ou seja, mais de metade de toda a matéria-prima utilizada na produção de energia veio de outros países.

A energia solar é considerada como uma das opções mais interessantes no âmbito das energias renováveis disponíveis em Portugal. O território português tem uma elevada exposição solar em toda a sua extensão sendo um dos factores que tem levado a investimentos na área da energia solar, quer em projectos de autoconsumo quer em projectos de produção para injeção na rede.

A produção de energia solar em Portugal tem tido um forte crescimento nos últimos anos, sendo que em 2020 produziu cerca de 1650 GWh de energia através de uma potência instalada de 1 GW (DGEG, 2021). No futuro a tendência será de crescimento impulsionado por diversas políticas no sector energético e de descarbonização, nomeadamente a possibilidade de partilha da energia fotovoltaica produzida dentro de comunidades energéticas, possível desde a entrada em vigor do DL162/2019 (25 Out).

## 1.2 Objectivos

O objetivo desta dissertação é a elaboração de uma metodologia/ferramenta de trabalho para a análise da viabilidade económica da expansão, em termos de capacidade e de armazenamento, de um sistema fotovoltaico já existente. A análise de viabilidade da implementação de raiz de um sistema fotovoltaico com ou sem capacidade de armazenamento, é um tema já bastante trabalhado. Por outro lado, a expansão de um sistema fotovoltaico já instalado, incluindo sistema de armazenamento, é um tema ainda pouco abordado e cujos modelos existentes são de elevada complexidade. O cálculo dos benefícios do novo sistema não é linear, visto que o sistema de armazenamento recebe energia dos dois sistemas, o já existente e do que irá ser instalado. Nesta dissertação é pretendido elaborar uma metodologia que facilite e simplifique esse cálculo.

A ferramenta de trabalho será posteriormente aplicado num caso de estudo real onde será prevista e dimensionada a expansão de um sistema. As simulações de produção serão feitas com base no programa de simulações *PVsyst* ([www.pvsyst.com](http://www.pvsyst.com)).

Esta dissertação foi realizada através de uma parceria com a YKK, uma empresa da região de Lisboa, no seguimento de um estágio de verão. Foi sugerido como tema a elaboração de um estudo acerca da possível expansão de um parque fotovoltaico que a mesma tinha em construção à data.

## 2 Conceitos técnicos de suporte

De forma a melhor compreender o conteúdo desta dissertação, serão abordados os seguintes tópicos:

- Mercado energético mundial – Energia fotovoltaica;
- Elementos de um sistema fotovoltaico;
- Perdas num sistema fotovoltaico;
- *Software de simulação - PVsyst*;
- Indicadores de avaliação económica.

### 2.1 Mercado energético Mundial – Energia fotovoltaica

A energia renovável tem apresentado elevados índices de crescimento nos últimos anos, no entanto representa ainda uma pequena percentagem de toda a electricidade consumida mundialmente, cerca de 24,7%. (IEA, 2020). Esta quota deverá aumentar para 85% em 2050 de acordo com o estudo “*A roadmap to 2050*” publicado pela IRENA. (IRENA, 2018).

A evolução da capacidade instalada mundial anual de energia fotovoltaica tem vindo a aumentar significativamente desde 2009 como pode ser visto na Figura 1, onde está representado a capacidade instalada em corrente contínua nos diferentes países e regiões do mundo, que conta, em 2019 com 627 GW de potência instalada (REN21, 2020).

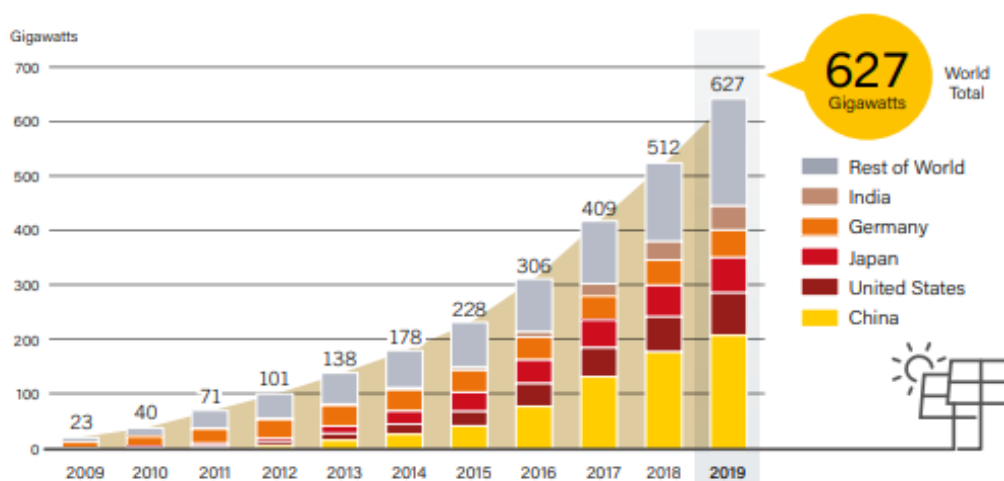


Figura 1 - Capacidade instalada por país e região - 2009-2019 (REN21, 2020).

## 2.2 Elementos de um sistema fotovoltaico

Um sistema fotovoltaico é constituído principalmente por 3 principais componentes:

- Módulos fotovoltaicos;
- Inversores;
- Sistema de armazenamento (opcional)

### 2.2.1 Módulos fotovoltaicos

Os módulos fotovoltaicos são o elemento mais importante de um sistema solar. De forma a rever as principais características dos mesmos, serão abordados os seguintes pontos:

- a) Funcionamento de uma célula fotovoltaica;
- b) Condições de referência – *Standard test conditions (STC)*;
- c) Curva I-V;
- d) Associação em serie e paralelo.

#### 2.2.1.1 Funcionamento de uma célula fotovoltaica

Um módulo solar é constituído por várias células fotovoltaicas, cuja função é extrair energia da luz solar. As células fotovoltaicas são constituídas por uma junção p-n, uma zona de contacto entre dois materiais semicondutores, um deles com défice de electrões, ou seja, alta densidade de “buracos” (elementos químicos com ausência de um electrão na camada de valência), tipo-p, e outra zona com uma alta concentração de electrões, tipo-n. Normalmente é revestida por uma película de modo a reduzir o reflexo da luz solar. Um esquema da situação descrita pode ser visto na Figura 2.

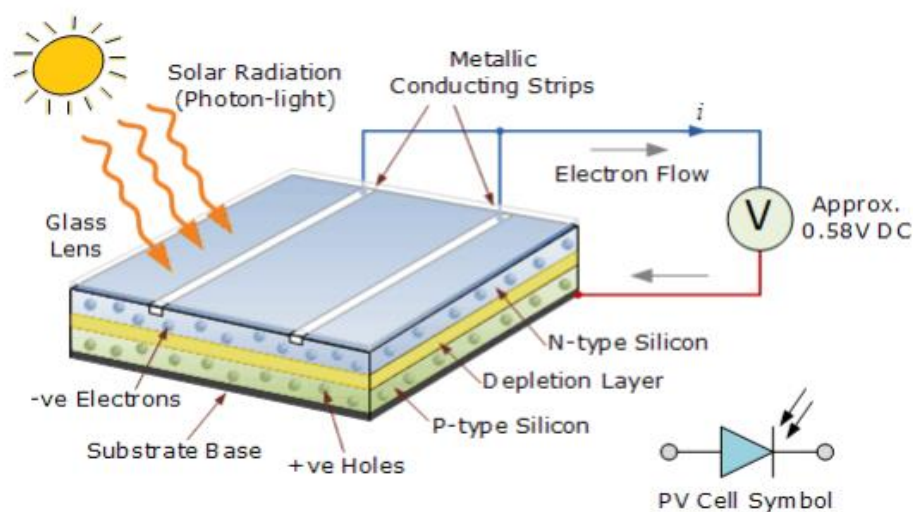


Figura 2 - Funcionamento de célula fotovoltaica (German solar energy society, 2008)

Quando atingido por um fóton, o par “electrão-buraco” divide-se, fazendo com que os electrões migrem para a região p. A diferença de potencial existente entre os dois lados da célula origina uma força que leva os electrões a migrar da camada n para a p através de um condutor externo que liga as duas camadas. O fluxo de electrões pelo condutor gera uma corrente eléctrica que varia de acordo com a intensidade da luz.

Uma célula fotovoltaica pode ser descrita através do circuito eléctrico da Figura 3, onde  $I_S$  representa a corrente gerada pelos fótons existentes na radiação que incide na célula,  $I_D$  que representa uma corrente interna unidirecional e  $I$ , que representa a corrente total do circuito.

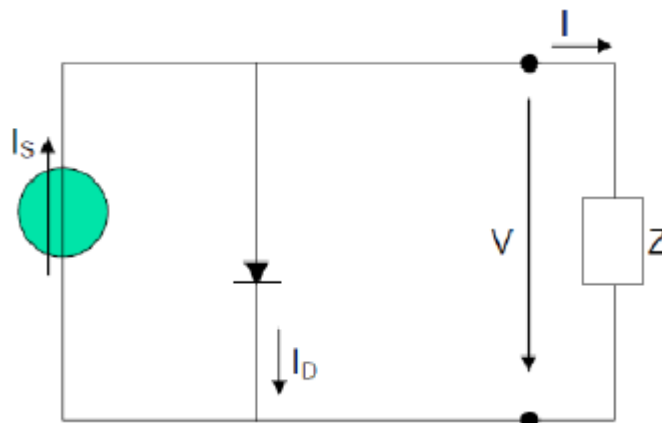


Figura 3 - Circuito eléctrico de uma célula fotovoltaica

A corrente  $I_D$  pode ser calculada através de:

$$I_D = I_0 \left( e^{\frac{qV}{mKT}} - 1 \right) \quad (1)$$

Onde:

$T$  (K) – Temperatura da célula;

$K$  (J/K) – Constante de Boltzmann;

$q$  (C) – Carga de um electrão;

$I_0$  (A) - Corrente inversa de saturação;

$V$  (V) – Tensão nos terminais da célula;

$m$  – Factor ideal do díodo (Díodo ideal  $m=1$ , Díodo real  $m > 1 \times N_s$ .  $N_s$  corresponde ao número de células ligadas em série num módulo fotovoltaico).

A corrente  $I$  pode ser escrita pela seguinte equação (equação característica de uma célula fotovoltaica):

$$I = I_S - I_D = I_S - I_0 \left( e^{\frac{qV}{mKT}} - 1 \right) \quad (2)$$

### 2.2.1.2 Condições de referência – *Standard test conditions (STC)*

De forma a facilitar a comparação entre as diferentes marcas e modelos de módulos fotovoltaicos, todos os módulos são testados numa condição de referência, denominada *Standard test conditions (STC)*. As condições de referência estão descritas abaixo (Brooks, A. E., 2014).

- Temperatura da célula a 25° C;
- Irradiância do local igual a 1000 W/m<sup>2</sup>;
- Distribuição espectral padrão da irradiação solar AM de 1,5.

### 2.2.1.3 Curva I-V

A curva I-V numa célula fotovoltaica, para determinadas condições de irradiância e temperatura, representa a relação entre corrente e tensão numa célula fotovoltaica.

Na figura Figura 4 podemos visualizar a curva típica de um sistema fotovoltaico onde verificamos os vários parâmetros que caracterizam uma célula fotovoltaica. O ponto óptimo de funcionamento da célula é definido pelas coordenadas ( $V_{mp}$ ,  $I_{mp}$ ) (Messenger, R. A., Ventre, J., 2005).

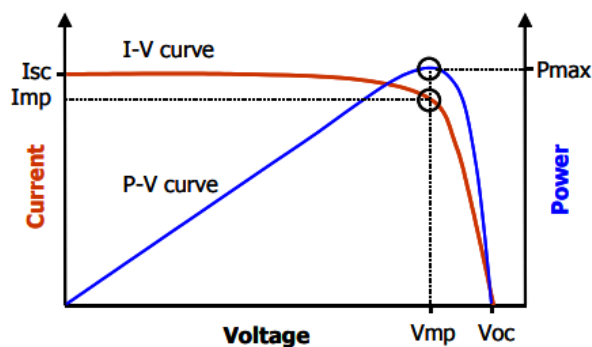


Figura 4 - Curva I-V e P-V de uma célula fotovoltaica (Solmetric, 2011)

Onde:

$I_{cc}$  (A) – Corrente de curto-circuito, representa a corrente na célula quando a tensão é zero ( $I_{sc}$  em inglês);

$V_{ca}$  (V) – Tensão de circuito aberto. Tensão do sistema quando a corrente é zero. É maior tensão possível numa célula fotovoltaica ( $V_{oc}$  em inglês);

$V_{mp}$  (V) e  $I_{mp}$  (A) – Tensão e Corrente, respectivamente, no ponto de maior potência, representado no ponto mais acentuado da curva;

$P_{max}$  (kW) – Potência máxima atingida pela célula fotovoltaica em determinadas condições.

#### 1) Corrente de curto-circuito ( $I_{cc}$ )

A corrente de curto-circuito ( $I_{cc}$ ) pode ser calculada a partir da equação da corrente obtida no circuito equivalente de uma célula fotovoltaica.



Quando  $V=0$ , a corrente  $I_D$  tem também o valor 0 e como tal:

$$I_{cc} = I_S \quad (3)$$

Onde:

$I_{cc}$  (A) – corrente de curto-circuito.

A corrente de curto-circuito nesta situação tem o mesmo valor que a corrente proveniente da radiação solar  $I_S$ . Este dado é fornecido pelo fabricante para determinadas condições de irradiância e temperatura, condições STC.

## 2) Tensão de circuito aberto ( $V_{ca}$ )

A tensão de circuito aberto é também um dado fornecido pelo fabricante para determinadas condições e acontece quando a célula não produz corrente (quando o circuito não está fechado), ou seja,  $I = 0$ . Neste caso a equação característica da célula ficaria:

$$I = 0 = I_{cc} - I_D \quad (4)$$

Resolvendo em ordem a  $V_{ca}$ , a equação pode ser escrita da seguinte forma:

$$V_{ca} = \frac{mKT}{q} \ln \left( \frac{I_{cc}}{I_0} + 1 \right) \quad (5)$$

Onde:

$T$  (K) – Temperatura da célula;

$K$  (J/K) – Constante de Boltzmann;

$q$  (C) – Carga de um electrão;

$I_0$  (A) – Corrente de saturação;

$V_{ca}$  (V) – Tensão de circuito aberto;

$I_{cc}$  (A) – corrente de curto-circuito.

Os parâmetros da curva I-V de uma célula fotovoltaica variam em função da irradiância e temperatura do local onde a célula está instalada. A variação da corrente gerada pelos fotões existentes na radiação que incide na célula em função da irradiância do local pode ser descrita de acordo com a equação abaixo (Messenger, R. A., Ventre, J., 2005).

$$I_S(G) = \frac{G}{G_0} I_S(G_0) \quad (6)$$

Onde:

$I_S(G)$  em (A) – Corrente da célula no valor de irradiância  $G$ ;

$G$  ( $W/m^2$ ) – Radiação à qual necessitamos de saber o valor da corrente;

$G_0$  ( $1000 W/m^2$ ) – Radiação nas *Standard teste conditions*;

$I_S(G_0)$  em (A) – Corrente da célula na *standard test conditions*;

Assim sendo, a corrente da célula fotovoltaica em função da irradiância pode ser descrita pela Figura 5.

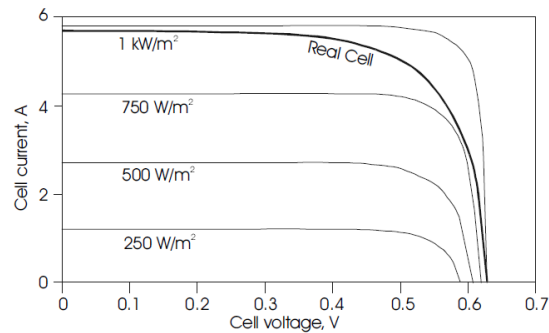


Figura 5 - Influência da radiação na tensão e corrente de uma célula fotovoltaica (Messenger, R. A., Ventre, J., 2005).

#### 2.2.1.4 Associação de módulos em serie e paralelo

Um conjunto de células fotovoltaicas constitui um módulo fotovoltaico, que pode por sua vez ser ligado a outros módulos fotovoltaicos em serie ou em paralelo, de forma a obter a tensão e a corrente desejadas. Uma exemplificação gráfica pode ser vista nas Figura 6 (em serie) e Figura 7 (paralelo) (Pinho, J. T., Galdino, M. A., 2014).

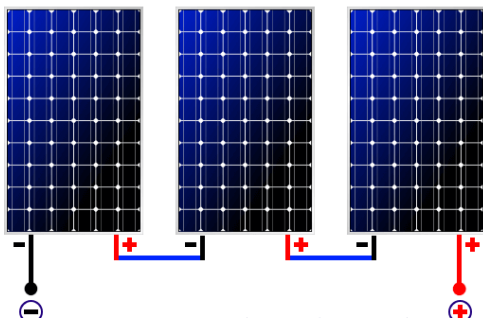


Figura 6 - Associação de módulos em serie

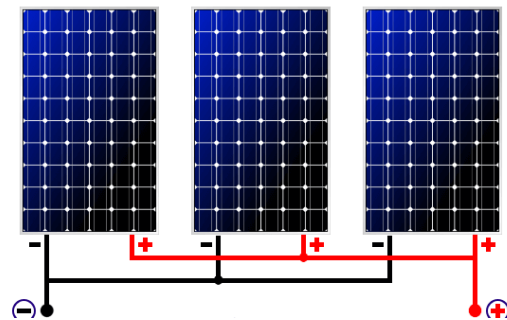


Figura 7 - Associação de módulos em paralelo

Associação em série – O terminal positivo de um módulo é ligado ao terminal negativo do módulo seguinte. Neste caso se as condições de irradiância e temperatura forem iguais em todos os módulos a corrente será a mesma em todos os módulos e a tensão será um múltiplo do número de módulos. Um conjunto de módulos ligados em serie é chamado de *string* e a sua tensão e corrente podem ser descritas matematicamente através das expressões abaixo. (Pinho, J. T., Galdino, M. A., 2014)

$$V = V_1 + V_2 + V_3 + V_n \quad (7)$$

$$I = I_1 = I_2 = I_3 = I_n \quad (8)$$

Onde:

V (V) – Tensão da *string*;

I (A) – Corrente da *string*.

Associação em paralelo – Tanto os terminais negativos como os positivos dos módulos são ligados entre si o que resulta numa associação com a mesma tensão, mas maior corrente. A sua tensão e corrente podem ser descritas matematicamente através das expressões abaixo:

$$V = V_1 = V_2 = V_3 = V_n \quad (9)$$

$$I = I_1 + I_2 + I_3 + I_n \quad (10)$$

Existe ainda a possibilidade e ser feita uma ligação mista entre a serie o paralelo. Um conjunto de *strings* ligadas em paralelo é denominado, um *array*.

## 2.2.2 Inversores

O inversor num sistema fotovoltaico é responsável pela conversão da energia gerada em corrente contínua pelos módulos, em corrente alternada, energia final do utilizador. De forma a rever as principais características dos mesmos, serão abordados os seguintes pontos:

- a) *Maximum Power Point Tracker* (MPPT);
- b) Eficiência de um inversor;
- c) Tipos de inversores;
- d) Dimensionamento do array.

### 2.2.2.1 MPPT

Na maioria dos inversores de hoje em dia é incorporado um mecanismo de optimização da potência gerada, o algoritmo MPPT (*Maximum power point tracker*). A potência de saída de uma célula fotovoltaica varia consoante a irradiância do momento e a temperatura do local. Para cada cenário existe uma tensão e corrente que maximizam a potência da célula. O MPPT executa um ajuste dos parâmetros para que a potência de saída do módulo seja optimizada. A utilização deste sistema leva a um aumento da eficiência do sistema de 10-20% no verão e de 30-40% no inverno (Paul Breeze, 2016).

### 2.2.2.2 Eficiência de um inversor

A eficiência de um inversor pode ser medida através da *Euro efficiency*. Esta medida de eficiência surgiu na necessidade de um padrão de comparação universal entre diferentes inversores. Este cálculo considera diferentes situações de carga do inversor de modo a obter o valor mais exacto possível da sua eficiência na conversão. (Jäger, K.-D., Isabella, O., *et al.*, 2014). A sua fórmula pode ser vista abaixo:

$$N_{euro} = 0.03N5\% + 0.06N10\% + 0.13N20\% + 0.1N30\% + 0.48N50\% + 0.2N100\% \quad (11)$$

Onde:

$N_{euro}$  - Eficiência europeia de inversores;

N5% - Eficiência de conversão quando sujeito a 5% da potência nominal;

N10% - Eficiência de conversão quando sujeito a 10% da potência nominal;

N20% - Eficiência de conversão quando sujeito a 20% da potência nominal;

- N30% - Eficiência de conversão quando sujeito a 30% da potência nominal;
- N40% - Eficiência de conversão quando sujeito a 40% da potência nominal;
- N50% - Eficiência de conversão quando sujeito a 50% da potência nominal;
- N100% - Eficiência de conversão quando sujeito a 100% da potência nominal.

### 2.2.2.3 Tipos de inversores

Os inversores podem ser divididos em dois principais grupos:

- Inversores para sistemas fotovoltaicos ligados à rede;
- Inversores para sistemas fotovoltaicos isolados.

#### Inversores para sistemas fotovoltaicos ligados à rede

São desenhados para funcionar em simultâneo com a energia fornecida pela rede de distribuição, assim sendo, têm de ter a tensão de saída, frequência e nível de harmónicas sincronizados com a rede. As correntes harmónicas são distorções na forma de onda de frequência fundamental. A forma de onda produzida pelo inversor deve ter uma distorção harmónica total (THD) inferior 5% em qualquer potência nominal (Pinho, J. T., Galdino, M. A., 2014). O sistema mais utilizado para a sincronização com a rede é o sistema *Phase-Locked Loop (PLL)* (M. Simões, *et al.*, 2016)

A configuração do sistema de conversão em sistemas fotovoltaicos ligados à rede pode variar consoante a dimensão, potência e arranjo do sistema fotovoltaico. Existem 4 principais tipos (Tabela 1):

Tabela 1 – Tamanho da instalação e gama de potências por tipo de configuração de inversor (Kouro, S., *et al.*, 2015)

Configuração do inversor	Tamanho instalação	Gama de potências
<i>AC-Module</i>	Pequeno	< 350 W
<i>String Inverter</i>	Pequeno - Médio	< 10 kW
<i>Multi-string inverter</i>	Médio - Grande	< 500 kW
<i>Central inverter</i>	Grande	>850 kW

- a) *AC-Module* – Cada módulo tem um sistema de conversão individual. É um sistema utilizado em instalações de pequena dimensão, locais com sombreamento, estruturas complexas com combinações de coberturas de diferentes inclinações. A sua principal desvantagem é o elevado custo unitário;
- b) *String inverter* – É um sistema utilizado maioritariamente em instalações de pequena e média escala em que cada *string* (conjunto de módulos ligados em série) tem um inversor. Em instalações recentes começa a ser já utilizado também em sistemas de grandes dimensões.

A procura do ponto de maior potência é feita na *string* e não em cada célula individualmente como no conceito *AC-Module*. Desta forma a eficácia do algoritmo

MPPT é menor. Em locais com sombreamento tem um rendimento inferior ao sistema *AC-Module*, no entanto para a mesma potência de conversão os *String inverter* apresentam uma maior eficiência e custo por unidade de potência (Kouro, S., et al., 2015);

- c) *Multi-string* – Cada inversor encontra-se ligado a um conjunto de strings. É uma solução utilizada em sistema fotovoltaicos de média a grande escala.

Cada *string* fica ligada a um MPPT independente, o que permite uma redução de custo, visto serem necessários muito menos inversores. Desta forma é possível colocar strings de menor dimensão e aumentar assim a eficiência, a flexibilidade e performance do MPPT;

- d) *Central inverter* – Todas as *strings* são ligadas a um único inversor. É uma configuração utilizada em sistemas de grandes dimensões, onde um MPPT que faz a otimização de todo o *array*.

É uma configuração simples, fiável, no entanto baixa flexibilidade na otimização do sistema. (Kouro, S., et al., 2015). A baixa flexibilidade quando comparado com as restantes opções traduz-se em menor eficiência e por consequência maior custo. É um sistema cada vez menos utilizado

Uma esquematização das diferentes configurações de inversor pode ser vista na Figura 8, onde:

- a) *Central inverter*;
- b) *String inverter*;
- c) *Multi-string inverter*;
- d) *AC-Module*

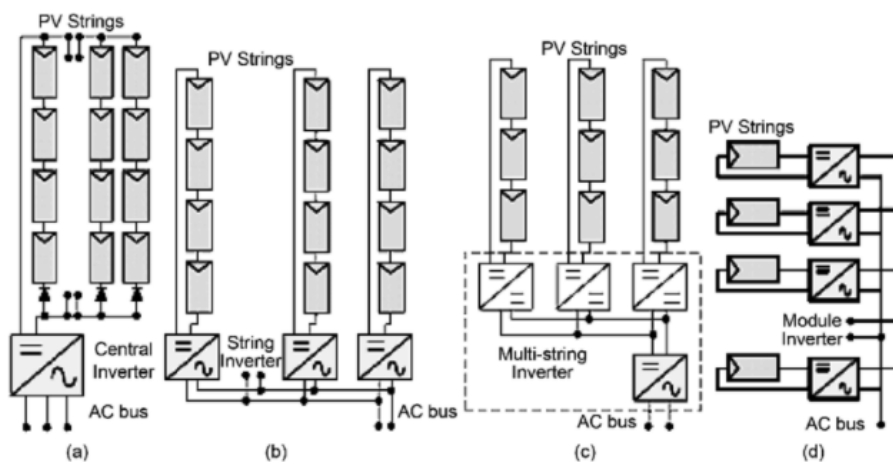


Figura 8 - Diferentes configurações de inversor (K. Kirubasankar, 2016)

## Inversores para sistemas fotovoltaicos isolados

São inversores mais simples, visto que funcionam de modo independente da rede, e como tal não necessitam de produzir energia sincronizada com os padrões da rede. Por outro lado, apesar de não necessitarem dos dispositivos para sincronismo, têm de ter uma tolerância a picos de corrente elevada de forma a suportar os picos de corrente de equipamentos que exijam elevados valores de corrente durante um curto espaço de tempo, nomeadamente o arranque de motores eléctricos. (Pinho, J. T., Galdino, M. A., 2014).

### 2.2.2.4 Dimensionamento do array

O dimensionamento do *array* consiste na definição da potência do inversor, do número de módulos por cada *string* e do número de *strings* em paralelo para cada inversor que melhor se adequam às características do local de instalação do sistema fotovoltaico.

É muito comum sobredimensionar o *array* face à potência nominal do inversor em condições STC, de forma que o *array* produza mais energia e o inversor tenha uma maior utilização. A taxa de sobredimensionamento,  $R_S$ , pode ser escrita de acordo com a fórmula abaixo (Sangwongwanich, A., *et al.*, 2017).

$$R_S = \frac{P_{pv, \text{ nominal}}}{P_{inv, \text{ nominal}}} \quad (12)$$

Onde:

$P_{inv, \text{ nominal}}$  (kWp) – Potência nominal do inversor;

$P_{pv, \text{ nominal}}$  (kW) – Potência nominal do *array* em STC.

A taxa de sobredimensionamento tem de ser ajustada a cada instalação. Uma elevada taxa de sobredimensionamento pode levar a que nos períodos do dia onde a potência é maior, sejam geradas perdas de energia e, a longo prazo, reduzir a vida útil do equipamento.

Em 2019 foi realizado um estudo pela Universidade Federal de Santa Catarina que analisou o impacto da irradiância e do tipo de tecnologia dos módulos fotovoltaicos na taxa de sobredimensionamento do *array* face ao inversor,  $R_S$ . A taxa mais comum foi de 20% acima da potência do inversor e as perdas por sobrecarga variaram entre 0,3 e 2,4 % consoante o tipo de tecnologia. (Deschamps, E. M., Ruther, R., 2019)

De acordo com o *white paper* de Jon Fiorelli, publicado pela *Solectria Renewables*, não está ainda claro na comunidade científica sobre qual a relação óptima *array*-inversor, nomeadamente se será mais benéfico a potência do *array* não ser superior à potência do inversor, prolongando a vida útil do equipamento, ou sobredimensionar ligeiramente a potência do *array*, de modo a produzir mais energia e operar mais tempo com o inversor à máxima potência.

Podemos considerar como certo que quando há um sobredimensionamento de *array* face ao inversor existe:

- Um aumento da potência disponível no *array*;
- Aumento da corrente de curto-circuito do *array*;
- Aumento do número de horas de operação.

Aos dados de hoje não é possível saber com precisão se estas três premissas resultam num desgaste mais rápido do inversor. (Array oversizing, Jon Fiorelli).

### 2.2.3 Tipos de sistemas solares

Existem dois tipos de sistemas solares (Messenger, R. A., Ventre, J., 2005):

- Sistemas autónomos (*stand-alone*) onde o sistema fotovoltaico está dimensionado para alimentar tanto a instalação como o sistema de armazenamento durante o período de luz solar;
- Sistemas ligados à rede onde a energia produzida pelo sistema fotovoltaico pode ter vários destinos:
  - Injeção na rede;
  - Autoconsumo;
  - Híbrido

#### 2.2.3.1 Sistemas autónomos

São divididos em 2 principais grupos (Qazi, S., 2017):

- *Direct- coupled* - Sistemas fotovoltaicos que produzem energia para alimentar cargas em corrente contínua;
- Sistema autónomos com sistema de armazenamento. Neste tipo de sistema as baterias podem três principais funções:
  - Armazenar energia para fornecer quando for necessária;
  - Fornecer energia com tensão e corrente estáveis;
  - Compensar os picos de corrente caso o sistema fotovoltaico não tenha capacidade.

Este tipo de sistemas fotovoltaicos é habitualmente construído em locais isolados onde não existe rede eléctrica ou para alimentar equipamentos que são necessários em caso de emergência como telefones de emergência ou a iluminação das ruas. As suas principais vantagens prendem-se com a independência da rede eléctrica em caso de avaria e com o benefício económico inerente ao não pagamento das elevadas taxas de utilização da rede em locais isolados. Por outro lado, são sistemas com um custo de instalação inicial superior aos sistemas ligados à rede e têm uma dependência na irradiância que pode por vezes ter um comportamento irregular ou intermitente.

### **2.2.3.2 Sistemas ligados à rede**

Os sistemas ligados à rede podem ser de 2 tipos:

- Sistemas fotovoltaicos destinados ao autoconsumo. A energia produzida pelo sistema fotovoltaico é utilizada para alimentar parcial ou totalmente uma determinada unidade. Caso a potência de consumo seja superior à potência de produção do sistema fotovoltaico, a potência remanescente é fornecida pela rede. No caso oposto, quando a potência produzida pelos painéis é superior ao consumo da instalação a energia é injectada na rede.
- Sistema fotovoltaicos para venda de energia. São sistemas fotovoltaicos desenhados apenas para vender energia à rede.

Este tipo de sistemas (ligados à rede) representam a grande maioria dos sistemas fotovoltaicos existentes ao dia de hoje devido principalmente à sua simplicidade quando comparado com um sistema autónomo. Não necessita de sistema de armazenamento. Um sistema fotovoltaico ligado à rede não necessita de baterias para fornecer energia o utilizador nas horas onde não existe sol, ou onde a potência não é suficiente. A potência em falta na instalação é fornecida pela rede. Reduz desta forma os encargos associados à aquisição e manutenção destes equipamentos bem como os riscos de segurança a estes associados.

Por outro lado, toda a energia fornecida pelo sistema solar ao utilizador tem de estar sincronizada com a energia da rede nos parâmetros 1) Tensão, 2) frequência e 3) distorção harmónica total (Messenger, R. A., Ventre, J., 2005), o que aumenta o custo dos equipamentos de conversão. É ainda necessário em alguns casos a instalação de proteções de interligação, que consistem em equipamentos de monitorização da rede que fazem disparar o sistema fotovoltaico caso exista alguma perturbação na rede de distribuição.

### **2.2.4 Sistema de armazenamento**

A necessidade de armazenamento em sistemas fotovoltaicos é cada vez mais uma realidade, o crescente desenvolvimento do mercado de automóveis eléctricos bem como do mercado fotovoltaico estão a levar a uma descida do preço destes componentes, o que permite tornar os projectos cada vez mais rentáveis. As suas principais funções são:

- Armazenamento de energia para utilização em horas em que não há luz solar;
- Compensação de picos de potência no consumo.

Relativamente a este componente vão ser abordados os seguintes pontos:

- Taxa de descarregamento e temperatura de operação;
- Tipos de baterias;
- Controlador de carga.



### 2.2.4.1 Taxa de descarregamento e temperatura de operação

Para a escolha de um sistema de armazenamento existem dois fatores principais a serem considerados (Qazi, S., 2017); 1) Taxa de descarregamento; 2) Temperatura de operação.

A taxa de descarregamento representa a quantidade de energia que foi descarregada face à sua capacidade nominal e é expressa em percentagem. Por exemplo, uma bateria com as seguintes características, C200=400Ah, tem uma taxa de descarregamento (DOD- *Depth of discharge*) de 50%, se estiver a ser descarregada a taxa de 5 Amperes durante 20 horas. O cálculo pode ser visto na fórmula abaixo:

$$DOD = \frac{5A \times 20h}{400Ah} \times 100 = 50\% \quad (13)$$

O tempo de vida da bateria varia consoante a sua taxa de descarregamento (DOD). A relação entre estes dois indicadores pode ser consultada na ficha técnica de cada produto. Para garantir que a bateria mantém sempre a mesma taxa de descarregamento tem de ser usado um controlador de carga, este elemento vai ser abordado mais a frente.

A temperatura, um parâmetro igualmente importante, é a causa da perda de eficiência e de avaria de muitas baterias. As baterias na sua generalidade são dimensionadas para operar a uma temperatura ambiente entre os 20 e os 25 graus Celsius (Groiß, R., Basytec). Na eventual oscilação deste intervalo há consequências na operação e vida do equipamento. A temperatura afeta principalmente três parâmetros:

- Sulfatação - Fenómeno natural no funcionamento de uma bateria que consiste no aparecimento de uma camada de sulfato nos seus eléctrodos. Com a elevada temperatura esse fenómeno pode-se agravar, formando uma camada cristalina muito densa que não consegue ser dissolvida durante o carregamento, conforme deveria acontecer;
- Corrosão – Quando sujeita a elevadas temperaturas a bateria forma camadas de óxidos nos electrólitos que provoca um aumento de resistência e queda de tensão no carregamento e descarregamento;
- Taxa de auto-descarregamento – Corresponde à energia perdida quando a bateria não está a ser usada, consequência das reações químicas internas da bateria. Com o aumento de temperatura a quantidade de energia perdida é superior, visto que a temperatura aumenta a velocidade de reação. A equação Arrhenius relaciona a variação da constante de velocidade de uma reação química com a temperatura, a sua equação pode ser vista abaixo (Groiß, R., Basytec).

$$K = Ae^{\frac{E_a}{RT}} \quad (14)$$

Onde:

K – Constante de velocidade da reação;

$E_a$  (J) – Energia de activação da reação;

T (K) – Temperatura Absoluta;

R (8,314 J/K.mol) – Constante dos gases perfeitos;

A – Constante pré-exponencial, representa a frequência de colisões.

Como se pode verificar na equação apresentada, quanto maior a temperatura, maior a constante de velocidade da reação.

#### 2.2.4.2 Tipos de baterias em sistemas fotovoltaicos

Em sistemas fotovoltaicos podem ser utilizados diversos tipos de baterias, sendo que as que têm maior expressão são as baterias ácido-chumbo seladas e as baterias de íão lítio:

1. Ácido- Chumbo – Constituídas por um ânodo de óxido de chumbo e um cátodo de chumbo, ambos suspensos numa solução de ácido sulfúrico, estas baterias foram desenhadas para fornecer pequenas quantidades de energia durante longos períodos. As suas células têm normalmente 2 V e podem ser descarregadas até 80% da sua capacidade sem danificar a mesma, sendo esta a característica que as torna muito atractivas para projectos fotovoltaicos. Estas baterias podem ter vários tipos:
  - a. Ácido-chumbo inundada – É a bateria mais comum, existente em diversas aplicações. O eletrólito é livre e envolve as placas de chumbo. É uma bateria que requer manutenção pois ao fim de alguns ciclos a água tende a perder-se no sistema;
  - b. Ácido-chumbo seladas – São baterias que não carecem de manutenção graças a uma válvula para controlo de gases durante a carga e descarga. Têm por base um mecanismo que combina oxigénio ( $O_2$ ) e o hidrogénio ( $H_2$ ) durante a carga, para formar água, impedindo assim a perda de água e a sua necessidade de reposição. São baterias muito seguras que podem operar em qualquer posição e são normalmente utilizadas em locais onde a libertação de hidrogénio não é permitida. No que toca à influência da temperatura, de acordo com o relatório publicado em 2004 pela Sandia laboratories, por cada 8 °C abaixo da sua temperatura de funcionamento (25 °C), o tempo de vida da bateria é encurtado para metade. A sua capacidade de descarga diminui 1% por cada grau de temperatura abaixo do ideal até aos 20 °C, a partir de onde o decréscimo é mais acentuado. (Hutchinson, R., 2004);
2. Níquel-Cádmio (Ni-Cd) – São baterias com propriedades muito atractivas para projectos fotovoltaicos tais como: 1) maior tolerância às variações temperatura, 2) baixa manutenção,

3) excelente taxa de descarregamento e 4) uma corrente de descarga mais constante até ao final da vida útil da bateria, comparativamente com as baterias de chumbo-ácido.

Por outro lado, são baterias mais caras e com uma eficiência menor que as baterias de chumbo-ácido. Para além disso apresentam um risco para o ambiente visto que o cádmio é um metal tóxico para os seres humanos e para a Natureza;

3. Metal-Níquel (NiMH) – Têm vindo a substituir as baterias de Níquel-Cádmio, por razões ambientais. As baterias de Metal-Níquel têm uma boa taxa de descarga, uma energia de pico bastante elevada e são compostas apenas por materiais amigos do ambiente. As principais desvantagens desta bateria são o preço e a eficiência, que são mais baixas que os dois tipos falados anteriormente;
4. Iões-Lítio (Li-ion) – É constituída por um eléctrodo positivo de lítio-óxido de cobalto (LiCoO<sub>2</sub>) e um eléctrodo negativo de grafite. São baterias recentes que têm vindo a ser cada vez mais populares graças às suas características de elevada densidade energética, cerca de três vezes superiores à de Níquel-Cádmio, menor perda de carga, maior eficiência e reduzida manutenção. Em contrapartida, o elevado custo e o risco de explosão em casos extremos são as desvantagens que neste momento impedem um maior crescimento deste tipo de equipamento. A temperatura óptima de funcionamento destas baterias é entre os 15 e os 35 °C, abaixo deste intervalo existe uma perda de eficiência devido à redução da condutividade iónica e ao aumento da resistência interna no carregamento. Esta resistência é provocada pelos cristais de lítio que se formam na grafite e que podem depois estender-se a toda a bateria. A altas temperaturas e o aumento do desgaste dos componentes internos é o principal factor de prejuízo (Ma, S., *et al.*, 2018).

Uma comparação entre a densidade energética e o custo dos quatro tipos de baterias anteriormente referidos, pode ser visto na Figura 9:

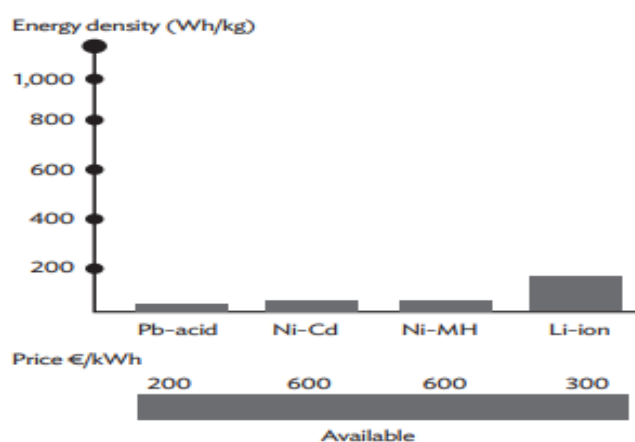


Figura 9 - Densidade energética por tipo de bateria. Tecnologias futuras (Asian Development Bank, 2018)

O tipo de bateria com maior densidade energética é a bateria de íões lítio, que conta também com a maior eficiência de conversão e o maior tempo de vida. A sua principal desvantagem é o elevado custo (Asian Development Bank, 2018).

A escolha da bateria adequada a cada projecto depende do dimensionamento feito no qual devem ser consideradas as condições climatéricas, necessidades do utilizador e local de instalação. Na Figura 10 pode ser visto o tipo de bateria mais utilizado em função da taxa de descarregamento e da potência de saída necessária. Verificamos que tanto as baterias de íões-lítio como as de chumbo-ácido podem ser utilizadas em aplicações de diversas potências.

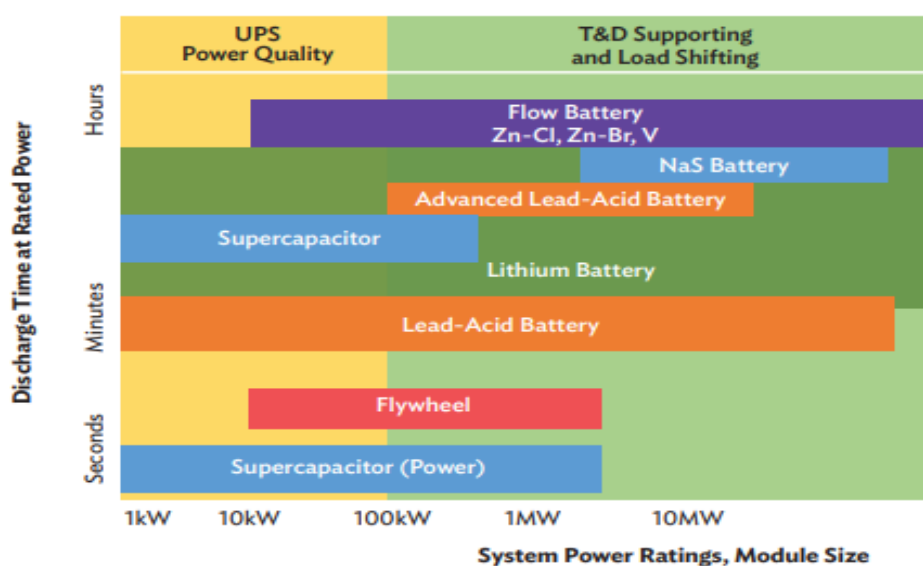


Figura 10 - Comparação do tempo de descarregamento à potência nominal de diferentes tecnologias de baterias (Asian Development Bank, 2018)

### 2.2.4.3 Controlador de carga

Os controladores de carregamento são os equipamentos que fazem a ligação entre a produção de energia solar (painéis) e as baterias. São elementos imprescindíveis de um sistema fotovoltaico com armazenamento de energia pois além de contribuírem para a optimização do sistema, contribuem para a proteção das baterias. Por estas razões, são o elemento mais importante num sistema fotovoltaico com baterias (Qazi, S., 2017).

A suas principais funções encontram-se descritas abaixo (Messenger, R., A., *et al.*, 2005):

1. Terminar o carregamento do sistema de armazenamento quando a bateria atinge o estado de carregamento desejado. Deste modo impede o sobrecarregamento. Na inexistência deste sistema, o sistema fotovoltaico iria alimentar as baterias mesmo depois destas estarem carregadas, o que levaria a um aumento de tensão e calor interno das baterias o que provaria desgaste na bateria;
2. Fornecer energia de modo automático sempre que necessário. O utilizador poderá definir quando pretende que as baterias sejam utilizadas, por exemplo, só no período da noite.

#### 2.2.4.4 Configuração do sistema de armazenamento

No caso dos sistemas autônomos o sistema de armazenamento é uma necessidade, no caso dos sistemas ligados à rede é opcional. Um sistema de armazenamento pode ser integrado num sistema fotovoltaico de duas formas:

- Configuração DC - Tanto o sistema de armazenamento como o sistema fotovoltaico estão ligados aos inversores. A potência total de ligação do sistema será a mesma com ou sem sistema de armazenamento. Neste tipo de configuração o inversor é unidirecional, ou seja, só converte energia num sentido (DC para AC);
- Configuração AC – O sistema de armazenamento tem um sistema de inversão próprio, que tem de ser bidirecional. Nesta configuração a potência de ligação do sistema fotovoltaico aumenta.

Uma exemplificação das duas configurações pode ser vista Figura 11.

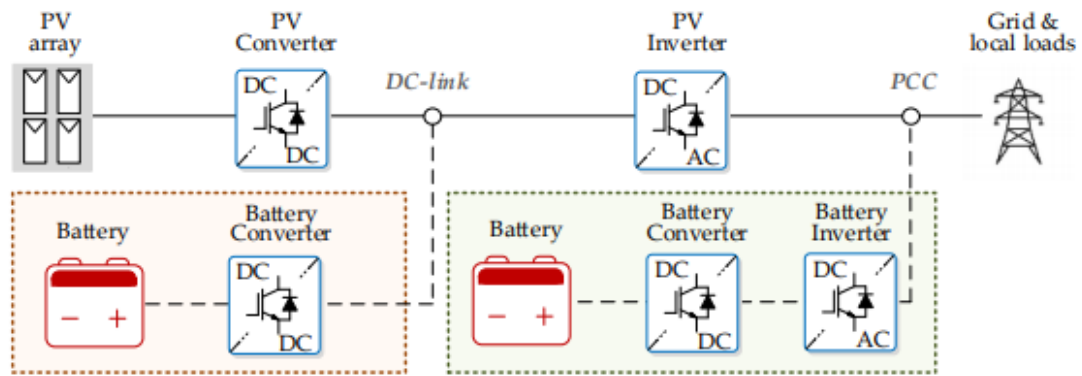


Figura 11 - Métodos de interligação do sistema de armazenamento num sistema fotovoltaico. À esquerda configuração DC. À direita configuração AC. (Sandelic, M., et al., 2019)

A escolha da configuração tem uma influência direta na operação, na flexibilidade e no custo do sistema fotovoltaico com armazenamento.

No que respeita à flexibilidade do sistema, a configuração AC permite fornecer ao utilizador uma maior potência de ligação visto que a bateria e o sistema fotovoltaico têm cada um o/os seu/s sistema/s de conversão de energia, podendo fornecer energia em simultâneo. Na configuração DC estão os dois (bateria e módulos) ligados ao/aos mesmo/s inversor/es limitando assim a potência máxima de saída.

O custo da configuração AC é superior visto ser um sistema mais complexo e com mais equipamentos. No caso de integração do sistema de baterias num sistema já existente, a configuração AC é mais simples, visto ser instalado em paralelo com o sistema já existente. A eficiência do sistema é tanto menor quanto maior o número de sistemas de conversão, como tal, a configuração AC é teoricamente menos eficiente (Sandelic, M., et al., 2019).

## 2.3 Perdas num sistema fotovoltaico

A eficiência de um sistema fotovoltaico tem uma relação directa com as perdas do sistema, que podem ter diferentes origens. Um correcto dimensionamento, escolha de materiais e local de instalação são essenciais para uma redução das possíveis perdas.

As principais perdas de um sistema fotovoltaico são descritas abaixo (Aghaei, M., Eskandari, A., *et al.*, 2020).

1. Temperatura do módulo. A eficiência de produção de um painel está relacionada com temperatura de operação. Temperaturas elevadas levam a uma redução na tensão no painel, que leva inevitavelmente a uma perda da potência gerada. A perda pode ser descrita matematicamente como:

- a. A eficiência do módulo fotovoltaico pode ser calculada através da expressão:

$$\eta = \frac{P_{max}}{P_{in}} = \frac{I_{cc} \times FF \times V_{ca}}{P_{in}} \quad (15)$$

Onde:

$\eta$  – Eficiência do sistema;

$P_{max}$  (kW) – Potência máxima do sistema;

$P_{in}$  (kW) – A potência que chega ao módulo fotovoltaico;

FF – *Fill factor*;

$I_{cc}$  (A) – Corrente de curto-circuito;

$V_{ca}$  (V) – Tensão de circuito aberto.

- b. A tensão de circuito aberto  $V_{ca}$ , conforme descrito anteriormente, pode ser escrita como:

$$V_{ca} = \frac{mKT}{q} \ln \left( \frac{I_{sc}}{I_0} + 1 \right) \quad (16)$$

Onde:

$V_{ca}$  (V) – Tensão de circuito aberto;

T (K) – Temperatura da célula;

K ( $1,380\ 649 \times 10^{-23}$  J/K) – Constante de Boltzmann;

M – Factor ideal do díodo (Díodo ideal  $m=1$ , Díodo real  $m > 1 \times N_s$ .  $N_s$  corresponde ao número de células ligadas em série num módulo fotovoltaico);

q (C) – Carga de um electrão;

$I_0$  (A) – Corrente de saturação;

$I_{cc}$  (A) – Corrente de curto-circuito.

- c. O factor forma (*Fill factor*) é a razão entre a potência máxima produzida pelo sistema e o produto da corrente de curto-circuito pela tensão de circuito aberto. Pode ser calculado através da seguinte expressão:

$$FF = \frac{I_{mp} \times V_{mp}}{I_{CC} \times V_{Ca}} \quad (17)$$

Onde:

$I_{mp}$  (A) – Corresponde à corrente máxima produzida pelo módulo;

$V_{mp}$  (V) – Corresponde à tensão máxima produzida pelo módulo.

Desta forma verificamos a influência da temperatura na eficiência do módulo, visto que quanto maior a temperatura menor a tensão de circuito aberto  $V_{Ca}$  (equação 16), que por sua vez influencia a Eficiência do módulo ( $\eta$ ) e o Factor Forma (FF), conforme se pode constatar nas equações 15 e 17, respectivamente. Na Figura 12 pode ser visto graficamente a influência da temperatura na potência e tensão do módulo. Verifica-se que um aumento de 40 °C face às condições STC se refletiu numa perda de 20% (100 W para 80 W) da produção do painel. Na Figura 13 mostra o impacto da temperatura na eficiência de um módulo fotovoltaico, que perdeu 26 % da eficiência da conversão com o aumento de 40 °C face às condições STC (15 % para 11 %). Em ambos os cenários a irradiância do módulo era de 1000 W/m<sup>2</sup>.

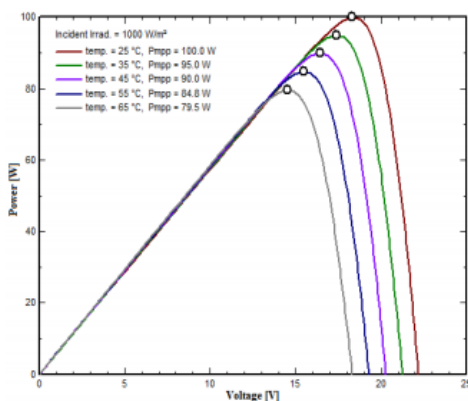


Figura 12 - Variação da tensão e potência de um módulo fotovoltaico com o aumento de temperatura (Amelia, A., et al., 2016)

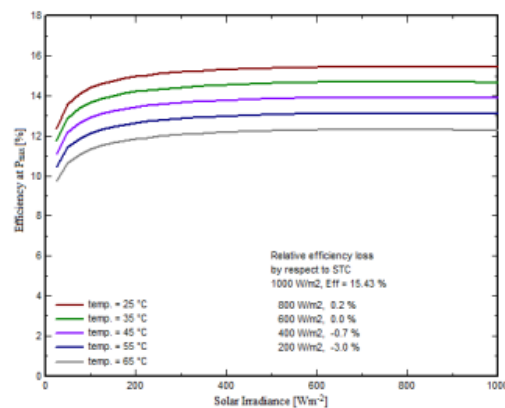


Figura 13 - Variação eficiência de um módulo fotovoltaico com o aumento de temperatura (Amelia, A., et al., 2016)

A variação dos parâmetros do módulo em função da temperatura, face às condições STC pode ser verificada também na folha de características de cada equipamento.

2. Sujidade. A poluição do ar e poeiras são uma das grandes causas de perdas de eficiência na produção de energia. Em casos extremos a perda de eficiência pode rondar os 10% (Aghaei, M., Eskandari, A., et al., 2020). Este fenómeno pode ser melhorado com limpezas frequentes ao sistema;

3. Sombreamento. Num conjunto de módulos em série, quando um é afetado pelo sombreamento, este não consegue captar energia reduzindo assim a tensão do conjunto. A energia é transmitida para os outros módulos através de um diodo de *bypass*, um elemento existente nos painéis fotovoltaicos que permite desviar a corrente em casos de sombreamento e impedir assim que não haja danos nos módulos por aquecimento. Na Figura 14 é possível ver o funcionamento de um diodo *bypass*;

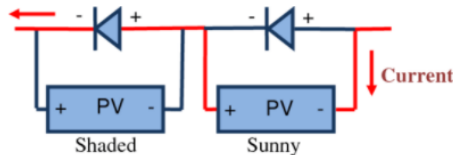


Figura 14 - Circuito eléctrico de dois módulos em série com sistema de diodo de *bypass* (Bower, W., et al., 2012)

4. Queda de tensão nos cabos. Tanto pode acontecer no caminho até aos inversores, em cabos DC, como no caminho até ao quadro eléctrico em cabos AC, a resistência eléctrica do condutor provoca quedas de tensão que são prejudiciais ao rendimento do sistema. Para minimizar estas perdas deve-se usar o menor caminho e fazer um correcto dimensionamento do cabo;
5. Degradação das células fotovoltaicas: A degradação das células fotovoltaicas pode ser causada por 1) corrosão das superfícies de contacto eléctrico, normalmente por vapor de água e 2) deterioração da camada de protecção contra a reflexão solar. A degradação das células não é uniforme, depende de factores como a localização das mesmas ou mesmo da eficiência da manutenção. Pode ser tomado como valor base uma diminuição na produção de cerca de 1% por ano (Aghaei, M., Eskandari, A., et al., 2020).
6. Eficiência do inversor – Quanto maior for a eficiência do inversor menor serão as perdas. Um correcto dimensionamento do array e um bom arejamento são essenciais.

## 2.4 Software de simulação - PVsyst

O software utilizado nesta dissertação será o PVsyst, um software utilizado mundialmente no dimensionamento e desenvolvimento de projectos de energia fotovoltaica. Permite o design de sistemas fotovoltaicos autónomos e ligados à rede, utilizando os dados meteorológicos provenientes da base de dados da NASA e da PVGIS. Permite o cálculo da produção de cada sistema contemplando as de perdas de produção associadas ao sombreamento, depreciação dos equipamentos, sujidade nos módulos e perdas por efeito joule no caminho de cabos. Além das simulações que permitem estimativas de produção até de hora a hora, caracteriza-se também pela facilidade nos cálculos pré-projecto, que permitem obter simulações rápidas que auxiliam na escolha dos equipamentos, nomeadamente o comportamento de diferentes combinações de 1) array, 2) inversor e 3) bateria, nas condições de localização definidas.



De acordo com um estudo publicado pela universidade de Stellenbosch na África do Sul, cujo objectivo foi a comparação entre 3 softwares de simulação, *PVSYST*, *NREL SAM* e *PVLIB* através da simulação dos resultados de produção de uma central fotovoltaica de 75 MWp. Os resultados da simulação foram comparados com a produção real do sistema e verificou-se que o software com maior eficácia e precisão foi o *PVsystem* com uma diferença de 3,37 % (Gurupira, T., Rix, A. J., 2017).

## 2.5 Indicadores para avaliação económica

### 2.5.1 Taxa de actualização

Na avaliação da viabilidade económica de um projecto é previsto qual o benefício económico de um projecto no fim do tempo de vida em análise. Para se comparar o valor do projecto em diferentes períodos temporais tem de ser considerada uma taxa de actualização de modo a saber qual o valor dos custos e ganhos futuros do projecto ao dia de hoje (Messenger, R., A., *et al.*, 2005).

### 2.5.2 Valor actual líquido (VAL)

Para uma igual comparação entre projectos é necessário um indicador de análise comum, um desses indicadores é o Valor Actual Líquido (VAL). Representa a soma de todas as entradas e saídas de dinheiro na vida útil do projecto, actualizados para o momento presente. Essa actualização é feita com base numa taxa de actualização ( $a$ ) que nos permite comparar o valor futuro dos ganhos com o valor actual.

É calculado com base na seguinte expressão:

$$VAL = \sum_{j=1}^n \frac{R_{ij}}{(1+a)^j} - \sum_{j=0}^{n-1} \frac{I_j}{(1+a)^j} \quad (18)$$

Onde:

- $a$  (%) – Taxa de actualização;
- $n$  (anos) – Período de análise do projecto;
- $R_{ij}$  (Euros) – Receita que se obtém no ano  $j$ ;
- $I_j$  (Euros) – Investimento no ano  $j$ .

Para o cálculo da receita no ano  $j$  num sistema fotovoltaico com destino a autoconsumo é necessário saber quais os benefícios económicos e custos operacionais do projecto:

$$R_{ij} = BA + BV - C_{op} \quad (19)$$

Onde:

- $BA$  (Euros) – Benefício económico inerente ao autoconsumo;
- $BV$  (Euros) – Benefício económico inerente à venda de energia excedente, caso exista;
- $C_{op}$  (Euros) – Custos operacionais (operação e manutenção).

### 2.5.3

#### 2.5.4 Taxa interna de rentabilidade (TIR)

A taxa interna de rentabilidade pode ser definida como a taxa de actualização a partir da qual o valor actualizado líquido é 0. É um parâmetro muito utilizado para fazer a avaliação e comparação entre projectos, quanto maior o seu valor, para o mesmo investimento, mais atrativo é o projecto.

$$0 = \sum_{j=1}^n \frac{R_{ij}}{(1 + TIR)^j} - \sum_{j=0}^{n-1} \frac{I_j}{(1 + TIR)^j} \quad (20)$$

Onde:

TIR (%) – Taxa interna de rentabilidade;

n (anos) – Período de análise do projecto;

R<sub>ij</sub> (Euros) – Receita que se obtém no ano j;

I<sub>j</sub> (Euros) – Investimento no ano j.

#### 2.5.5 Levelized cost of energy (LCOE)

O *levelized cost of energy* representa uma média anual actualizada no tempo de vida do projecto. Permite ao produtor saber qual o custo médio da sua energia ao longo do tempo de vida do projecto.

$$LCOE = \frac{c_{d1} + c_{d2}}{E_d} = \frac{\sum_{j=-N}^{n-1} \frac{I_j}{(a+1)^j} + I_t \sum_{j=1}^n \frac{c_{omj}}{(a+1)^j}}{P \sum_{j=1}^n \frac{h_{aj}}{(a+1)^j}} \quad (21)$$

Onde:

c<sub>d1</sub> (Euros) – Parcela dos custos referente à operação e manutenção;

c<sub>d2</sub> (Euros) – Parcela dos custos referente ao investimento;

h<sub>aj</sub> (horas) – Factor de utilização da unidade de produção no ano j;

C<sub>omj</sub> – Custos de O&M no ano j, dados com uma percentagem do investimento I<sub>t</sub>;

I<sub>t</sub> (Euros) – Investimento total;

I<sub>j</sub> (Euros) – Investimento no ano j;

a (%) – Taxa de actualização.

(Castro, R., 2017)

### 2.5.6 Levelized cost of Storage (LCOS)

A comparação entre diferentes sistemas de armazenamento podem ser calculados através do LCOS. O seu valor representa o custo da energia descarregada pelo sistema de armazenamento durante um tempo de vida de projecto predefinido. O valor é expresso em euros/kWh.

$$LCOS = \frac{\sum_{t=1}^{t=n} \frac{(Capital + O\&M + c_{ele} \times W_{in} - R_t)}{(1+a)^n}}{\sum_{t=1}^{t=n} \frac{W_{out}}{(1+a)^n}} \quad (22)$$

Onde:

n (anos) – Corresponde ao tempo de vida do projecto;

a (%) – Taxa de actualização (%);

O&M (Euros) – Custos de operação e manutenção do sistema de armazenamento;

$c_{ele}$  (Euros/kWh) – Custo da energia que alimenta o sistema de armazenamento;

Capital (Euros) – Investimentos ao longo da vida útil do projecto;

$R_t$  (Euros) – Valor residual no fim de vida do equipamento;

$W_{in}$  (kWh) – Energia anual enviada para o sistema de armazenamento;

$W_{out}$  (kWh) – Energia anual descarregada pelo sistema de armazenamento.

(Jülch, V., 2016)

### 3 Metodologia:

Este capítulo pressupõe o desenvolvimento de uma metodologia para o cálculo do enefício económico de uma expansão (B) de um sistema fotovoltaico já existente (A), sendo esta caracterizada pelo aumento da capacidade instalada bem como pela implementação de um sistema de armazenamento destinado a receber energia gerada de ambos os sistemas; inicial (A) e a sua expansão (B). O esquema do sistema pode ser visto na Figura 15.

Esta metodologia será aplicada apenas a sistemas fotovoltaicos da mesma natureza que a exposta anteriormente e cuja finalidade seja o autoconsumo, onde a produção de energia fotovoltaica substitui a energia fornecida pela rede.

O dimensionamento das diversas hipóteses de expansão é uma etapa que tem de ser realizada previamente à aplicação da metodologia, no entanto, não é este o objectivo deste capítulo pelo que o método de dimensionamento não será abordado. No capítulo 4 será feita a aplicação do desta metodologia num caso de estudo real e como tal serão dimensionadas e estudadas as várias hipóteses de expansão.

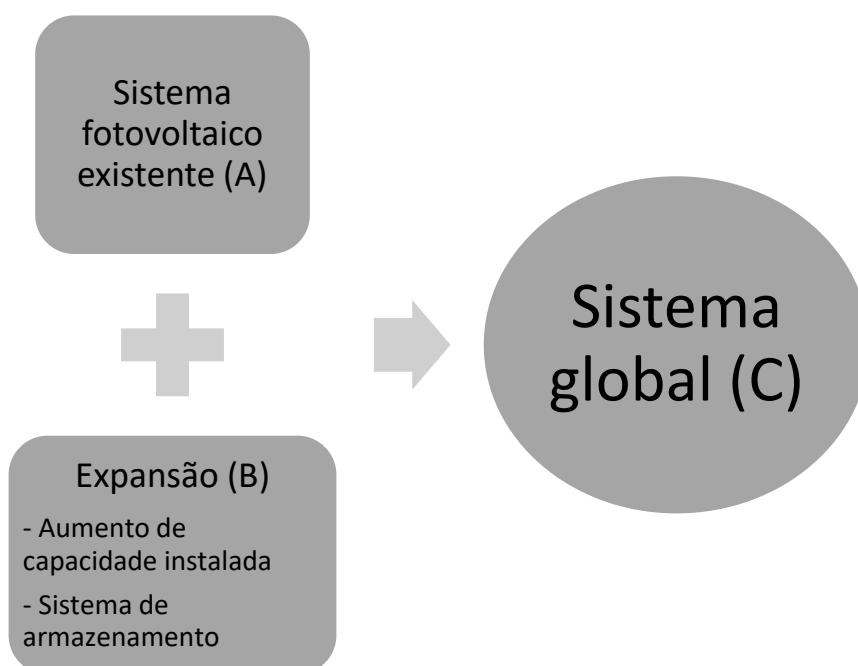


Figura 15 – Caracterização do Sistema global (C), constituído pelo sistema existente (A) e pela expansão (B)

Para fazer a caracterização a nível energético e financeiro da expansão (B) do sistema fotovoltaico, é necessário caracterizar em primeiro lugar o sistema fotovoltaico já existente (A) de forma a perceber qual o seu impacto nas necessidades energéticas do utilizador. Na fase seguinte deve ser caracterizado o sistema global (C), onde o sistema de armazenamento vai alimentar e receber energia do sistema

existente (A) e da expansão (B). Estas interações podem ser vistas na Figura 16. A última Fase será a análise financeira das hipóteses de expansão. As quatro fases estão resumidas na Tabela 2.

Nesta metodologia será utilizado como referência o software de simulação PVsyst.

### Interações do sistema Global (C)

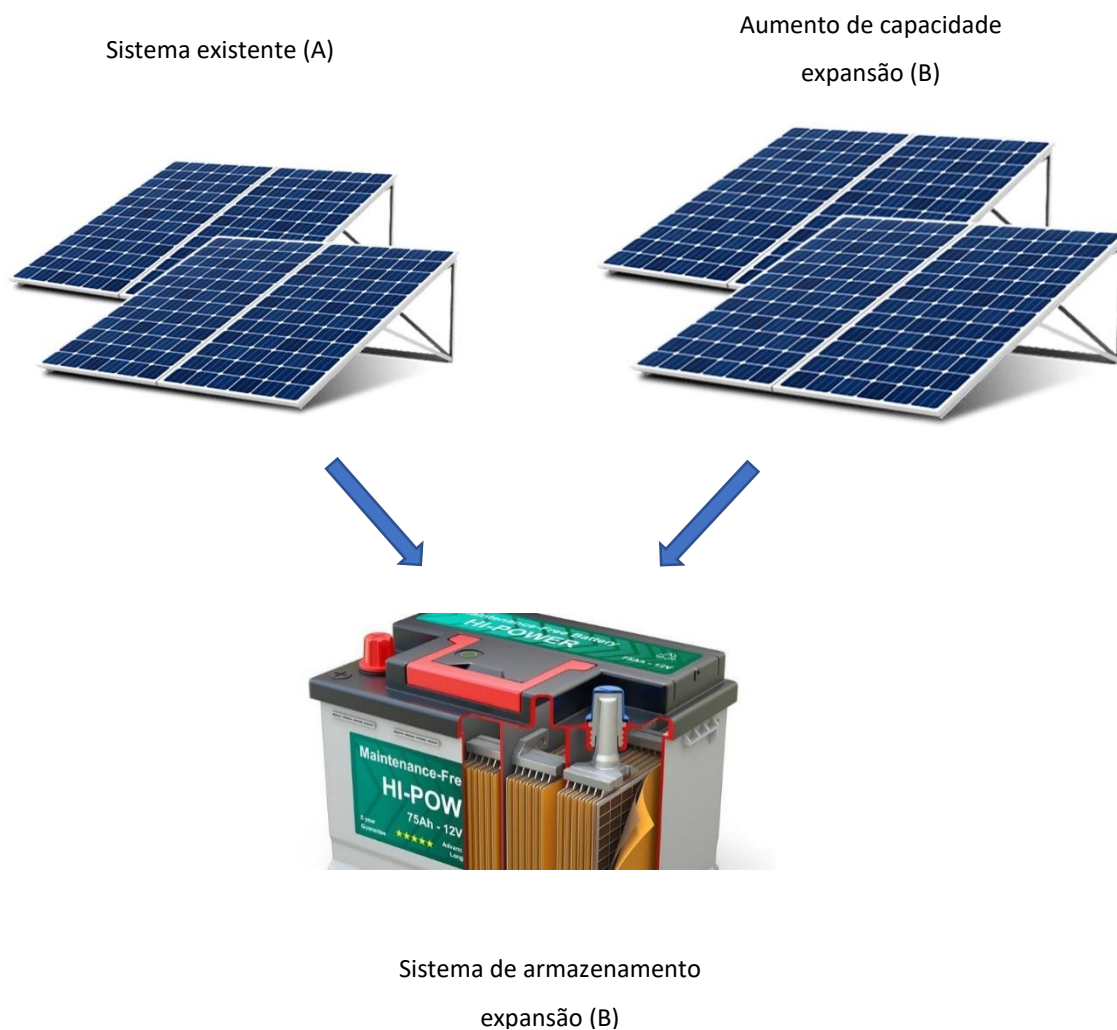


Figura 16 – Interações do sistema global (C), constituído pelo sistema A e pela expansão B

Tabela 2 – Principais etapas da metodologia

Metodologia - Principais fases	
<b>Fase 1</b>	Caracterização do sistema fotovoltaico existente (A)
<b>Fase 2</b>	Caracterização dos sistemas globais (C)
<b>Fase 3</b>	Caracterização das expansões (B)
<b>Fase 4</b>	Análise financeira das hipóteses de expansão (B)

### 3.1 Fase 1 – Caracterização do sistema fotovoltaico existente (A)

Na Fase 1 é pretendido caracterizar, energética e economicamente o sistema já existente (A). Estes dados podem ser conseguidos através de um sistema de monitorização de energia ou, na eventual inexistência do mesmo ou caso o sistema fotovoltaico não esteja ainda instalado, os dados podem ser obtidos com recurso a um programa de simulação.

Para caracterizar o sistema é essencial obter as necessidades do utilizador com a maior precisão possível pois quanto mais detalhados forem os dados, mais rigorosa será a solução. Como tal, para a presente metodologia iremos assumir que temos disponível um diagrama de carga da instalação.

Nesta fase é calculado o benefício económico que a instalação fotovoltaica traz ao utilizador a dois níveis; 1) benefício inerente ao autoconsumo e 2) benefício inerente à venda de energia excedente ao comercializador. A taxa de autossuficiência da instalação vai ser também calculada. Em suma, devem ser calculados os parâmetros mencionados na Tabela 3:

Tabela 3 - Parâmetros a calcular do sistema fotovoltaico existente

Variáveis a calcular na Fase 1		
Sigla	Nomenclatura	Unidades
<b>AE<sub>E</sub></b>	Energia anual injectada na rede pelo sistema existente (A)	kWh
<b>AE<sub>FR</sub></b>	Energia anual fornecida pelo comercializador com o sistema existente (A) implementado	kWh
<b>E<sub>s</sub></b>	Energia anual fornecida ao utilizador	kWh
<b>AE<sub>A</sub></b>	Energia anual fornecida ao utilizador para autoconsumo pelo sistema existente (A)	kWh
<b>AB<sub>A</sub></b>	Benefício económico inerente ao autoconsumo do sistema existente (A)	Euros
<b>AB<sub>E</sub></b>	Benefício económico inerente à venda de energia excedente do sistema existente (A)	Euros
<b>AB<sub>T</sub></b>	Benefício económico total do sistema existente (A)	Euros
<b>AC<sub>r</sub></b>	Custo da energia obtida do comercializador com o sistema existente (A) implementado	Euros
<b>AE<sub>U</sub></b>	Produção útil do sistema existente (A)	kWh
<b>AR<sub>s</sub></b>	Autossuficiência da instalação com o sistema existente (A) implementado	%

Para o cálculo das variáveis acima referidas devem ser seguidos os 8 pontos abaixo descritos:

1. Simulação no software *PVsystem*

Após definidas as condições de simulação, deve ser simulado e extraído um ficheiro cujo output selecionado são as quatro variáveis mostradas na Tabela 4.

As condições de simulação consideradas devem ser as seguintes:

- A caracterização técnica do sistema, que consiste na definição das características dos *arrays*, módulos e inversores;
- Caracterização do local (irradiância, temperatura etc.);
- Definição dos elementos de sombreamento;
- Necessidades energéticas do utilizador em causa (que são extraídas do diagrama de cargas da instalação).

Tabela 4 - Variáveis obtidas após simulação do PVSystem

Variáveis a extrair do software de simulação			
Nr.	Nomenclatura	Sigla	Unidades
1	Energia horária injectada na rede	$AE_E^h$	kWh
2	Energia horária fornecida pelo comercializador	$AE_{FR}^h$	kWh
3	Energia horária fornecida ao utilizador	$E_{sh}^h$	kWh
4	Energia horária fornecida ao utilizador pelo sistema fotovoltaico	$AE_A^h$	kWh

## 2. Caracterização energética do sistema existente (A)

Com os dados obtidos da simulação (ponto 1), serão calculados os valores anuais dos parâmetros escolhidos, fazendo a soma anual dos seus valores horários:

$$AE_E(kWh) = \sum_{h=0}^h AE_E^h \quad (23)$$

$$AE_{FR}(kWh) = \sum_{h=0}^h AE_{FR}^h \quad (24)$$

$$AE_S(kWh) = \sum_{h=0}^h E_S^h \quad (25)$$

$$AE_A(kWh) = \sum_{h=0}^h AE_{EA}^h \quad (26)$$

Onde:

$AE_E$  (kWh) – Energia anual injectada na rede pelo sistema fotovoltaico existente (A);

$AE_{FR}$  (kWh) – Energia anual fornecida pelo comercializador com o sistema existente (A) implementado;

$AE_S$  (kWh) – Necessidades energéticas anuais do utilizador;

$AE_A$  (kWh) – Energia anual fornecida ao utilizador pelo sistema fotovoltaico existente (A) para autoconsumo.;

$h$  (horas) – Período do dia;

3. Cálculo do benefício económico inerente ao autoconsumo do sistema já existente (A).

Para obter o benefício económico do autoconsumo deve ser multiplicada a energia produzida através dos módulos fotovoltaicos, que é depois é injectada na instalação, pela tarifa aplicada nesse mesmo horário, caso a energia tivesse sido comprada comercializador.

$$AB_A(\text{Euros}) = \sum_{h=1}^h AE_A^h \times T_h \quad (27)$$

$$T_h(\text{Euros/kWh}) = T_R + T_C \quad (28)$$

Onde:

$AB_A$  (Euros) – Benefício obtido pela produção de energia que é utilizada para autoconsumo, no sistema existente (A);

$AE_A^h$  (kWh) – Energia horária fornecida ao utilizador pelo sistema fotovoltaico a cada hora do ano;

$T_h$  (Euros/kWh) – Tarifa energética existente na hora  $h$ ;

$T_R$  (Euros/kWh) – Tarifa de utilização das redes (regulada);

$T_C$  (Euros/kWh) – Tarifa praticada pelo comercializador.

Tanto a tarifa de utilização das redes ( $T_R$ ) como a tarifa praticada pelo comercializador ( $T_C$ ) variam consoante o período do dia (ponta, cheia, vazio e super vazio) e do ano (verão e inverno). A primeira é definida pela ERSE (Entidade reguladora dos serviços energéticos) e a segunda é acordada entre o utilizador e o comercializador.

4. Cálculo do benefício económico inerente à venda de energia excedente do sistema já existente (A).

O valor anual pode ser obtido através da seguinte expressão:

$$AB_E(\text{Euros}) = AE_E \times T_E \quad (29)$$

Onde:

$AB_E$  (Euros) – Benefício inerente à venda de energia excedente de todo o sistema já existente;

$AE_E$  (kWh) – Energia anual injectada na rede pelo sistema existente (A);

$T_E$  (kWh) – Tarifa de venda de energia excedente.



5. Cálculo do benefício económico total do sistema existente (A).

O valor é obtido somando os benefícios inerentes ao autoconsumo com os benefícios inerentes à venda de energia excedente.

$$AB_T (Euros) = AB_A + AB_E \quad (30)$$

Onde:

$AB_T$  (Euros) – Benefício económico total do sistema existente (A);

$AB_A$  (Euros) – Benefício obtido pela produção de energia que é utilizada para autoconsumo, no sistema existente (A);

$AB_E$  (Euros) – Benefício inerente à venda de energia excedente de todo o sistema.

6. Cálculo do custo da energia fornecida pelo comercializador ao utilizador

O cálculo do custo da energia fornecida pelo comercializador nos períodos em que não se produz energia solar ou em que a energia solar não é suficiente para as necessidades do utilizador pode ser obtido através da seguinte expressão:

$$AC_R (Euros) = \sum_{h=0}^h AE_{FR}^h \times T_h \quad (31)$$

Onde:

$AC_R$  (Euros) – Custo da energia fornecida pela rede no sistema existente (A);

$AE_{FR}^h$  (kWh) – Energia horária fornecida pelo comercializador;

$T_h$  (Euros/kWh) – Tarifa energética existente na hora h.

7. Energia útil produzida pelo sistema existente (A)

A energia útil produzida pelo sistema corresponde à energia que traz algum benefício financeiro ao utilizador, a energia vendida à rede e a energia utilizada para autoconsumo. O seu valor pode ser calculado através da seguinte formula:

$$AE_U (kWh) = AE_E + AE_A \quad (32)$$

Onde:

$AE_U$  (kWh) – Energia útil produzida pelo sistema existente(A);

$AE_E$  (kWh) – Energia anual injectada na rede pelo sistema fotovoltaico existente (A);

$AE_A$  (kWh) – Energia anual fornecida ao utilizador pelo sistema fotovoltaico existente (A) para autoconsumo.

#### 8. Autossuficiência da instalação

Para saber a dependência da instalação da energia fornecida pelo comercializador, ou seja, a percentagem de autossuficiência, devemos relacionar as necessidades energéticas do utilizador com a energia produzida pelo sistema para autoconsumo. O seu valor pode ser calculado através da seguinte expressão:

$$AR_S (\%) = \frac{AE_A}{E_S} \times 100 \quad (33)$$

Onde:

$AR_S$  (%) – Autossuficiência da instalação com o sistema existente (A);

$AE_A$  (kWh) – Energia anual fornecida ao utilizador pelo sistema fotovoltaico existente (A) para autoconsumo;

$E_S$  (kWh) – Energia anual fornecida ao utilizador no sistema existente (A).

## 3.2 Fase 2 – Caracterização do sistema global (C)

Na Fase 2 é feita uma caracterização energética e financeira do sistema global (C) para cada uma das hipóteses de expansão (B) propostas. Estas propostas de expansão já têm de estar previamente definidas antes da realização dos cálculos previstos na metodologia, conforme explicado anteriormente. Os parâmetros a calcular nesta Fase são os da Tabela 5:

Tabela 5 - Parâmetros a calcular na fase 2

Variáveis a calcular na Fase 2		
Sigla	Nomenclatura	Unidades
$E_E$	Energia anual injectada na rede pelo sistema global (C)	kWh
$E_{FR}$	Energia anual fornecida pelo comercializador com sistema global (C) implementado	kWh
$E_A$	Energia anual fornecida ao utilizador para autoconsumo pelo sistema global (C)	kWh
$B_A$	Benefício económico inerente ao autoconsumo no sistema global (C)	Euros
$B_E$	Benefício económico inerente à venda de energia excedente no sistema global (C)	Euros
$B_T$	Benefício económico total no sistema global (C)	Euros

<b>C<sub>R</sub></b>	Custo da energia obtida do comercializador com sistema global (C) implementado	Euros
<b>E<sub>U</sub></b>	Produção útil do sistema global (C)	kWh
<b>R<sub>S</sub></b>	Autossuficiência da instalação com o sistema global (C) implementado	%

### 9. Caracterização do sistema global

Seguindo o mesmo procedimento dos pontos 1 ao 8 da Fase 1, mas aplicado a todo o sistema (C), resultarão os seguintes parâmetros do sistema global:

$E_E$  (kWh) - Energia anual injectada na rede no sistema global;

$E_{FR}$  (kWh)- Energia anual fornecida pelo comercializador com sistema global (C) implementado;

$E_A$  (kWh)- Energia anual fornecida ao utilizador pelo sistema fotovoltaico global (C) para autoconsumo;

$B_A$  (Euros) – Benefício obtido pela produção de energia que é utilizada para autoconsumo no sistema global;

$B_E$  (Euros) – Benefício obtido inerente à venda de energia excedente à rede;

$C_R$  (Euros) – Custo da energia obtida do comercializador com sistema global (C) implementado;

$E_U$  (kWh) – Produção útil do sistema global (C);

$R_S$  (%) – Autossuficiência da instalação com o sistema global (C) implementado.

O cálculo deve se feito para cada uma das hipóteses de expansão (B).

## 3.3 Fase 3 – Expansão do sistema

A expansão (B), tal como referido anteriormente, pode ser dividida em dois componentes, sendo estes a capacidade instalada (módulos fotovoltaicos) e o sistema de armazenamento. Na fase 3, o objectivo será calcular o benefício total de cada hipótese de expansão proposta bem como o benefício de cada parcela (capacidade instalada e sistema de armazenamento) individualmente. As variáveis a calcular nesta etapa estão apresentadas na Tabela 6:

Tabela 6 - Parâmetros a calcular na fase 3

Parâmetros a calcular na Fase 3		
Sigla	Nomenclatura	Unidades
<b>NE<sub>E</sub></b>	Energia injectada na rede pela expansão (B)	kWh
<b>NE<sub>AP</sub></b>	Energia anual fornecida ao utilizador para autoconsumo pelo aumento de capacidade instalada da expansão (B)	kWh
<b>NE<sub>AB</sub></b>	Energia anual fornecida ao utilizador para autoconsumo pelo sistema de armazenamento da expansão (B)	kWh
<b>NE<sub>A</sub></b>	Energia total fornecida para autoconsumo pela expansão (B)	kWh
<b>NE<sub>U</sub></b>	Produção útil da expansão (B)	kWh

<b>NB<sub>AP</sub></b>	Benefício económico inerente ao autoconsumo proveniente do aumento de capacidade instalada da expansão (B)	Euros
<b>NB<sub>AB</sub></b>	Benefício económico inerente ao autoconsumo proveniente do sistema de armazenamento da expansão (B)	Euros
<b>NB<sub>E</sub></b>	Benefício económico inerente à venda de energia excedente na expansão (B)	Euros
<b>NB<sub>T</sub></b>	Benefício total da expansão (B)	Euros

10. Benefício económico obtido pelo aumento da capacidade instalada ( $NE_{AP}$ )

Para a obtenção do benefício económico da energia produzida para autoconsumo inerente ao aumento da capacidade instalada nas diferentes expansões (B), devem ser seguidos os procedimentos dos pontos 1 ao 3, considerando na simulação de produção apenas o aumento de capacidade instalada (excluindo o sistema de armazenamento) e o novo diagrama de cargas de energia fornecida pela rede (após a instalação do sistema existente (A)). Este último dado foi obtido no ponto 1 desta metodologia,  $AE_{FR}^h$  (Tabela 4). Os resultados obtidos são:

$NE_{AP}$  (kWh) – Energia anual fornecida ao utilizador para autoconsumo pelo aumento de capacidade instalada da expansão (B);

$NB_{AP}$  (Euros) – Benefício económico inerente ao autoconsumo proveniente do aumento de capacidade instalada da expansão (B).

11. Cálculo da energia fornecida para autoconsumo pelo sistema de armazenamento.

A energia fornecida para autoconsumo do sistema global C ( $E_A$ ) corresponde à soma das seguintes parcelas:

- Energia fornecida para autoconsumo pelo sistema existente (A);
- Energia fornecida para autoconsumo pelo sistema de armazenamento da expansão (B);
- Energia fornecida para autoconsumo pelo aumento da capacidade instalada da expansão (B).

A energia fornecida pelas baterias para autoconsumo pode ser obtida se subtrairmos à energia fornecida para autoconsumo pelo sistema global C ( $E_A$ ), a energia produzida para autoconsumo pelo sistema existente A ( $AE_A$ ) e a energia fornecida para autoconsumo pelo aumento da capacidade instalada da expansão B ( $NE_{AP}$ ).

Em suma, a energia fornecida para autoconsumo pelo sistema de armazenamento pode ser calculada através da expressão:

$$NE_{AB} (kWh) = E_A - AE_A - NE_{AP} \quad (34)$$

Onde:

$NE_{AB}$  (kWh) – Energia anual fornecida ao utilizador para autoconsumo pelo sistema de armazenamento da expansão (B);

$E_A$  (kWh) – Energia anual fornecida ao utilizador para autoconsumo pelo sistema fotovoltaico no sistema global (C);

$AE_A$  (kWh) – Energia anual fornecida ao utilizador para autoconsumo pelo sistema fotovoltaico existente (A);

$NE_{AP}$  (kWh) – Energia anual fornecida ao utilizador para autoconsumo pelo aumento de capacidade instalada da expansão (B).

## 12. Cálculo do benefício obtido pelo sistema de armazenamento

Seguindo a mesma lógica do ponto 11, pode ser calculado o benefício económico inerente à instalação do sistema de armazenamento. A fórmula de cálculo está apresentada abaixo:

$$NB_{AB} (\text{Euros}) = B_A - NB_{AP} - AB_A \quad (35)$$

Onde:

$NB_{AB}$  (Euros) – Benefício económico anual inerente à produção de energia para autoconsumo através do sistema de armazenamento da expansão (B);

$NB_{AP}$  (Euros) – Benefício económico anual inerente à produção de energia para autoconsumo através do aumento de capacidade instalada na expansão (B);

$AB_A$  (Euros) – Benefício obtido pela produção de energia que é utilizada para autoconsumo no sistema existente (A).

## 13. Cálculo da energia excedente vendida ao comercializador e o benefício económico inerente:

O benefício económico inerente à venda de energia excedente ao comercializador em cada hipótese de expansão (B) não é linear, isto é, em sistemas com esta configuração a energia excedente é primeiramente enviada para o sistema de armazenamento e só depois é injectada na rede, caso esta atinga a sua capacidade máxima. Não é possível prever qual dos sistemas, o já existente (A) ou a expansão (B), envia a sua energia para a rede. Para calcular vai ser feita uma estimativa baseada na relação de capacidade instalada entre o sistema global e o novo sistema.

$$NB_E (\text{Euros}) = \frac{CN}{CT} \times E_E \times T_E \quad (36)$$

$$NE_E (\text{kWh}) = \frac{CN}{CT} \times E_E \quad (37)$$

Onde:

$NB_E$  (Euros) – Benefício económico anual obtido pela venda de energia excedente à rede da expansão (B);

$CN$  (kWp) – Capacidade instalada da expansão (B);

$CT$  (kWp) – Capacidade instalada do sistema global (C);

$NE_E$  (kWh) – Energia injectada na rede pela expansão (B).

#### 14. Cálculo dos restantes parâmetros:

A este ponto já estão reunidas as condições para quantificar os restantes parâmetros para completar a caracterização das diferentes expansões (B); 1) Energia total enviada pelo novo sistema para autoconsumo ( $NE_A$ ), que resulta da soma das energias produzidas pelos painéis para autoconsumo e da energia enviada pelas baterias para autoconsumo; 2) Benefício económico anual obtido por esse autoconsumo ( $NB_A$ ) 3) Benefício económico anual ( $NB_T$ ) que cada possibilidade de expansão (B) traz, que resulta da soma dos ganhos do autoconsumo e da venda de energia excedente. 4) Produção útil de cada hipótese de expansão que resulta da soma da energia enviada para autoconsumo e da energia vendida à rede.

$$NE_A (kWh) = NE_{AB} + NE_{AP} \quad (38)$$

$$NB_A (Euros) = NB_{AB} + NB_{AP} \quad (39)$$

$$NB_T (Euros) = NB_A + NB_E \quad (40)$$

$$NE_U (kWh) = NE_A + NE_E \quad (41)$$

Onde:

$NE_A$  (kWh) – Energia total enviada para autoconsumo no novo sistema;

$NB_A$  (Euros) – Benefício obtido pelo autoconsumo na nova instalação (painéis + baterias);

$NB_T$  (Euros) – Benefício total da nova instalação;

$NE_U$  (kWh) – Produção útil da expansão (B).

### 3.4 Fase 4 – Análise económica

Nas Fases 1 a 3 foram descritas as etapas que permitem calcular os benefícios económicos que cada possibilidade de expansão (B) traz ao utilizador no primeiro ano do projecto. Na Fase 4 irá ser feita uma análise a longo prazo para perceber a rentabilidade do sistema e qual o impacto da degradação da produção e do aumento dos custos dos serviços associados ao sistema. Para a análise financeira a longo prazo deve ser assumido que os consumos da instalação se mantêm constantes ao longo do tempo. Nesta fase estão previstos calcular os parâmetros da Tabela 7:

Tabela 7 - Parâmetros económicos a calcular

Análise financeira do sistema			
1	a	Taxa de actualização	%
2	VAL	Valor actual líquido	Euros
3	TIR	Taxa interna de rentabilidade	%

<b>4</b>	LCOE	Levelized cost of energy	Euros/kWh
----------	------	--------------------------	-----------

Para o cálculo dos indicadores económicos é necessário ter os dados das seguintes variáveis:

- Investimento;
- *Cash-flow*.

### 3.4.1 Investimento inerente a cada hipótese de expansão (B)

No investimento devem ser contemplados todos os custos de cada hipótese de expansão (B). O valor deve actualizado a uma taxa de actualização,  $a$ .

$$I_t = \sum_{j=0}^n \frac{I^j}{(1+a)^j} \quad (42)$$

Onde:

- $I_t$  (Euros) – Investimento total no projecto;
- $a$  (%) – Taxa de actualização;
- $I^j$  (Euros) – Investimento no ano  $j$ ;
- $n$  (anos) – Tempo de vida do projecto.

### 3.4.2 *Cash-flow*

Para o cálculo do *cash-flow* anual deve ser subtraído aos ganhos obtidos nesse mesmo ano a nível de autoconsumo e venda de energia excedente, todos os custos anuais do sistema, nomeadamente os custos de manutenção, de operação e os custos do seguro da instalação. Em suma, o cálculo do *cash-flow* anual pode ser escrito da seguinte forma:

$$CF = N_{BA} + N_{BE} - S - C_{O\&M} \quad (43)$$

Onde:

- $CF^n$  (Euros) – *Cash-flow* anual;
- $N_{BA}$  (Euros) – Benefício económico inerente ao autoconsumo;
- $N_{BE}$  (Euros) – Benefício económico inerente à venda de energia excedente;
- $C_{O\&M}$  (Euros) – Custos de operação e manutenção;
- $S$  (Euros) – Seguro anual  $n$ .

### 3.4.3 Cálculo dos indicadores económicos

O cálculo dos índices económicos deve seguir as fórmula apresentadas anteriormente nesta dissertação, capítulo 2, parte 5 (2.5).

Fica desta forma concluído o método para comparação das diferentes hipóteses. O utilizador fica munido de todas as ferramentas para fazer a decisão correcta sobre que hipótese de expansão escolher.

De modo a simplificar a compreensão da metodologia apresentada, foram listadas todas as variáveis calculadas nos quadros abaixo (Tabela 8):



Tabela 8 – Resumo de variáveis Fase 1-3

Resumo de variáveis Fase 1-3			
Nomenclatura/ sistema	Sistema existente (A)	Sistema global (C)	Expansão (B)
Energia anual injectada na rede	$AE_E$	$E_E$	$NE_E$
Energia anual fornecida pelo comercializador	$AE_{FR}$	$E_{FR}$	-
Energia anual fornecida ao utilizador	$E_S$		
Energia anual fornecida ao utilizador para autoconsumo	$AE_A$	$E_A$	$NE_A$
Energia anual fornecida ao utilizador para autoconsumo através do aumento de capacidade instalada na expansão (B)	-	-	$NE_{AP}$
Energia anual fornecida ao utilizador para autoconsumo através do sistema de armazenamento da expansão (B)	-	-	$NE_{AB}$
Benefício económico anual inerente à produção de energia para autoconsumo através do aumento de capacidade instalada na expansão (B)	-	-	$NB_{AP}$
Benefício económico anual inerente à produção de energia para autoconsumo através do sistema de armazenamento da expansão (B)	-	-	$NB_{AB}$
Benefício económico anual inerente ao autoconsumo	$AB_A$	$B_A$	$NB_A$
Benefício económico anual inerente à venda de energia excedente à rede	$AB_E$	$B_E$	$NB_E$
Benefício económico anual total do sistema	$AB_T$	$B_T$	$NB_T$
Custo da energia obtida do comercializador	$AC_R$	$C_R$	-
Produção útil	$AE_U$	$E_U$	$NE_U$
Autossuficiência da instalação	$AR_S$	$R_S$	-

## 4 Caso de estudo

Neste capítulo estão previstos o dimensionamento da expansão (B) de um sistema fotovoltaico já existente (A) e o estudo da sua viabilidade económica com recurso à metodologia anteriormente apresentada um caso de estudo real. Serão propostas várias hipóteses de expansão que serão avaliadas economicamente através da metodologia apresentada. O dimensionamento das hipóteses de expansão pode ser dividido em quatro etapas principais:

- 1.1 - Apresentação do problema – Definição dos requisitos do utilizador
- 1.2 - Caracterização técnica do sistema existente e perfil de consumo do utilizador
- 1.3 - Dimensionamento da expansão
- 1.4 - Aplicação da metodologia desenvolvida

### 4.1 Apresentação do problema – Definição dos requisitos do utilizador

O caso de estudo abordado nesta dissertação diz respeito a uma fábrica portuguesa na área de Lisboa, designada YKK, que tem como visão futura o aumento da sua quota de autoprodução de energia através da expansão do seu sistema fotovoltaico. Essa expansão poderá incluir um aumento de capacidade instalada e/ou a instalação de um sistema de armazenamento. Para o estudo foram ditados alguns objectivos e limitações, que merecem a melhor atenção:

#### Objectivo:

1. O objectivo da empresa é obter a maior quota de autoprodução possível, sendo que o valor mínimo é de 60% de autoprodução.

#### Limitações:

1. O sistema actualmente instalado não poderá sofrer alterações no que diz respeito às suas características técnicas;
2. O tipo de sistema não pode sofrer alterações, ou seja, terá de ser um sistema solar para autoconsumo com venda de energia excedente;
3. A única área disponível para a instalação de novos painéis fotovoltaicos é a cobertura da nave fabril;
4. Orçamento máximo disponível – 300 000 euros;
5. O VAL a 25 anos tem de ser positivo;
6. De acordo com o DL162/2019 a potência de ligação à rede não pode exceder a potência contratada. Deste modo, visto que a potência contratada da YKK é de 425kW, poderão instalados apenas mais 185 kW de potência de ligação.

## **4.2 Caracterização técnica do sistema existente e perfil de consumo do utilizador**

Para analisar a possibilidade de integração de uma expansão é necessário conhecer a capacidade de produção do sistema já existente e quantificar a energia que ainda é fornecida pela rede nos períodos em que existe radiação solar. Para essa análise é necessário caracterizar tecnicamente o sistema existente. A caracterização do sistema pode ser dividida em:

- 4.2.1 - Tipo de sistema;
- 4.2.2 - Potência instalada e de ligação;
- 4.2.3 - Localização e elementos sombra;
- 4.2.4 - Equipamentos integrantes;
- 4.2.5 – Perfil energético do utilizador - Sem sistema PV - Situação I;
- 4.2.6 – Perfil energético do utilizador - Com sistema PV – Situação II

### **4.2.1 Tipo de sistema**

O sistema actualmente instalado na YKK é um sistema fotovoltaico destinado ao autoconsumo com possibilidade de venda da energia excedente. A energia convertida pelos inversores é enviada para o quadro principal de distribuição (QGBT – Quadro geral de baixa tensão) que por sua vez a distribui pelas instalações. Contudo, quando a energia solar é insuficiente para satisfazer as necessidades da fábrica, é fornecida energia da rede. Na situação oposta em que a produção é superior ao consumo da instalação o sistema fornece energia à rede. A esquematização deste tipo de sistema solar pode ser vista no capítulo introdutório.

### **4.2.2 Potência instalada e de ligação**

O sistema fotovoltaico é dividido em duas frentes: 1) Parque de estacionamento; 2) Cobertura. A capacidade instalada e inclinação dos painéis diferem nas duas frentes. No parque de estacionamento os módulos fotovoltaicos estão assentes numa estrutura metálica inclinada e fazem de cobertura para os carros estacionados. Na cobertura os módulos são aparafusados a uma estrutura, que lhes confere a inclinação desejada, que por sua vez é fixa nas vigas que sustentam a cobertura. Como tal, as fileiras de módulos fotovoltaicos na cobertura têm uma distância de intervalo entre si coincidente com o espaçamento das vigas de suporte da cobertura da nave fabril (aproximadamente 5 metros). O resumo dos equipamentos e potências existentes em cada zona pode ser visto na Tabela 9. Uma exemplificação gráfica do sistema fotovoltaico da YKK, desenhada no software *PVsyst*, pode ser vista na Figura 17.

Tabela 9 - Características globais do sistema

Zona	Parâmetros	Valor
Sistema Existente - Cobertura	Quantidade módulos	238
	Potência (kWp)	88,06
	Inclinação (Graus)	2°
	Orientação	Sul
	Inversores 36 kW	2
Sistema Existente – Parque de estacionamento	Quantidade módulos	540
	Potência instalada (kWp)	199,8
	Inclinação (Graus)	13°
	Inversores 20 kW	3
	Inversores 36 kW	3
Global	Orientação	Sul
	Potência instalada (kWp)	287,86
	Potência de ligação (kW)	240

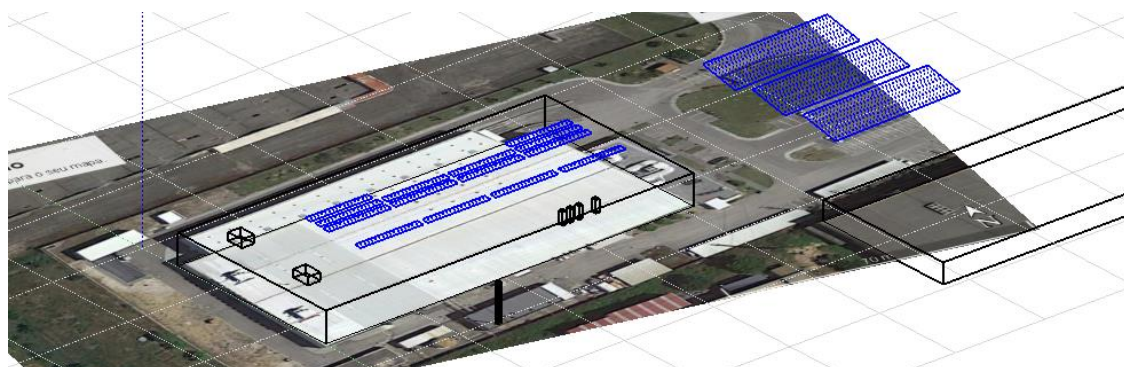


Figura 17 - Sistema fotovoltaico da YKK desenhado em PVsyst

## 4.2.3 Localização do Sistema e elementos sombra

### 4.2.3.1 Localização do sistema

O sistema fotovoltaico fica localizado nas instalações da YKK, no Carregado, a Norte de Lisboa com centro nas seguintes coordenadas: 39°02'13.7"N 8°59'09.5"W. Os dados meteorológicos do local, necessários para a realização de qualquer simulação de produção, foram extraídos através do software PVsyst e os seus valores médios mensais estão representados na Figura 18.

	<b>Global horizontal irradiation</b>	<b>Horizontal diffuse irradiation</b>	<b>Temperature</b>	<b>Wind Velocity</b>	<b>Linke turbidity</b>	<b>Relative humidity</b>
	W/m <sup>2</sup>	W/m <sup>2</sup>	°C	m/s	[-]	%
January	97.4	34.1	10.8	3.20	2.759	82.4
February	127.5	54.2	11.9	3.39	2.923	79.2
March	181.3	73.5	14.1	3.90	3.260	73.7
April	240.4	84.9	15.1	4.00	3.388	72.4
May	290.9	93.7	18.1	4.00	3.442	68.0
June	316.0	93.1	21.3	4.20	3.446	66.0
July	329.7	77.7	22.8	4.50	3.216	63.6
August	291.0	75.1	23.5	4.29	3.336	61.7
September	224.7	68.3	21.3	3.50	3.329	67.8
October	154.3	60.8	18.5	3.59	3.083	74.7
November	104.2	45.8	13.8	3.39	2.861	79.2
December	83.2	36.7	11.4	3.59	2.795	82.5
<b>Year</b>	<b>203.8</b>	<b>66.5</b>	<b>16.9</b>	<b>3.8</b>	<b>3.153</b>	<b>72.6</b>

**Global horizontal irradiation year-to-year variability 4.3%**

Figura 18 - Valores médios mensais na localização do Carregado – PVsyst

Nota: O factor de turbidez de linke é utilizado para definir a absorção e reflexo da radiação solar quando o céu está limpo.

#### 4.2.3.2 Elementos sombra

Os elementos sombra são elementos que podem causar sombreamento nos módulos em alguns períodos do ano e como tal devem ser considerados nas simulações de produção.

##### Parque de estacionamento

Os módulos do sistema PV do parque de estacionamento estão localizados estrategicamente num local onde não existem estruturas mais elevadas, portanto não serão considerados elementos sombra em qualquer simulação.

##### Cobertura

A cobertura da nave fabril, o único local onde poderão ser instalados mais módulos fotovoltaicos numa eventual expansão, é constituída por alguns elementos que limitam a distribuição dos módulos e podem influenciar a produção energética. De modo a entender-se melhor os elementos existentes na cobertura foi feita uma caracterização dos mesmos.

- Principais elementos sombra:

Elemento 1 – Máquinas de climatização com uma área de 6m<sup>2</sup> e uma altura de 3 metros;  
Elemento 2- Chaminés a uma cota de 10 metros.

- Outros elementos que pertencem à cobertura:

Elemento 3 – União de águas cobertura com 20 cm de largura;

Elemento 4 – Caleira central com 40 cm de largura;

Elemento 5 – Zona preenchida por *solar tubes*.

Uma esquematização gráfica da cobertura da nave fabril pode ser vista na Figura 19.

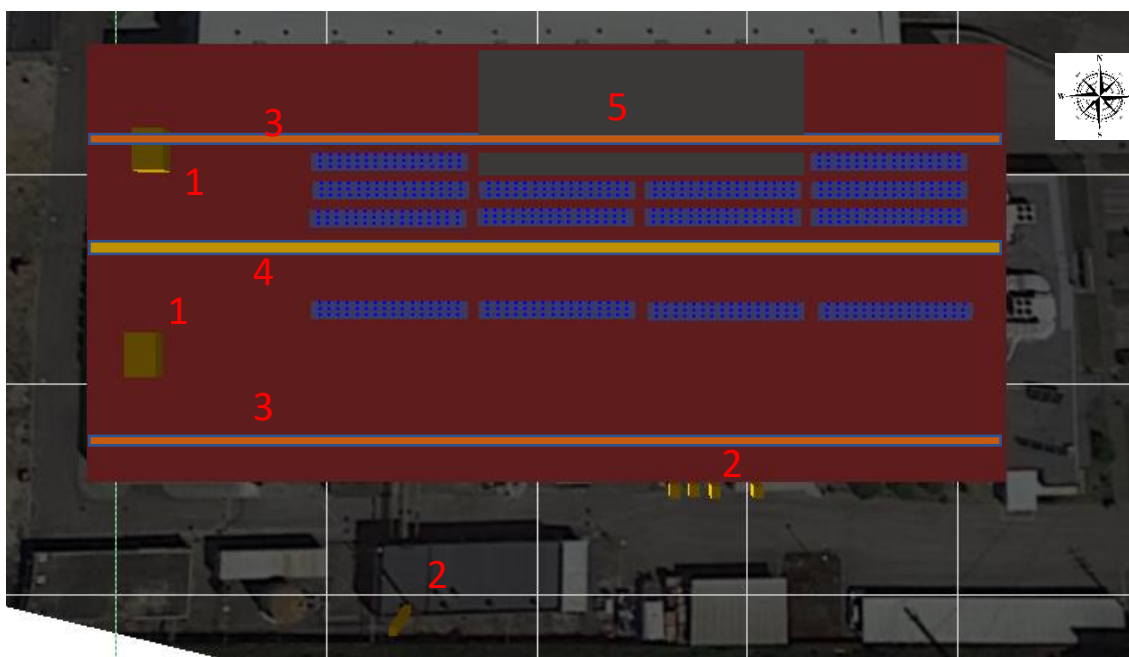


Figura 19 - Elementos da cobertura da nave fabril da YKK

#### 4.2.4 Equipamentos integrantes do sistema

Os equipamentos que constituem o sistema fotovoltaico existente na YKK são:

- 1.2.2.1 - Módulos fotovoltaicos;
- 1.2.2.2 – Inversores.

##### 4.2.4.1 Painéis fotovoltaicos

Os painéis do sistema existente são todos da mesma marca e modelo. O resumo das suas características pode ser consultado na Tabela 10. Para uma informação mais detalhada deve ser consultada a ficha técnica do equipamento em anexo (Anexo 2 - JKM370M-72H(370W)).

Tabela 10 - Resumo características painéis fotovoltaicos do sistema existente

Jinko solar JKM370M-72H(370W)	
Potência em condições STC	370 Wp
Eficiência em STC	18,77 %
Numero de células	144
I <sub>mp</sub>	9,28 A
V <sub>mp</sub>	39,9 V
I <sub>sc</sub>	9,61 A
VOC	48,5 V
NOTC	45°

#### 4.2.4.2 Inversores

O resumo das características dos inversores pode ser consultadas nas Tabela 11 e Tabela 12. Para uma informação mais detalhada devem ser consultadas as fichas técnicas dos equipamentos. As strings deste sistema são de 17 módulos.

Tabela 11 - Resumo características dos inversores existentes na YKK – Huawei 36KTL

Huawei sun2000-36KTL	
Eficiência máxima	98,6 %
Eficiência europeia	98,4 %
Tensão máxima à entrada	1100 V
Número MPPTs	4
Tensão de operação MPPT	200 V -1000 V
Corrente máxima por MPP	22 A
Potência activa de saída	36 kW
Potência aparente máxima de saída	40 kVA

Tabela 12 - Resumo características dos inversores existentes na YKK - Huawei 20 KTL

Huawei sun2000-20KTL	
Efficiência máxima	98,6 %
Eficiência europeia	98,3 %
Tensão máxima à entrada	1000 V
Número MPPTs	3
Tensão de operação MPPT	200 V - 950 V
Corrente máxima por MPP	25 A
Potência activa de saída	22 kW
Potência aparente máxima de saída	22 kVA

#### 4.2.5 Perfil de consumo da instalação - Sem Sistem PV – Situação I

Para a obtenção do perfil de consumo do utilizador será utilizado o diagrama de cargas facultado pela distribuidora de energia, o ano utilizado como referência foi o ano civil de 2019. Os resultados da potência média e máxima em cada hora ao longo do ano podem ser consultados na Figura 20. Podemos verificar que o período de maior consumo acontece entre as 6h e 24h. Das 00h às 6h a fábrica está habitualmente parada, o consumo verificado deve-se aos equipamentos que estão ligados em contínuo.

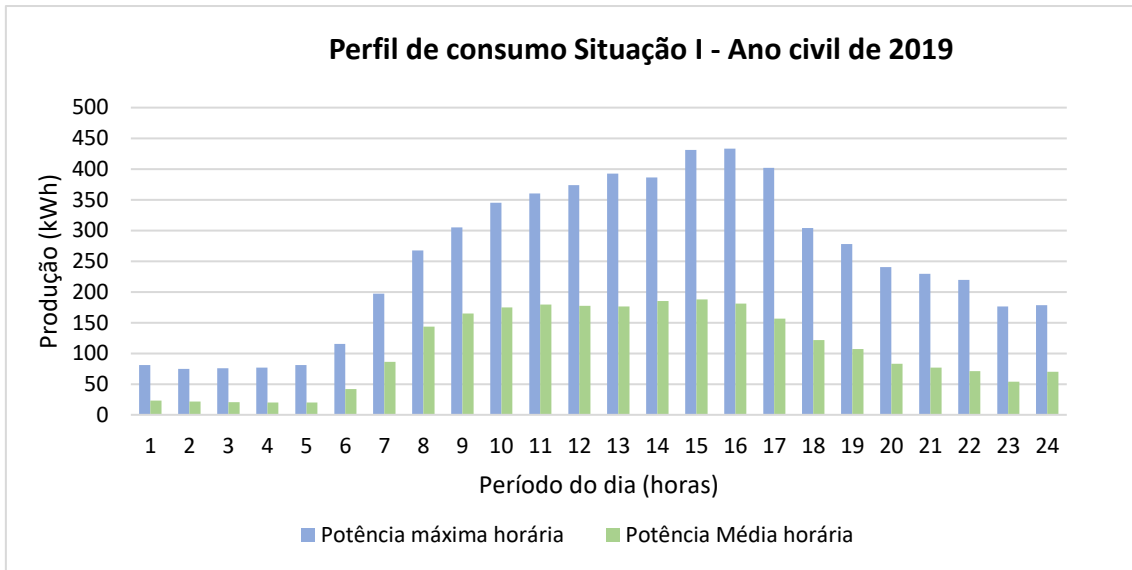


Figura 20- Diagrama de consumos médios e máximos da YKK em 24h – Média anual

A distribuição anual dos consumos da YKK não é uniforme, durante os meses de Agosto e Dezembro é menor devido à interrupção da produção para férias. Sazonalmente podemos notar também algumas oscilações relacionadas com a natureza do negócio de vestuário. A distribuição mensal pode ser consultada na Figura 21.

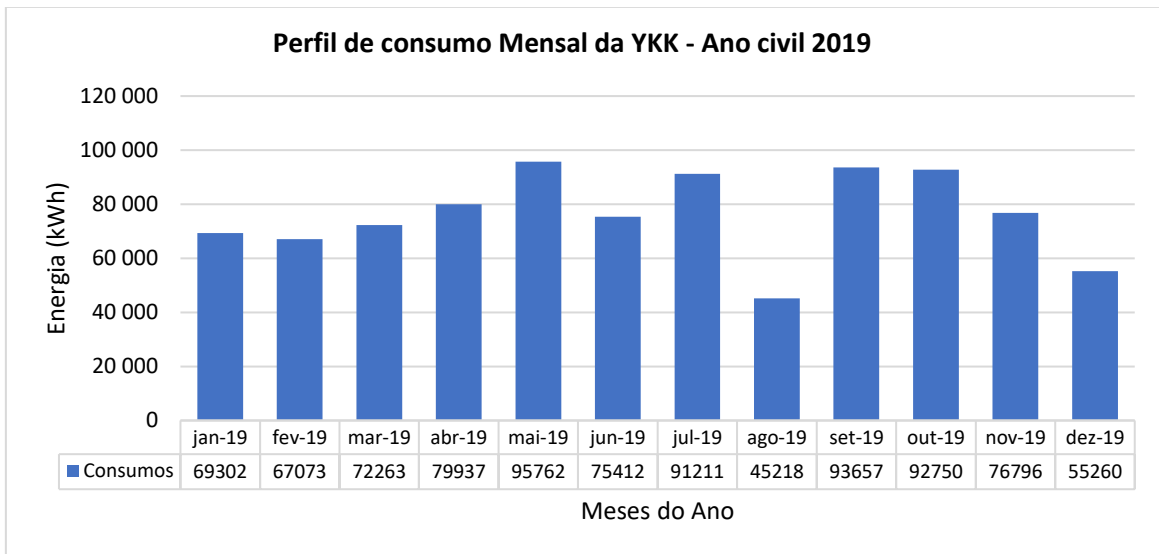


Figura 21 - Perfil de consumos mensal da YKK



## 4.2.6 Perfil de consumo da instalação - Com Sistem PV – Situação II

### 4.2.6.1 Diagrama de geração sistema fotovoltaico existente

Ao inserir os equipamentos do sistema referidos previamente neste capítulo (Tabela 11 e Tabela 12), bem como os elementos de sombra (Figura 19) e a localização do sistema (Carregado) no software de simulação *PVsyst*, foi obtido o seguinte diagrama de geração, onde está representada a produção média anual a cada hora do dia (Figura 22):

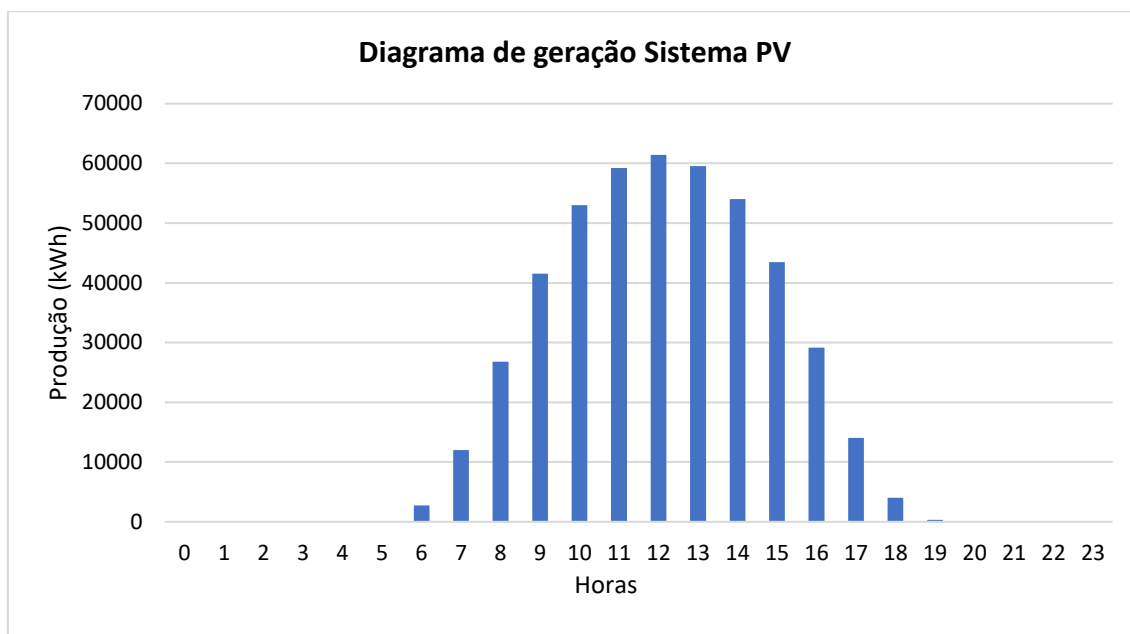


Figura 22 - Diagrama de geração do sistema fotovoltaico existente na YKK – Média anual a cada hora do dia (24h)

A produção anual do sistema existente prevista com o software de simulação *PVsyst* é de 455 MWh no primeiro ano de funcionamento.

### 4.2.6.2 Energia injectada na rede

De acordo com a simulação realizada, é prevista a injeção de 111 MWh por ano na rede com o sistema actualmente implementado, considerando os consumos de 2019. A injeção não é uniforme como se pode verificar na Figura 23, onde é possível visualizar a energia média horária injectada na rede a cada hora nos dias de semana e fim de semana, durante um ano. A energia injectada nos dias de semana, habitualmente dias em que a fábrica está a operar, tem um valor muito inferior, o que pode significar que o sistema fotovoltaico tem ainda margem para expandir.

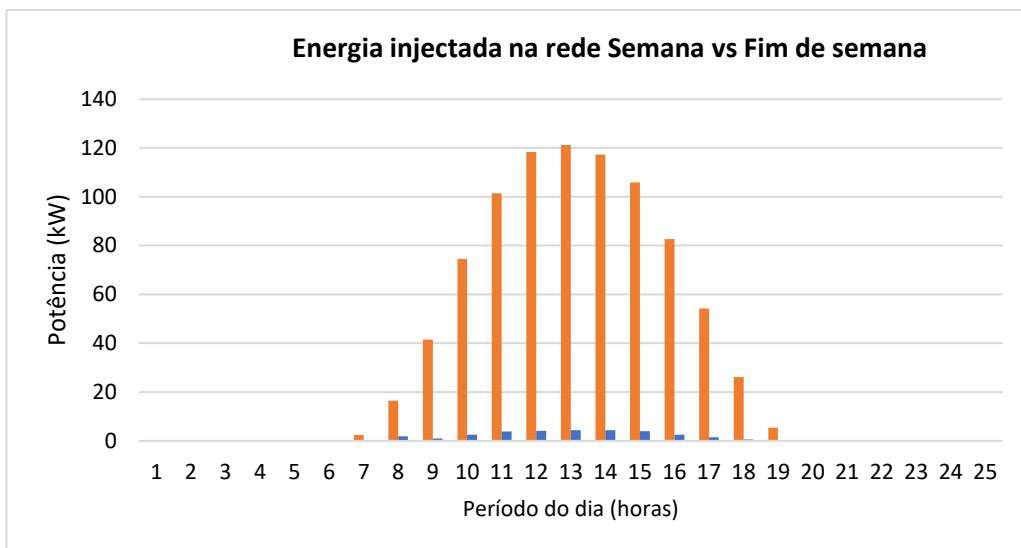


Figura 23 – Produção média injectada na rede a cada hora do dia durante os dias de semana e fim de semana

#### 4.2.6.3 Impacto do sistema PV no perfil de consumo do utilizador

A energia fornecida pela rede antes da instalação do sistema fotovoltaico (situação I) e posteriormente (situação II), pode ser vista na Figura 24, onde se verifica que no melhor cenário, mês de Agosto, é obtida uma taxa de quase 70% de autoprodução. A redução do consumo médio horário pode ser consultada na Figura 25, onde se verifica que nas horas de maior incidência da luz solar a redução de consumo é superior a 70%.

Com o sistema implementado, reduziu o consumo de cerca de 914 MWh/ano para 530 MWh/ano. A instalação está ainda longe da autossuficiência total, contanto com uma taxa de autossuficiência de apenas 42%.

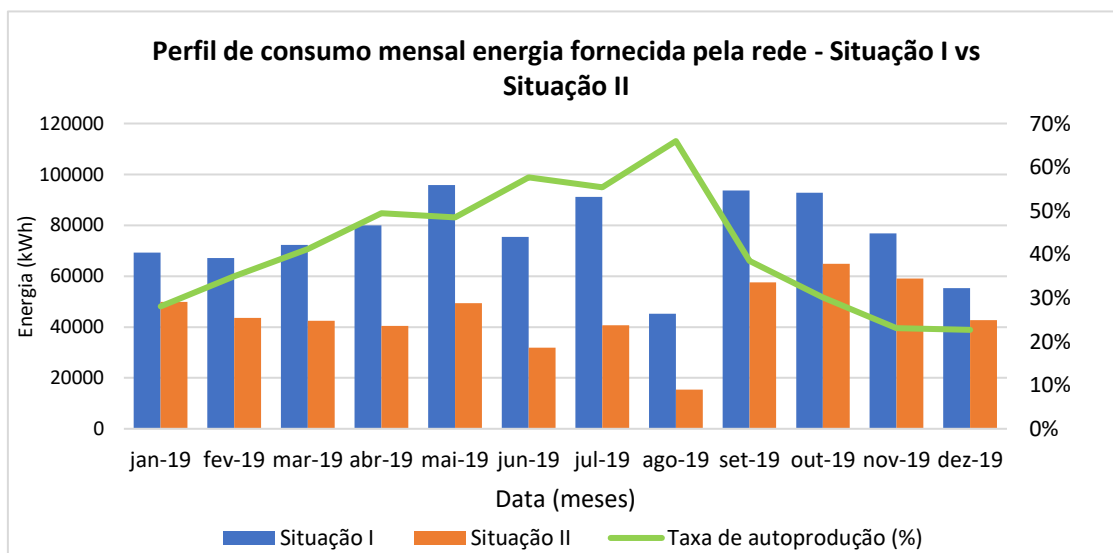


Figura 24 -Perfil de consumo na situação I (sem painéis fotovoltaicos) vs Situação II (Após a instalação dos painéis fotovoltaicos)

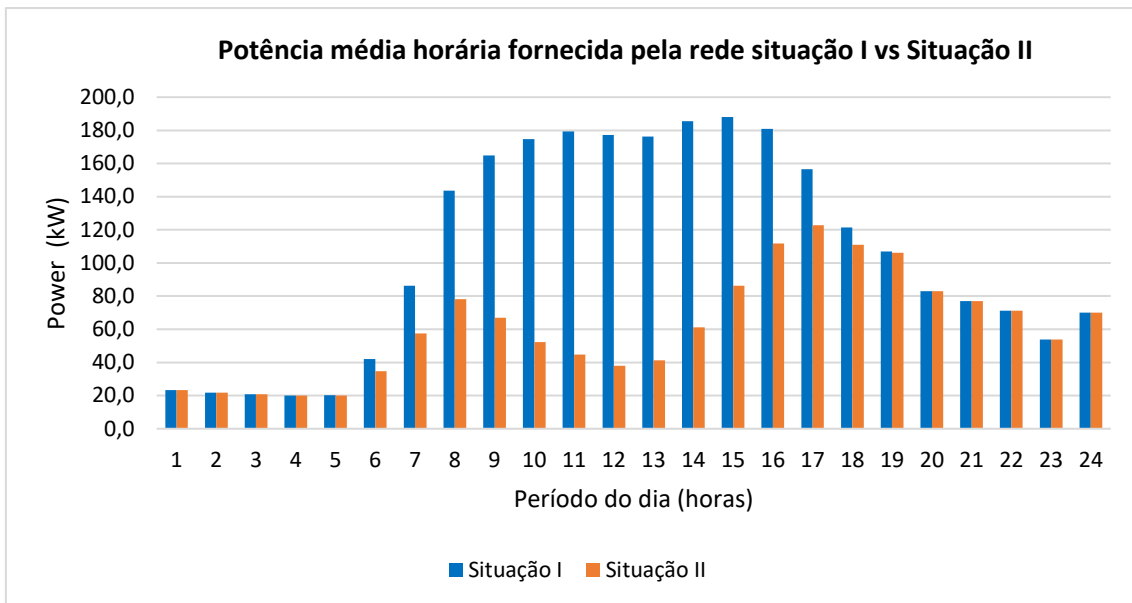


Figura 25 - Potência média horária situação I (sem painéis fotovoltaicos) vs Situação II (Após a instalação dos painéis fotovoltaicos)

Se for considerado o período solar das 7 às 18h podemos verificar na Tabela 13 uma redução da potência média consumida da rede de cerca de 54%.

Tabela 13 - Distribuição dos consumos de energia fornecida pela rede após a instalação do sistema pv

	Situação I	Situação II
Potência media consumida pela instalação (kW)	161	73

## 4.3 Dimensionamento do sistema PV da YKK - Expansão

Após caracterizado o sistema existente na YKK é necessário dimensionar a sua expansão de modo que cumpra os requisitos exigidos pelo utilizador, definidos previamente neste capítulo. O objectivo será definir várias hipóteses de expansão para que sejam depois avaliadas seguindo a metodologia formulada no capítulo 3. As etapas do dimensionamento seguirão o método definido por Aghaei (Aghaei, M., Kumar, N., *et al.*, 2020), em que as principais etapas serão:

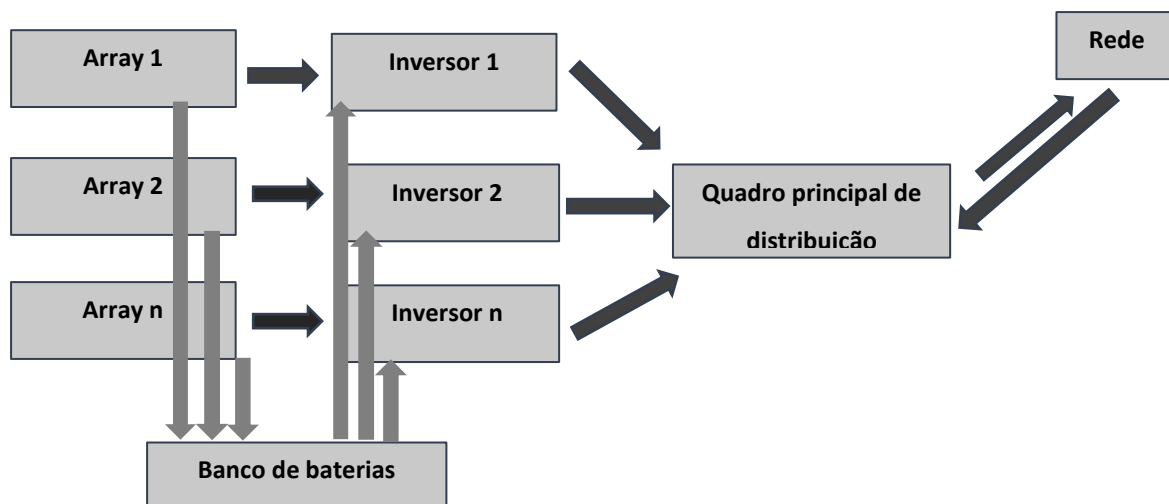
- 4.3.1 - Definição do tipo de sistema;
- 4.3.2 - Módulos fotovoltaicos;
- 4.3.3 - Localização do sistema;
- 4.3.4 - Escolha dos inversores e dimensionamento do *array*;
- 4.3.5 - Escolha da inclinação;
- 4.3.6 - Dimensionamento do sistema de armazenamento

### 4.3.1 Tipo de Sistema

O novo sistema será do mesmo tipo do sistema já existente, uma UPAC (unidade de produção para autoconsumo), onde o principal destino da energia solar produzida é o autoconsumo. A energia AC proveniente dos inversores é enviada para o quadro principal de distribuição que por sua vez a distribui pelos sub-quadros. Quando a energia proveniente dos inversores não é suficiente, o sistema recebe a restante energia da rede. O inverso é também possível, quando a produção supera o consumo da fábrica, existe ainda a possibilidade de enviar a energia para a rede de distribuição.

Para a expansão proposta será estudada a hipótese de implementação de um sistema de armazenamento de forma a maximizar a quota de autoprodução. O sistema de armazenamento será do tipo híbrido DC, onde as baterias serão uma alternativa de fornecimento de energia aos inversores. Neste caso os inversores passarão a poder receber energia tanto dos módulos fotovoltaicos como do sistema de armazenamento. Este método de ligação, tal como referido anteriormente (capítulo 2), permite uma redução do investimento, mas por outro lado tem uma menor potência de ligação que o sistema híbrido AC (Meyer, T., 2004). O número de bancos de baterias não tem de corresponder ao número de inversores, depende do dimensionamento do sistema.

A optimização e gestão da utilização das baterias é feita por um controlador de carga, que determina quando a bateria deve ou não ser carregada e descarregada. Esta ferramenta permite obter maior rentabilidade do sistema e também aumentar o tempo de vida da bateria, tal como referido anteriormente nesta dissertação. Uma representação do esquema da instalação pode ser vista na Figura 26.



Legenda	
	Ligação directa
	Ligação gerida por controlador de carga

Figura 26 – Diagrama de funcionamento expansão do sistema fotovoltaico YKK

#### 4.3.2 Módulos fotovoltaicos

Os módulos considerados são da marca Jinko solar, uma marca internacional, considerada como a melhor marca em 2020 num estudo de performance de módulos fotovoltaicos promovido pela conceituada associação alemã, PVEL. (Doyle, T., *et al.*, 2020).

A potência dos painéis deve ter em conta o espaço disponível bem como a potência dos inversores. A potência máxima de ligação da UPAC, de acordo com o DL162/2019, é de 425 kW, potência actualmente contratada pela YKK. Uma vez que já existe um sistema fotovoltaico com uma potência de ligação de 240 kW, podem ser instalados no limite mais 185 kW.

Para este projecto foi seleccionado o modelo Jinko solar Cheetah 72M de 410 Wp, um painel monocristalino, constituído por 5 barramentos para recolha de electrões (busbars) e uma eficiência de conversão de 20,17% em *standard test conditions*. O modelo escolhido apresenta não só uma maior potência como também uma maior eficiência na conversão face ao modelo instalado no sistema existente. Um resumo das características do painel seleccionado pode ser visto na Tabela 14. Para uma análise mais detalhada deverá ser consultado o Anexo 3.

Tabela 14 - Resumo de características módulo fotovoltaico Cheetah HC 400M-72H

Jinko solar Cheetah HC 410M-72H(410W)	
Potência em condições STC	410 Wp
Eficiência em STC	20,38 %
Numero de células	144
Imp	9,69 A
Vmp	41,7 V
Isc	10,6 A
VOC	42,3 V

### 4.3.3 Localização do Sistema

Conforme referido no início deste capítulo, o único local disponível para a instalação de mais módulos fotovoltaicos é a cobertura da fábrica, onde actualmente já estão instalados parte dos módulos do sistema já existente. O processo de fixação dos mesmos, referido anteriormente (nas vigas de suporte da cobertura da nave fabril) limitam o número de módulos possíveis de instalar na cobertura. Além dessa limitação, por motivos de segurança têm de ser consideradas outras restrições:

- Uma distância às extremidades da cobertura de pelo menos três metros;
- Para uma prática e eficaz manutenção dos sistemas de climatização, terá de ser considerada uma margem para trabalho à volta máquinas de climatização de três metros em cada direção.

Em resumo será considerada como não útil uma faixa treze metros a partir da extremidade Oeste. Assim sendo existem duas principais áreas onde não é possível instalar módulos, como pode ser visto na Figura 27 (zona marcada a cinzento, preenchida por solar tubes e zona marcada a laranja, faixa de treze metros a partir da extremidade oeste).

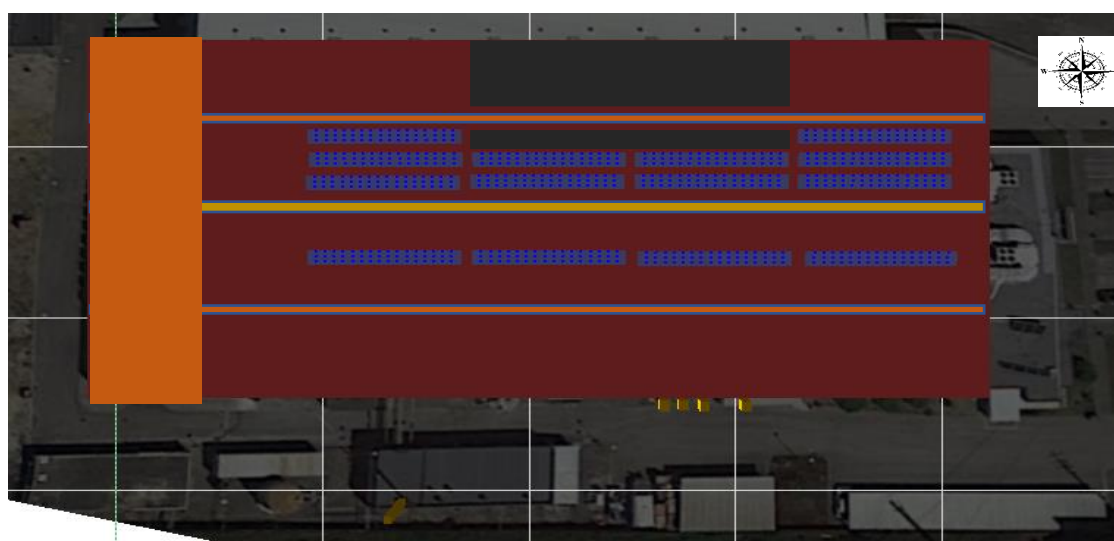


Figura 27 – Zonas interditas à colocação de módulos

Dadas as restrições espaciais anteriormente descritas, considerando as dimensões dos módulos definidos anteriormente e assumindo *strings* com a mesma potência, o número máximo de painéis possíveis de instalar na cobertura seria de 800, sendo 566 novos painéis e 234 já existentes. A distribuição dos painéis pode ser vista na Figura 28. No layout apresentado foram colocadas algumas mesas com apenas 10 painéis, de forma a conseguir rentabilizar ao máximo o espaço disponível. É de notar que qualquer instalação na cobertura só poderá ser validada após a realização de uma análise estrutural para validar o impacto do peso dos módulos na cobertura.

Considerando os módulos descritos na Tabela 14, de 410 Wp, seria possível instalar na cobertura cerca de 232 kWp (562 x 410 Wp), capacidade instalada necessária, teoricamente, para aumentar a potência de ligação em 185 kW (taxa de sobredimensionamento de 25%).



Figura 28 - Capacidade máxima instalável na cobertura - Desenho PVsyst

#### 4.3.4 Escolha dos inversores e dimensionamento dos arrays

A escolha do número e do tipo de inversores depende da potência instalada que, por sua vez, depende das características da instalação e dos objectivos do projecto. Neste caso os objectivos visam atingir a maior taxa de autoprodução possível com uma quota mínima obrigatória de 60%. Como tal, o sistema vai ser dimensionado para a maior potência possível. Caso se verifique que o custo do projecto é superior ao orçamento disponibilizado, o dimensionamento terá de ser refeito.

A escolha do inversor e *array* terá por base um estudo comparativo entre várias possíveis configurações, de modo a perceber qual a combinação que traz o menor custo de conversão para o projecto em causa. As simulações de produção serão realizadas no *sizing tool* do software *PVsyst* que permite a realização simulações rápidas das várias combinações para o local em causa.

##### 4.3.4.1 Inversor

A escolha do inversor será feita com base nos seguintes pressupostos:

- Os inversores serão da mesma marca dos já existentes, da Huawei;
- Serão considerados inversores de uma só potência.

O sistema de conversão utilizado consistirá em dois estágios; um primeiro estágio DC-DC através do algoritmo MPPT para otimizar a potência extraída e um segundo estágio de DC-AC. A configuração escolhida para este projecto será a de *multi-string* que de acordo com Samir Kouro (Kouro, S., *et al.*, 2015) é utilizada em instalações de média a grande escala ( $10 < kW < 500$ ), permitindo ter uma flexibilidade semelhante com menor número de equipamentos quando comparado com a *single string concept*.

Segundo o estudo realizado pela Universidade de Florianópolis em 2019 (Deschamps, E. M., Ruther, R., 2019) a taxa de sobrecarga óptima dos inversores para sistemas fotovoltaicos ligados à rede, com painéis monocristalinos, é de cerca de 125% e as perdas por sobrecarga variam em média entre os 0,3 e 2,4%.

Considerando o cenário exposto anteriormente serão escolhidos três inversores, cada um deles de potências diferentes. A quantidade de inversores de cada potência corresponderá ao múltiplo da sua potência que permita obter um valor total mais próximo de 185 kW (incremento de potência ligação máximo) de forma a cumprir o DL162/2019.

Os três inversores selecionados da gama disponível da Huawei, à data, e as respectivas combinações podem ser vistas na Tabela 15:

Tabela 15 - Possíveis inversores a implementar no novo sistema

Inversor	Número de inversores	Potência de ligação (kW)
SUN2000-36KTL	5	180
SUN2000-50KTL	4	184
SUN2000-90KTL-H2	2	180

As características dos modelos anteriores podem ser vistas na Tabela 16. Os preços foram consultados no site de um vendedor de equipamentos para sistemas fotovoltaicos, Europe solar store (Europe solar store). Os valores considerados são sem IVA e incluem o transporte.

Tabela 16 - Características inversores selecionados para estudo

<u>Modelo/Características</u>	<u>SUN2000-36KTL</u>	<u>SUN2000-50KTL</u>	<u>SUN2000-90KTL-H2</u>
Potência (kW)	36	46	90
Max corrente máxima por mppt (A)	22	22	25
Tensão máxima admissível (V)	1100	1100	1500
Eficiência (%)	98,4	98,6	98,8
Proteção <i>anti-islanding</i>	Sim	Sim	Sim
IP	65	65	65
Número de inputs	8	12	12
Preço (Euros)	3129 €	3569 €	7740 €



Além das características referidas, todos os equipamentos estão dotados de proteção contra inversão de polaridade e sobre correntes AC. Mais informações podem ser consultadas nas respectivas fichas técnicas dos produtos (Anexos 1, 4 e 5)

#### **4.3.4.2 Dimensionamento do array**

O estudo para a determinação do *array* que melhor se adequa a este projecto, será dividido em três fases:

- a) Definição das configurações de *array* a testar;
- b) Verificação das características técnicas das hipóteses estudadas;
- c) Simulação da produção e decisão com base no custo de conversão.

##### **a) Definição das configurações de *array* a testar**

Para a definição das diferentes configurações a testar, foi tido em conta que cada *string* só poderá ter 16 ou 17 módulos, de forma a enquadrar-se com as *strings* já existentes na cobertura (*strings* de 17 módulos). Na eventual colocação de 18 módulos, a distância para passagem de pessoas entre as *strings* poderia ficar comprometida.

Serão escolhidas para cada uma das três potências de inversores (Tabela 15) em estudo uma configuração de *strings* de 16 e uma de 17módulos que permita ligar o maior número de módulos possível, sendo que cada hipótese tem de cumprir os seguintes requisitos:

- a) Número máximo de módulos não pode ser superior ao limite máximo passível de ser instalado na cobertura, 566 módulos;
- b) Em cada hipótese as *strings* têm de ser sempre o mesmo número de módulos e o rácio da potência do *array* em STC pela potência dos inversores não poderá ser superior a 1,35;
- c) Tem de ser tido em conta também o número de *strings* máximo possível de ligar em cada inversor, o número de *inputs* pode ser consultado na Tabela 18.

Em cada hipótese será estudado o comportamento de alguns parâmetros necessários para assegurar a compatibilidade da combinação *array*-inversor. Os parâmetros a calcular com o auxílio do software PVsyst serão:

1.  $V_{mpp}$  (60°C);
2.  $V_{oc}$  (-10°C);
3.  $I_{mpp}$  máx.

As diferentes hipóteses em estudo e as respectivas características técnicas podem ser consultadas na Tabela 17:

Tabela 17 – Hipóteses de array a testar

Potência inversor (kW)	Hip.	Módulos por string	Nr. Strings	Vmpp (60°)	Voc (-10°)	Imp máx	Potência instalada por inversor (kWp)
36	A	16	7	572	889	70,3	45,9
	B	17	6	608	944	60,3	41,8
46	C	16	8	572	889	80,3	52,5
	D	17	8	608	944	80,3	55,8
90	E	16	12	572	878	121	78,7
	F	17	12	608	944	121	83,6

A configuração final dos arrays em cada hipótese pode ser visto na Tabela 18:

Tabela 18 – Arrays com ajustes efectuados tendo em conta as limitações do espaço existente

P (kW)	Hip.	Configuração de array	Nr de painéis instalados
36	A	5 Inversores com 7 strings de 16 módulos cada	560
	B	5 inversores com 6 strings de 16 módulos cada	510
46	C	4 Inversores com 8 strings de 16 módulos cada	512
	D	4 Inversores com 8 strings de 17 módulos cada	544
90	E	2 inversores com 12 strings de 16 módulos cada	384
	F	2 inversores com 12 strings de 17 módulos cada	408

#### b) Verificação das características técnicas das hipóteses estudadas

A avaliação das características técnicas e legais das hipóteses estudadas será baseada nos seguintes critérios:

- Cumprimento do DL162/2019 que indica que a potência de ligação à rede não pode ser superior à potência contratada;
- Compatibilidade entre as tensões e correntes geradas pelas strings e as características do inversor nomeadamente:
  1. Vmp (60°C);
  2. Voc (-10°C);
  3. Imp max.

A verificação das características técnicas e legais das soluções estudadas podem ser consultadas na Tabela 19, onde na sexta coluna está referido se a hipótese em causa é executável ou não.

Tabela 19 - Verificação da falibilidade das hipóteses de array consideradas

P (kW)	Hip.	Potência total (kWp)	Potência de ligação (kWp)	Taxa de sobrecarga do inversor (%)	Verificação	Motivo
36	A	229	180	128%	Ok	-
	B	209	180	116%	Ok	-
46	C	210	184	114%	Ok	-
	D	223	184	121%	Ok	-
185	E	157	180	85%	NOK	Vmpp a 60°, é inferior à tensão mínima do inversor
	F	167	180	93%	Ok	-

### c) Simulação da produção e decisão

Após seleccionadas as hipóteses executáveis, foi simulada a produção anual de cada um dos *arrays* para depois cruzar com o custo de aquisição dos equipamentos e obter assim o custo de produção. O custo de produção será calculado a 25 anos, com uma taxa de actualização de 6%. Será prevista uma troca de inversores ao 15º ano (Sangwongwanich, A., *et al.*, 2017).

A taxa de actualização considerada para este estudo será baseada num estudo realizado em 2018, *Renewable Energy Discount Rate Survey Results*, que concluiu que as taxas médias praticadas na Europa são maioritariamente entre 5,5 e 6% (Grant Thornton, 2019). Neste projecto será considerado o valor de 6%.

As simulações serão feitas com o *sizing tool* do *PVsyst*, uma simulação simplificada que permite obter rapidamente os resultados das diferentes hipóteses.

As simulações serão realizadas no software *PVsyst*, para a localização e características da fábrica da YKK, referidas anteriormente. Nesta simulação não são tomadas em conta as perdas do sistema, a estimativa final de produção será obtida através de uma simulação avançada, feita mais à frente nesta dissertação. Visto não ter sido ainda estudada a inclinação óptima para o sistema em causa, os valores vão ser calculados assumindo uma inclinação de 15°. Os resultados podem ser vistos na Tabela 20.

O custo de conversão de cada hipótese (i) será calculado com base na seguinte fórmula:

$$CC_i \text{ (Euros/MWh)} = \frac{\sum_{j=1}^n \frac{C_i * N_i}{(1+a)^j}}{\sum_{j=1}^n \frac{E_i}{(1+a)^j}} \quad (44)$$

Onde:

CC<sub>i</sub> (Euros/MWh) – Custo de conversão actualizado;

E<sub>i</sub> (MWh) - Produção anual em cada hipótese;

C<sub>i</sub> (Euros) – Custo de cada inversor (consultar Tabela 16);

N<sub>i</sub> – número de inversores necessários;

a (%) – Taxa de actualização;

n (anos) – Tempo de vida do projecto.

Tabela 20 - Determinação do custo de conversão para cada hipótese

Hip.	Perda por sobrecarga do inversor no ano 1 (kWh)	C <sub>i</sub> - Custo inversores (Euros)	P <sub>i</sub> - Produção (MWh/ano)	CC <sub>i</sub> - Custo conversão (Euros/MWh)
A	4655	15 645 €	360	4,82
B	272,5	15 645 €	328	5,29
C	5,12	14 276 €	327	4,84
D	1044	14 276 €	346	4,57
F	0	15 480 €	262	6,55

Com base nos resultados obtidos, a configuração que contempla 4 inversores de 46 kW cada com *strings* de 17 módulos em série e 8 *strings* em paralelo, a hipótese D, é a que apresenta um menor custo de conversão com uma média prevista de 4,57 euros por MWh convertido ao longo dos 25 anos do projecto. Neste cenário a taxa de sobrecarga do inversor é de 21% (224 kWp/185 kW), valor semelhante ao valor óptimo obtido no estudo de Eduardo Martins em *Optimization of inverter loading ratio for grid connected photovoltaic systems* e a perda por sobrecarga prevista é 0,3% (996 kWh/346 MWh) ano, valor também aceitável de acordo com o estudo.

Na Figura 29 está representada a curva I-V do *array* escolhido a 20 e 60 graus celsius (curvas a verde). Verifica-se graficamente que a corrente e tensão do *array* estão dentro dos limites do inversor, marcadas a azul e rosa. Recorde-se que os limites do equipamento são:

- Tensão: 200 V – 1100 V;
- Corrente máxima DC: 88 A.

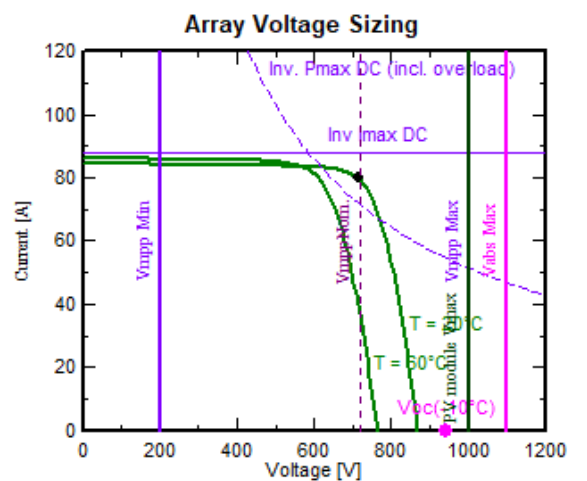


Figura 29 - Dimensionamento array: curva I-V do array e limites do funcionamento do inversor – PVsyst sizing tool

### 4.3.5 Inclinação

Para a localização do sistema no Carregado e de acordo com a literatura (Jadhav, V., 2018), a inclinação óptima é de cerca de 38°. Para o sistema em estudo vai ser feita uma simulação no software PVsyst, onde serão considerados vários factores como os elementos sombra, a distância entre módulos e irradiância do local de modo a verificar qual a inclinação que gera maiores produções anuais. É de recordar que a distância entre módulos não pode ser alterada visto que os painéis têm de ser fixos às vigas da cobertura.

Será estudada a produção anual com diferentes inclinações começando com 0 graus e aumentando de 5 em 5 até atingir 40 graus, o múltiplo de 5 mais próximo da inclinação ideal. Nas simulações serão mantidos constantes as características dos módulos, potência e array definidos previamente. Os resultados podem ser vistos na Tabela 21:

Tabela 21 - Produção anual do sistema de acordo com a inclinação escolhida - dados PVsyst

Inclinação dos painéis (graus)	0	5	10	15	20	25	30	35	40
Produção anual (MWh)	322	336	346	346	344	341	337	332	326

Verificamos que na inclinação óptima o sistema não tem a máxima rentabilidade devido ao sombreamento causado pelas filas de módulos à frente. As inclinações com maior produção são as de 10 e 15 graus, com 346 MWh por ano produzidos. A inclinação escolhida será a de 10° visto que causa menor impacto na cobertura da instalação.

Numa eventual aplicação do sistema é imperativo a realização de um cálculo estrutural onde deve ser contabilizada a acção do vento. Os painéis formam uma superfície fechada muito extensa, o que pode originar grandes forças de tração pelo vento. Esse cálculo não será realizado neste estudo.

### 4.3.6 Sistema de armazenamento

Consoante a taxa de autossuficiência da instalação obtida pelos novos módulos instalados na cobertura, pode ser necessário adicionar um sistema de armazenamento de forma a atingir os requisitos do projecto.

#### 4.3.6.1 Tipo e modelo de bateria

De acordo com Qazi em *Fundamentals of Standalone Photovoltaic Systems* (Qazi, S., 2017), para sistemas de maior dimensão (não residenciais) as baterias mais usadas são as de chumbo-ácido que não necessitam de manutenção e que apresentam excelentes condições de segurança devido à sua válvula para controlo de gases durante a descarga. Contudo, será feito um estudo com baterias de diferentes tecnologias, em que o factor decisivo será o custo de armazenamento ao longo da vida da bateria. Para a caracterização das baterias é necessário saber:

- Tensão (V);
- Capacidade armazenamento (Ah);
- Taxa de descarregamento (%);
- Número de ciclos a 80% DOD;
- Valor de mercado (Euros);
- Peso (kg);
- Taxa de autodescarregamento (%);
- Eficiência na conversão (%).

Foram selecionadas várias baterias cujas características podem ser vistas na Tabela 22:

Tabela 22 - Características das baterias selecionadas

Hipótese	A	B	C	D	E
Marca	Concord	Deka solar	Rolls	Victron	LG chem
Tecnologia	Chumbo ácido	Chumbo ácido	Chumbo ácido	lões - Lítio	lões - Lítio
Tipo	Seladas	Seladas	Seladas	LFP	-
Modelo	2580L	8G8D	12-cs-11PS	LFP-CB 12.8V/200Ah	Resu 13
Tensão (V)	12	12	12	12.8	51,8
Capacidade Max. (Ah)	230	208	296	100	252
Número de ciclos	600	600	2 700	2 500	6 000
Preço (Euros)	695 €	753 €	1 156 €	2 117 €	5 590 €
Autodescarregamento /mês (%)	1,50 %	2,00 %	5,00 %	5,80 %	1,20 %
Peso (kg)	72,1	71,2	123	20	99
Eficiencia (%)	97%	97%	97%	92%	95%

Notas:

- LFP-CB – Bateria de fosfato de ferro lítio é um tipo de bateria de iões-lítio onde o cátodo é fosfato de ferro lítio e o ânodo é grafite. São baterias mais económicas e duradouras que as tradicionais baterias de iões lítio. No entanto têm menor densidade energética.
- Os preços das baterias foram obtidos na *Europe solar store* e as características nas respectivas fichas técnicas.

Para uma informação mais detalhada, podem ser consultadas as respectivas fichas técnicas dos anexos 6 ao 10.

Para o cálculo do custo de armazenamento será calculado o *levelized cost of storage* (LCOS). O tempo de análise do projecto serão 25 anos. Para este estudo serão assumidas as seguintes premissas:

- 1) A taxa de descarregamento máximo das baterias (*DOD*) da tecnologia de chumbo-ácido é de 50% e das baterias de iões lítio é de 80%. (Pawel, I., 2014);
- 2) A taxa de actualização do projecto (*a*) será de 6% (Grant Thornton, 2019);
- 3) O valor residual das baterias ( $R_T$ ) em fim de vida é nulo;
- 4) O custo da electricidade ( $c_{ele}$ ) será de 0,036 euros/kWh assumindo que o sistema será alimentado apenas pelo sistema fotovoltaico. Valor corresponde ao do custo médio de produção da energia fotovoltaica em Portugal (Lugo-Laguna, D., *et al.*, 2021);
- 5) O custo de operação e manutenção (O&M) será de 0,03 euros/kWh armazenado e 10 euros por kWh de capacidade de armazenamento nas baterias de iões lítio e de 15 euros/kWh nas baterias de chumbo-ácido (Mongird, K., *et al.*, 2019).

O LCOS será calculado para cada hipótese de bateria (H) considerando bancos de baterias com uma capacidade de 50 kWh e um número de ciclos previstos de 365/ano. As etapas de cálculo podem ser vistas abaixo:

- 1) Capacidade de cada bateria em kWh,  $E_H$ :

$$E_{H W} (kWh) = \frac{E_{H A} \times V}{1000} \quad (45)$$

Onde:

$E_{H W}$  (kWh) – Capacidade de armazenamento em cada hipótese H;

$E_{H A}$  (Ah) – Capacidade de armazenamento em cada hipótese H;

$V$  (V) – Tensão da bateria cada bateria em cada hipótese H.

2) Número de baterias necessárias em cada hipótese,  $NB_H$ :

$$NB_H = \frac{CB}{E_{HW}} \quad (46)$$

Onde:

$E_{HW}$  (kWh) – Capacidade de armazenamento de cada hipótese;

$NB_H$  – Número de baterias necessárias em cada hipótese H;

CB – Capacidade do banco de baterias, 50 kWh, conforme referido anteriormente.

3) Investimento inicial em cada hipótese,  $I_H$ :

$$I_H(\text{Euros}) = NB_H \times P_H \quad (47)$$

Onde:

$I_H$  (Euros) - Investimento inicial em cada hipótese;

$P_H$  (Euros) – Custo de cada bateria. O valor pode ser consultado na tabela 22;

$NB_H$  - Número de baterias necessárias em cada hipótese H.

4) Número de trocas previstas em cada hipótese durante o tempo de vida do projecto, 25 anos:

$$NT_H = \frac{N_p}{NC_H} \quad (48)$$

Onde:

$NT_H$  - Número de trocas de baterias previstas em cada hipótese H;

$N_p$  - Número de ciclos anuais previstos, 365, conforme referido anteriormente;

$NC_H$  – Número de ciclos máximo de cada bateria de acordo com o datasheet (ver tabela Tabela 22).

O valor será depois arredondado por defeito.

5) Energia descarregada pelo sistema de armazenamento em cada hipótese H no primeiro ano:

$$Wout_H^1(kWh) = N_p \times CB \times DOD_H \times EF_H \times (1 - AD_H) \quad (50)$$

Onde:

$Wout_H^1$  (kWh) – Energia descarregada pelo sistema de armazenamento no primeiro ano do projecto em cada hipótese H;

$N_p$  – Número de ciclos anuais previstos, 365, conforme referido anteriormente;

CB – Capacidade do banco de baterias, 50 kWh, conforme referido anteriormente;

$DOD_H$  (%) – Taxa de descarregamento máximo de cada hipótese H;

$EF_H$  (%) – Eficiência no processo de carga e descarga da bateria (*round-trip efficiency*) em cada hipótese H (ver Tabela 22);

$AD_H$  (%) – Taxa de autodescarregamento em cada hipótese H (Tabela 22).



6) Custo de operação e manutenção:

$$O\&M_H^n(\text{Euros}) = W_{out_H}^n \times C_{O\&M} \quad (51)$$

Onde:

$O\&M_H^n$  (Euros) - Custo de operação e manutenção no ano “n” em cada hipótese H;

$W_{out_H}^n$  (kWh) – Energia descarregada pelo sistema de armazenamento no ano “n”.

Estão reunidas todas as condições para aplicar a fórmula descrita no capítulo 2 (item 2.5.5). No quadro abaixo é possível verificar os resultados obtidos:

Tabela 23 - Cálculo do custo de armazenamento (LCOS) em cada tipo de bateria

Dados	Concord	Deka solar	Rolls	Victron	LG chem
Investimento 1º ano (Euros) – $I_H$	25 181 €	30 168 €	32 545 €	51 685 €	28 175 €
Número de baterias – $NB_H$	36	40	28	24	5
Energia descarregada 1º ano (kWh) – $W_{out}^1$	8 718	8 674	8 187	12 653	13 704
Custo de manutenção 1º ano (euros) – $O\&M^1$	1 503 €	1 503 €	1 502 €	629 €	629 €
Periodicidade de substituição (anos)	2	2	7	6	16
LCOS 25 anos (Euros/kWh)	1,812 €	2,141 €	0,970 €	0,986 €	0,308 €

Com base nos resultados, foi escolhido para o sistema de armazenamento a bateria da LG chem, modelo Resu 13, que apresenta o menor custo de armazenamento ao longo dos 25 anos do projecto, de acordo com as premissas consideradas.

Por simplificação não foi considerado neste estudo o controlador de carga.

#### 4.3.6.2 Capacidade do banco de baterias

A capacidade do banco de baterias vai ser decidida com base na taxa de autoprodução da instalação (objectivo mínimo é de 60%). Serão preparadas várias hipóteses de sistemas de armazenamento com diferentes capacidades para avaliar a sua contribuição para a autoprodução.

Será definido um número mínimo de baterias de forma que a tensão do banco se enquadre nos valores admissíveis pelos inversores. A tensão do banco de baterias tem de estar dentro das tensões aceitáveis do inversor escolhido, entre 200 e 1100 V. Para o cálculo da combinação mínima do banco foi definida uma tensão mínima semelhante à tensão de uma string, 674V (51,8 x 13). Tanto considerando a tensão mínima (42 V) como a tensão máxima da bateria (58,8 V), a tensão do conjunto é compatível com os limites do inversor.

O princípio para a definição das hipóteses do banco de baterias será testar o comportamento do sistema com a menor combinação possível e depois aumentar a capacidade do banco de forma progressiva e perceber o impacto na taxa de autoprodução. As restantes hipóteses serão feitas com combinações de paralelo deste conjunto. Serão definidas 4 hipóteses que podem ser vistas na Tabela 24.

Tabela 24 – Combinações de sistemas de armazenamento para teste

Hipóteses	Número de baterias instaladas	Tensão nominal (V)	Capacidade (kWh)
1	13 (13 série)	674	142
2	26 (13 série x 2 paralelo)	674	284
3	39 (13 série x 3 paralelo)	674	426
4	52 (13 série x 4 paralelo)	674	555

Após avaliados os resultados pode ser necessário refazer os cálculos com uma diferente combinação das apresentadas acima.

#### 4.3.6.3 Sistema de ventilação

Será considerado um sistema de climatização no local de instalação das baterias de forma a manter a temperatura ideal entre os 15 °C e 35 °C graus, para garantir o bom funcionamento das baterias de ião lítio de acordo com Shuai Ma (Ma, S., *et al.*, 2018). Deste modo é aumentada a sua longevidade e é reduzido o risco de incêndio nas instalações.

#### 4.3.6.4 Fim de vida do sistema de armazenamento (necessidade de substituição)

A previsão da necessidade de substituição do sistema de armazenamento é essencial para a definição dos custos do projecto.

Considera-se que uma bateria com a tecnologia Iões-Litio está em fim de vida quando a sua capacidade é 80% inferior à sua capacidade nominal (Xu B., *et al.*, 2018). O número de ciclos de uma bateria depende da taxa de descarregamento aplicada, a relação destas duas variáveis pode ser vista na ficha técnica dos produtos. A temperatura é também um factor preponderante na vida útil do sistema de armazenamento, no entanto, para o caso de estudo a temperatura será assumida como a ideal.

A necessidade de substituição das baterias será calculada de acordo com a seguinte fórmula:

Número de ciclos médios anuais por bateria:

$$NC = \frac{NE_{AB}}{C_{Bat} \times DOD} \quad (52)$$

Onde:

NC (Unidades) – Número de ciclos anuais por bateria;

NE<sub>AB</sub> (kWh) – Energia armazenada pelo sistema de armazenamento ao longo de um ano;

DOD (%) – Taxa de descarregamento;

C<sub>bat</sub> (kWh) – Capacidade nominal do sistema de armazenamento selecionado (1 unidade);

N<sub>bat</sub> (Unidades) – Número de baterias instaladas.

Tempo de substituição do sistema de armazenamento:

$$NT = \frac{NF^{DOD}}{NC} \quad (53)$$

Onde:

- NT (anos) – Tempo necessário para substituir o sistema de armazenamento, em anos;
- $NF^{DOD}$  – Número de ciclos previsto teoricamente para a bateria atingir o fim de vida (80% da capacidade inicial) operando a uma determinada taxa de descarregamento;
- NC – Número de ciclos anuais por bateria.

#### 4.3.6.5 Controlador de carga

Como referido no capítulo introdutório, o controlador de carga é um elemento essencial para a gestão do sistema de armazenamento. O dimensionamento do controlador de carga, por simplificação, não será âmbito desta dissertação.

Na eventual instalação do sistema, os controladores escolhidos devem ser escolhidos tendo em conta as seguintes características do sistema:

- Cada string tem uma tensão mínima e máxima de 608 V e 944 V, respectivamente;
- Cada string tem uma corrente máxima de 80,3 A;
- Tensão de alimentação das baterias, entre 546 V e 764 V;
- Tensão de entrada no inversor, entre 200 V e 1100 V.

#### 4.3.7 Resumo da instalação

A configuração da instalação (expansão do sistema existente) com base nos dimensionamentos efectuados anteriormente pode ser resumida na Tabela 25:

Tabela 25 - Resumo características novo sistema

Equipamento	Características
Modelo módulos	Jinko solar Cheetah 72M 410 W
Inclinação dos módulos	10°
Módulos por string	17
Número de strings	8
Potência instalada por string	6,97 kWp
Potência instalada	223 kWp
Modelo inversor	SUN2000-50KTL
Número de inversores	4
Potência por inversor	46 kW
Modelo bateria	LG Chem Resu13
Capacidade banco de baterias	A definir

## 4.4 Análise económica

Estão reunidas as condições para a aplicação da metodologia desenvolvida. Serão analisadas 4 hipóteses de expansão, todas elas com as mesmas características (mencionadas na Tabela 25) no que diz respeito à capacidade instalada, à conversão de energia e inclinação, mas que diferem na capacidade de armazenamento, cujos valores podem ser consultados na Tabela 24. Adicionalmente será também considerada uma hipótese de expansão sem sistema de armazenamento.

As hipóteses em estudo podem ser consultadas na Tabela 26.

Tabela 26 – Caracterização da potência instalada e capacidade de armazenamento das hipóteses de expansão

Hipótese	A	B	C	D	E
Potência instalada (kWp)	223	223	223	223	223
Capacidade do sistema de armazenamento (kWh)	0	142	284	426	555

Para calcular os benefícios do sistema serão consideradas as tarifas de venda de energia excedente (obtida através de uma consulta de mercado) e tarifas de autoconsumo, obtidas através do tarifário atualmente praticado na YKK. Os valores podem ser consultados nas Tabela 27 e Tabela 28:

### Venda energia excedente à rede (Euros/kWh)

Tabela 27 - Tarifa de venda de energia à rede (fonte - ERSE)

Tarifa de venda de energia excedente (Euros/kWh)	
Tarifa de venda energia excedente	0,04

### Tarifas de autoconsumo (Euros/kWh)

Tabela 28 - Tarifário de autoconsumo YKK

Tarifário YKK (Euros/kWh)				
Período anual	Verão		Inverno	
Período diário	Super Vazio	0,05384	Super Vazio	0,05374
	Vazio Normal	0,056851	Vazio Normal	0,056951
	Cheias	0,08014	Cheias	0,08044
	Ponta	0,191247	Ponta	0,191547

#### 4.4.1 Fase 1 – Sistema existente

Seguindo os procedimentos da metodologia desenvolvida no capítulo 3, do ponto 1 até ao 6, os resultados obtidos são os da Tabela 29. Recorda-se que a energia produzida pelo sistema existente permite obter uma taxa de autoprodução anual de 42%.

Tabela 29 - Resultados simulação de produção do sistema existente da YKK

Caracterização do Sistema existente		
Energia (kWh)	Energia anual utilizada para autoconsumo - $AE_A$ (kWh)	343 645
	Energia anual injectada na rede - $AE_E$ (kWh)	111 638
	Energia anual fornecida pela rede - $AE_{FR}$ (kWh)	585 239
Benefício (Euros)	Energia fornecida ao utilizador – N (kWh)	928 846
	Benefício obtido pelo autoconsumo ( $AB_A$ )	39 743 €
	Benefício obtido pela venda de energia excedente ( $AB_E$ )	4 465 €
	Custo da energia fornecida pela rede ( $AC_R$ )	56 997 €

#### 4.4.2 Fase 2 – Sistema Global

Aplicando as etapas do ponto 9, descritas no capítulo 3 da metodologia desenvolvida, obtemos os resultados relativos ao sistema global, que podem ser vistos na Tabela 30.

Tabela 30 - Resultados aplicação da metodologia no caso de estudo. Fase 2 - Sistema global

Resultados - Sistema Global					
Hipótese	A	B	C	D	E
Capacidade do sistema de armazenamento (kWh)	-	142	284	426	555
Produção Útil – $P_U$ (kWh)	801 407	796 419	785 623	777 655	773 886
Energia Autoconsumo – $E_A$ (kWh)	506 229	541 620	564 361	578 605	589 577
Energia rede – $E_{FR}$ (kWh)	422 618	387 268	364 521	350 274	339 301
Energia Inj rede – $E_E$ (kWh)	295 178	254 799	221 262	199 049	184 309
Benefício Inj rede – $B_E$ (Euros)	11 807 €	10 192 €	8 850 €	7 962 €	7 372 €
Benefício autoconsumo Global – $B_A$ (Euros)	58 124 €	60 915 €	62 553 €	63 583 €	64 471 €
Pagamento à comercializadora – $C_R$ (Euros)	38 614 €	35 826 €	34 189 €	33 158 €	32 270 €
Benefício Total – $B_T$ (Euros)	69 932 €	71 107 €	71 403 €	71 545 €	71 843 €
Taxa de autoprodução – RS (%)	54,50%	58,31%	60,76%	62,29%	63,47%

Os resultados mostram a performance do sistema global, constituído pelo sistema já existente e a sua expansão. De acordo com os requisitos do utilizador, o limite mínimo definido de autoprodução para a instalação é de 60% e, como tal, apenas as hipóteses C, D e E cumprem este requisito.

### 4.4.3 Fase 3 - Expansão

Aplicando as etapas do ponto 10 ao 14 descritas na metodologia referida no capítulo 3, obtemos os resultados relativos à expansão, uma parcela do sistema global. Os resultados podem ser vistos na Tabela 31.

Tabela 31 - Resultados aplicação da metodologia no caso de estudo. Fase 3 - Expansão

Resultados - Expansão					
Hipótese	A	B	C	D	E
Capacidade do sistema de armazenamento (kWh)	0	142	284	426	555
Energia autoconsumo painéis – $NE_{AP}$ (kWh)	162544	162544	162544	162544	162544
Energia autoconsumo baterias – $NE_{AB}$ (kWh)	-	35 431	58 171	72 416	83 388
Energia injectada na rede – $NE_E$ (kWh)	183 654	110 369	95 842	86 220	79 835
Energia autoconsumo total – $NE_{AT}$ (kWh)	162 544	197 975	220 715	234 960	245 932
Produção útil - $NE_U$ (kWh)	346 198	343 775	374 729	393 597	409 156
Benefício autoconsumo painéis – $NB_{AP}$ (Euros)	18 381 €	18 381 €	18 381 €	18 381 €	18 381 €
Benefício autoconsumo baterias – $NB_{AB}$ (Euros)	-	2 791 €	4 428 €	5 459 €	6 347 €
Benefício total -autoconsumo $NB_A$ (Euros)	18 381 €	21 172 €	22 809 €	23 839 €	24 727 €
Benefício energia injectada na rede – $NB_E$ (Euros)	7 346 €	4 415 €	3 834 €	3 449 €	3 193 €
Benefício Total – $NB_T$ (Euros)	25 727 €	25 586 €	26 642 €	27 288 €	27 921 €

### 4.4.4 Fase 4 – Análise económica

#### 4.4.4.1 Investimento

Os valores de investimento deste projecto serão estimados com base nos preços praticados na construção do sistema existente (anexo 11) e numa consulta online aos valores de mercado. Para o cálculo do investimento deste projecto serão consideradas as seguintes parcelas: 1) os vários equipamentos do sistema: painéis, baterias e inversores incluindo as proteções de interligação de acordo com DL162/2019 2) Os custos de instalação dos mesmos, que no caso dos painéis, contempla a compra e instalação dos suportes para os módulos; 3) A criação de um local climatizado para a colocação das baterias, de forma aumentar a sua eficiência e garantir as condições de segurança 5) Cálculo estrutural para verificação do esforço da cobertura conforme referido anteriormente.

Relativamente aos períodos de substituição é de notar que:

- O ano de substituição das baterias será calculado de acordo com as fórmulas anteriormente apresentadas neste capítulo (4.3.7.4).
- Será prevista a troca dos inversores ao 15º ano (Sangwongwanich, A., *et al.*, 2017).

Os valores considerados de cada equipamento/serviço podem ser vistos abaixo (Tabela 32):

Tabela 32 - Custos unitários de investimento

Equipamentos/serviços Investimento	Valor (Euros)	Fonte
Bateria (Euros/bateria)	5 679 €	Tabela 22
Inversores (Euros/inversor)	3 569 €	Tabela 16Tabela 18
Painéis solares (Euros/modulo)	110 €	Europe solar store
Instalação do Sistema (Módulos, inversores, outros) (Euros/kWp)	258 €	Anexo 11
Instalação ventilada para sistema de armazenamento (euros)	2 500 €	(Palmer, J., <i>et al.</i> , 2017)
Custo de instalação baterias (euros/kWh)	98 €	(Feldman, D., <i>et al.</i> , 2021)
Cálculo estrutural cobertura (euros)	3 000 €	Valor da última avaliação estrutural na YKK

#### 4.4.4.2 Custos de operação e manutenção (O&M)

Os custos de operação e manutenção considerados para o sistema em causa são essenciais para a determinação do balanço anual do sistema. Serão considerados neste projecto como custos operacionais; 1) O custo de manutenção anual do sistema de armazenamento e painéis; 2) O seguro da instalação. Os custos e manutenção dos painéis foram baseados no valor praticado no sistema existente, enquanto que os custos de manutenção do sistema de armazenamento foram baseados num relatório do departamento de energia dos EUA publicado em Julho de 2019 (Mongird, K., *et al.*, 2019). O seguro de responsabilidade civil obrigatório do sistema fotovoltaico terá como base o valor do seguro considerado no sistema existente.

O resumo dos custos de operação e manutenção considerados podem ser consultados no quadro abaixo (Tabela 33):

Tabela 33 - Custos unitários de operação e manutenção

Custos de operação e manutenção	Valor (Euros)	Fonte
Manutenção sistema de armazenamento (euros/kWh)	$0,03 \times EP + 13 \times C_B$	(Mongird, K., <i>et al.</i> , 2019)
Manutenção módulos fotovoltaicos (Euros/kWp)	$12 \times C_P$	(Mongird, K., <i>et al.</i> , 2019)
Seguro painéis Fotovoltaicos (Euros/kWp)	$1,6 \text{ €} \times C_P$	Custo do seguro Sistema existente

Onde:

$C_B$  (kWh) – Capacidade sistema de armazenamento;

$C_P$  (kWp) - Capacidade instalada painéis.

#### 4.4.4.3 Resumo investimento e O&M por hipótese de expansão

Os custos fixos anuais e o valor de investimento para cada uma das hipóteses de expansão podem ser resumidos nos quadros abaixo (Tabela 34 e Tabela 35):

Tabela 34 - Custos fixos anuais para cada uma das hipóteses estudadas

Custos fixos anuais novo sistema					
Hipótese	A	B	C	D	E
Seguro	318 €	318 €	318 €	318 €	318 €
Manutenção	2 676 €	4 107 €	5 533 €	6 958 €	8 251 €
Custos Fixos anuais totais	2 562 €	2 573 €	2 580 €	2 584 €	2 588 €

Tabela 35 - Investimento previsto para cada uma das hipóteses de expansão estudadas

Investimento previsto no novo sistema					
Hipótese	A	B	C	D	E
Investimento painéis <sup>25 anos</sup> (Euros)	59 840 €	59 840 €	59 840 €	59 840 €	59 840 €
Investimento baterias <sup>25 anos</sup> (Euros)	-	95 328 €	145 340 €	218 010 €	290 680 €
Investimento inversores <sup>25 anos</sup> (Euros)	20 232 €	20 232 €	20 232 €	20 232 €	20 232 €
Instalação do sistema	57 674 €	71 590 €	85 506 €	99 422 €	112 064 €
Avaliação estrutural cobertura	3 000 €	3 000 €	3 000 €	3 000 €	3 000 €
Instalação ventilada para baterias	2 500 €	2 500 €	2 500 €	2 500 €	2 500 €
Investimento ano 0 (Euros)	134.790 €	223.876 €	307.462 €	394.048 €	479.360 €
Investimento ano 15 (Euros)	14 276 €	14 276 €	14 276 €	14 276 €	14 276 €
Investimento ano 20 (Euros)	0 €	72 670 €	0 €	0 €	0 €
Total Investimento <sup>25 anos</sup> (Euros)	140 747 €	296 546 €	307 462 €	394 048 €	479 360 €
Total Investimento (Euros/kWp)	631 €	1 330 €	1 379 €	1 767 €	2 150 €

#### 4.4.4.4 Resultados económicos

Seguindo os procedimentos do item 3.4 da metodologia desenvolvida no capítulo 3, com uma taxa de actualização de 6% (Grant Thornton, 2019), os resultados económicos das hipóteses estudadas podem ser vistos na Tabela 36:

Tabela 36 - Resultados económicos de cada uma das hipóteses estudadas

Indicadores económicos e taxa de autoprodução por hipótese de expansão					
Hipótese	A	B	C	D	E
Taxa de actualização (%)	6,00%	6,00%	6,00%	6,00%	6,00%
TIR (%)	16,25%	6,89%	4,26%	1,67%	-0,05%
VAL - 25 anos (Euros)	149 072 €	17 245 €	-48 421 €	-144 959 €	-235 249 €
Cash Flow anual (Euros)	22 672 €	21 101 €	20 730 €	19 951 €	19 290 €
Somatório Cash Flow (Euros)	552 515 €	440 572 €	503 972 €	484 509 €	476 305 €
LCOE (Euros/kWh)	0,039 €	0,077 €	0,095 €	0,119 €	0,142 €
Taxa de autoprodução (%)	54,50%	58,31%	60,76%	62,29%	63,47%



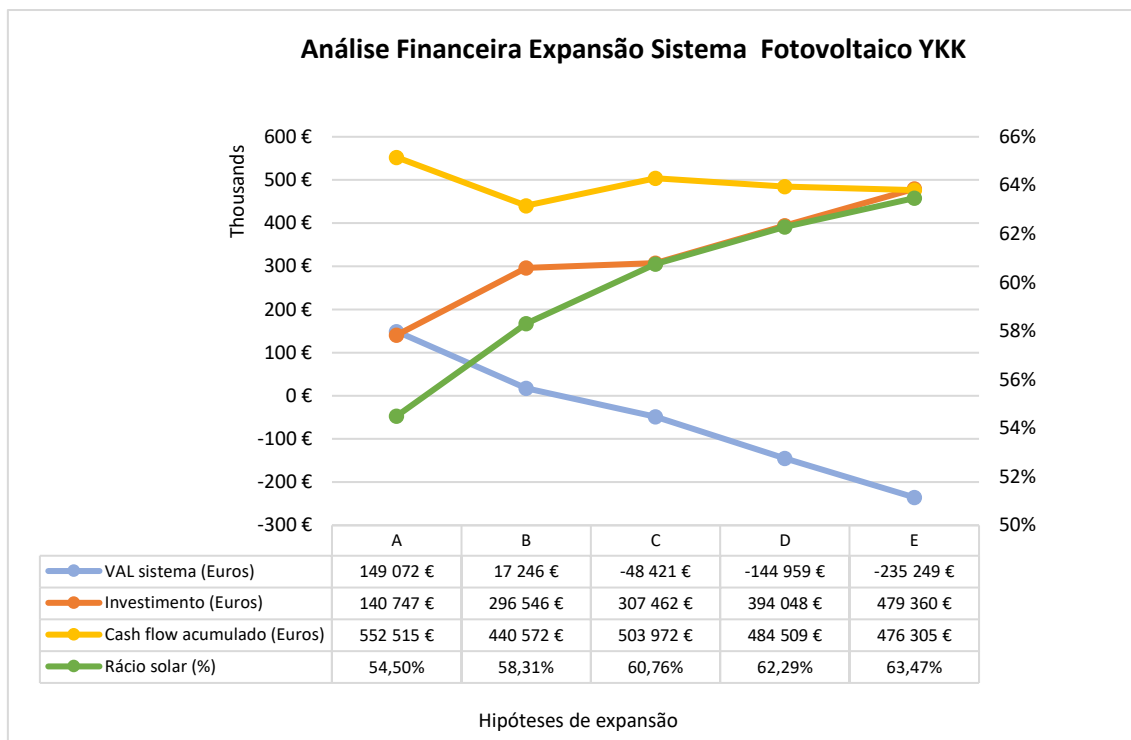


Figura 30 - Resultados económicos de cada uma das hipóteses de expansão estudadas

Considerando os parâmetros económicos (Tabela 36), investimento (Tabela 35) e a taxa de autoprodução (Tabela 36) representados graficamente na Figura 30 verificamos que a melhor hipótese que mais se aproxima dos objectivos do utilizador cumprindo os requisitos impostos é a B. Nesta hipótese é atingida uma taxa de autoprodução de 58,31%, o VAL a 25 anos é positivo e todos os outros requisitos são cumpridos, nomeadamente:

1. As características técnicas do sistema já existente mantêm-se inalteradas;
2. Orçamento inferior a 300 000 euros;
3. Tipo de sistema não sofreu alterações - Sistema fotovoltaico para autoconsumo;
4. Foi apenas utilizada a cobertura da nave fabril;
5. A potência instalada cumpriu os pressupostos do DL162/2019.

Se o factor de decisão fosse o projecto com maior rentabilidade, a hipótese a escolher seria a hipótese A, que contempla apenas uma expansão da capacidade instalada, visto que tem o maior VAL a 25 anos.

#### 4.4.4.5 Impacto da expansão no perfil de consumo do utilizador

Na Figura 31 pode ser visto graficamente o impacto da expansão no consumo de energia da rede da YKK, onde:

- Situação I – Consumo da instalação. Dados referentes ao ano civil de 2019
- Situação II – Sistema fotovoltaico já existente. Potência de ligação: 240 kW
- Expansão – Expansão do sistema já existente. Potência de ligação total: 424 kW (240 kW + 184 kW)

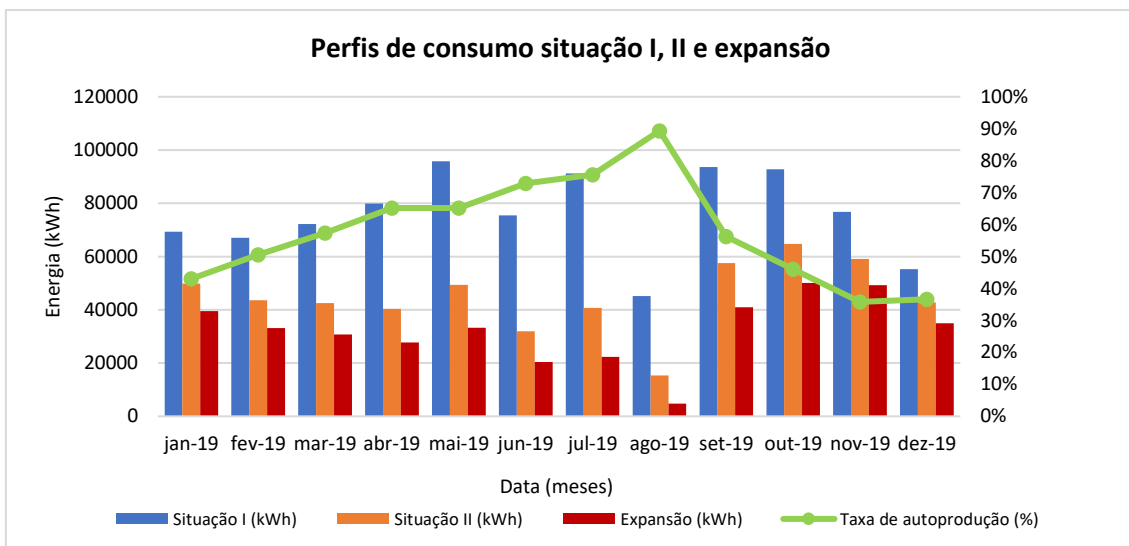


Figura 31 - Energia consumida por mês da rede, situação I, II e expansão

No pior mês, novembro, a YKK tem prevista uma autoprodução de 35,8%, no melhor mês o mesmo parâmetro situa-se na casa dos 89,37%. A média anual situa-se nos 58,3% conforme descrito na Tabela 36.

No que respeita à potência média horária a comparação das três situações pode ser vista na Figura 32 onde se verifica que o consumo da rede se situa maioritariamente nos períodos onde não há sol. Com o sistema já existente (situação II) esta já era uma realidade, no entanto, agora é mais expressivo. Considerando o período da luz solar das 7h às 18h a potência média consumida da rede é de 40,7 kW, o que representa uma redução de 42% do valor médio que era consumido apenas com o sistema existente, 71 kW (Dados Tabela 13).

Considerando as horas do dia onde não existe luz solar, é possível verificar também graficamente que houve uma redução com a expansão devido ao sistema de armazenamento. Na situação II a potência de consumo médio nos períodos 18h - 07h é de 50,2 kW, enquanto com a expansão proposta se situam nos 47 kW, equivalente a uma redução de cerca de 7 %.

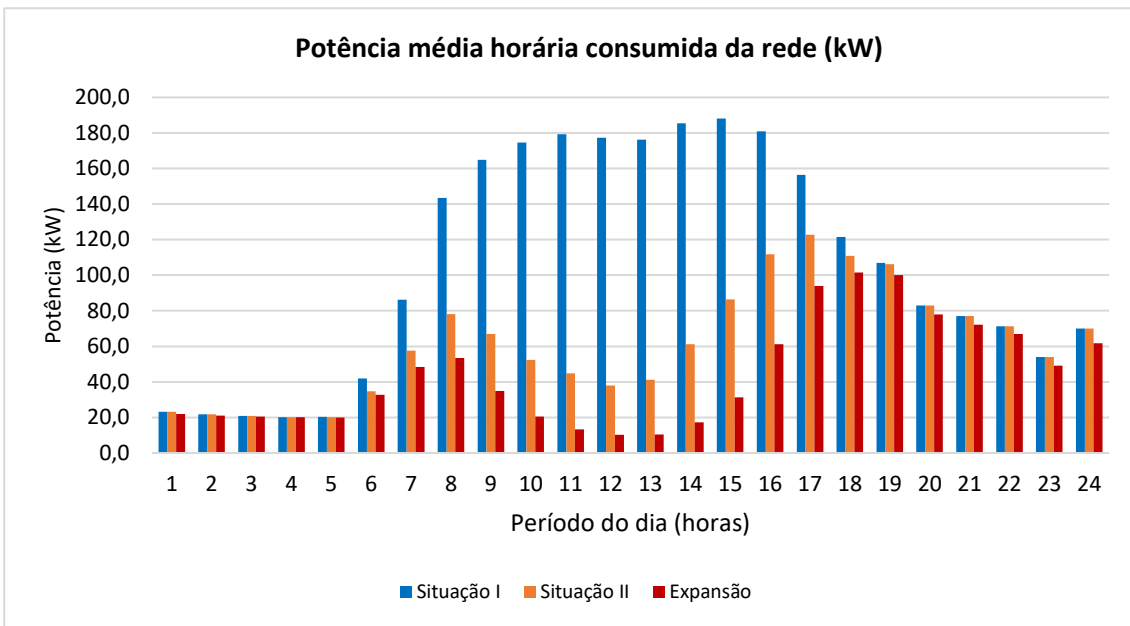


Figura 32 - Potência média horária consumida da rede situação I, II e expansão

A instalação está no limite de potência de ligação, de acordo com o DL162/2019, assim, no futuro o aumento da taxa de autoprodução terá de vir de outro tipo de energia, possivelmente eólica, formando um sistema híbrido.

## 5 Conclusões

Nesta dissertação foi desenvolvido uma metodologia para o cálculo do benefício económico da expansão de um sistema fotovoltaico com sistema de armazenamento. O método foi posteriormente aplicado num caso de estudo real, onde foram projectadas diversas hipóteses de expansão com ajuda do software de simulação *PVsys*. O caso de estudo diz respeito à expansão do sistema fotovoltaico da YKK, uma empresa situada no Carregado, que conta actualmente com um sistema fotovoltaico com 240 kW de potência de ligação e 288 kWp de potência instalada. O objectivo era a obtenção da maior taxa de autoprodução possível, sendo que o mínimo seria uma quota de 60%, respeitando as seguintes premissas; 1) VAL a 25 anos positivo, 2) Orçamento máximo disponível de 300 000 euros, 3) o sistema existente não pode ser alterado, 4) o novo sistema de ser à mesma um sistema PV com destino ao autocosumo e 5) a única área disponível para a colocação de painéis era a cobertura da nave fabril.

Os softwares de simulação existentes não estão ainda adaptados para a simulação de projectos de expansão no que respeita à diferenciação dos benefícios económicos. O utilizador/detentor do sistema fotovoltaico necessita de saber de forma clara quais os benefícios e custos da expansão e o impacto da mesma no consumo da instalação. A metodologia desenvolvida permite ao utilizador perceber quais os custos e benefícios económicos que lhe traz cada uma das hipóteses de expansão propostas, sem ter de recorrer a algoritmos de cálculo complexos.

No que respeita ao dimensionamento da expansão do sistema PV da YKK, os módulos seleccionados foram da marca conceituada Jinko solar, modelo Cheetah 72M e a sua potência de 410 Wp. A configuração de array que menor custo de conversão apresentou foi a de 8 strings de 17 módulos cada, com um custo de com um custo de conversão de 0,00457 €/kWh no tempo de vida do projecto (25 anos) com inversores de 46 kW da marca Huawei. O novo sistema fotovoltaico foi dimensionado para a maior área e potência possíveis, visto que o objectivo do utilizador é obter a maior taxa de autoprodução possível. O resultado final do dimensionamento ditou um aumento da capacidade instalada situou-se nos 223 kWp e o aumento da potência de ligação nos 184 kW.

De forma a poder atingir ainda uma maior taxa de autoprodução foram projectadas diversas hipóteses de sistema de armazenamento, que serviriam de complemento ao aumento de potência e capacidade instaladas, e que receberiam energia de ambos os sistemas, o já existente e a expansão. A hipótese A não contempla um sistema de armazenamento, a hipótese B, C, D, E contemplam um banco de baterias de respectivamente, 142, 284, 426 e 555 kWh. O modelo de bateria escolhido foram as baterias da marca LG, modelo LGChem de 13 kWh, que obteve um custo de armazenamento de energia de 0,308 €/kWh considerando um tempo de vida de projecto de 25 anos, valor baixo dentro das hipóteses estudadas.

Dentro das hipóteses de expansão do sistema fotovoltaico da YKK a hipótese B foi a seleccionada visto que é a hipótese que com um investimento inferior a 300 mil euros e um VAL positivo, obtém a

maior taxa de autoprodução da instalação, de 58,31%. Nesta hipótese o custo da energia ao longo da vida do projecto é de 0,077 €/kWh, valor aceitável de acordo com a literatura, que indica que o LCOE dos projectos fotovoltaicos com sistema de armazenamento se situa cerca dos 0,07 €/kWh (IRENA, 2020).

A hipótese B, que contempla a instalação de um sistema de armazenamento de 142 kWh, não cumpre, contudo, o objectivo principal do utilizador de obter uma taxa de autoprodução de pelo menos 60%, embora fique muito próxima. Para atingir a taxa pretendida é necessário ter uma maior capacidade de armazenamento que por consequência aumenta o investimento do projecto. Na hipótese C em que o sistema de armazenamento tem uma capacidade de 284 kWh é obtida uma taxa de autoprodução de 60,67%, mas implica um investimento de 307 mil euros e apresenta um VAL negativo ao fim dos 25 anos.

A hipótese que apenas contempla um aumento da potência instalada (hipótese A) revelou ser a melhor hipótese do ponto de vista do retorno do investimento, com um VAL a 25 anos de 149 mil euros e um custo de energia de 0,039 €/kWh. Estes valores são aceitáveis de acordo com a literatura que refere que o LCOE para projectos fotovoltaicos sem recurso a armazenamento em Portugal se situam nos 0,036 €/kWh (Lugo-Laguna, D., *et al.*, 2021), o valor mais baixo de todos os países europeus no estudo.

Com base no estudo realizado, conclui-se que o investimento em sistemas fotovoltaicos com armazenamento não é ainda competitivo quando comparado com os sistemas fotovoltaicos de apenas produção. Porém, poderão ser a escolha indicada para um utilizador cujo principal critério de escolha não seja o critério económico.

Caso seja implementada a hipótese B, sendo esta a melhor hipótese de acordo com os requisitos do utilizador, a YKK fica com as suas perspectivas de aumento da taxa autoprodução com energia solar condicionadas visto que a potência de ligação não poderá ser aumentada, por não cumprir os pressupostos do DL162/2019, e não existe mais espaço disponível para o aumento da potência instalada. A taxa de autoprodução desejada poderá ser atingida através da escolha de sistemas de armazenamento mais económicos ou aumentando a taxa de sobrecarga do inversor através da instalação de painéis de maior potência, neste caso a taxa de sobrecarga foi de 21%.

Os futuros projectos deverão incluir novas formas de produção de energia, nomeadamente a energia eólica que cujas horas de maior produção se situam em períodos em que não há sol, período do dia em que se passarão a concentrar 60% do consumo de energia da rede na YKK, caso a hipótese B seja implementada.

Como perspectivas futuras sugere-se a formalização da metodologia em formato digital, num design “user friendly”, que permita ao utilizador inserir dados e ficheiros, num formato predefinido, e cujos outputs possam ser escolhidos pelo próprio utilizador consoante as suas necessidades e critérios.

Outra hipótese, não menos interessante, seria a comparação dos resultados deste método com outros métodos ou mesmo com resultados de um caso real.

## 6 Referências

- Aghaei, M., Eskandari, A., Ahmed, H., Vaezi, S., Chopra, S. S., Chapter 10 – Solar PV Power Plants, in *Photovoltaic Solar Energy Conversion*, Shiva Gorjian and AshisQah Shukla, Editors. 2020, Academic Press: India. p. 313-348;
- Aghaei, M., Kumar, N. M., Eskandari, A., Ahmed, H., Vidalde Oliveira, A. K., Chopra, S. C., Chapter 5 – Solar PV systems design and monitoring, in *Photovoltaic Solar Energy Conversion*, Shiva Gorjian and Ashish Shukla, Editors. 2020, Academic Press:India. p. 117-145;
- Al-Naser, A., Al-barghooth, N., Al-Ali, N., The Effect of Temperature Variations on Solar Cell Efficiency, *International Journal of Engineering, Business and Enterprise Applications (IJEBA)*, 2012;
- Amelia, A., Irwan, Y., Irwanto, Leow, W., Safwati, I., M., Zhafarina, M., Investigation of the Effect Temperature on Photovoltaic (PV) Panel Output Performance, *International Journal on Advanced Science Engineering Information Technology*, 2016, **6**(5), p. 682 - 688;
- Asian Development Bank, *Handbook on battery energy storage system*. 2018, Asian development bank;
- Bower, W., Quintana, M., Johnson, J., Electrical and thermal finite element modeling of arc faults in photovoltaic bypass diodes, Sandia National Laboratories, 2012;
- Brooks, A. E., Chapter 18 - Solar Energy: Photovoltaics, in *Future Energy - Improved, Sustainable and Clean Options for our Planet* (Second Edition) Trevor M. Letcher Editor. 2014, Elsevier: USA. p. 383-404;
- Castro, R., Texto de suporte da cadeira: Renewable Energy Sources and Dispersed Power Generation, Chapter 3 - PV Power, Edição 0, IST, 2018;
- Castro, R., Texto de suporte da cadeira: Renewable Energy Sources and Dispersed Power Generation, Chapter - 2 Economic Assessment of Renewable Energy Projects, Edição 0, IST, 2017;
- Deschamps, E. M., Ruther, R., Optimization of inverter loading ratio for grid connected photovoltaic systems, *Solar Energy*, 2019, **179**, p. 106–118;
- Diário da República, Decreto-Lei n.º 206/2019, Série I de 2019-10-25. Disponível em: <https://data.dre.pt/eli/dec-lei/162/2019/10/25/p/dre>;
- Direção geral de energia e geologia, Renováveis, Estatísticas Rápidas, nº 194, Janeiro de 2021;
- Dolf, G., Gorini, R., *et al.*, Global energy transformation - A roadmap to 2050, International Renewable Energy Agency, 2018;
- Doyle, T., Desharnais, R., Erion-Lorico, T., 2020 PV Module Reliability Scorecard, *sixth edition*, PVEL MAKE DATA MATTER, 2020;
- Europe solar store. Disponível em: <https://www.europe-solarstore.com>, consultado em: 5/6/2021;
- Eurostat, Energy statistics overview, 2020. Disponível em: [https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Energy\\_statistics\\_-\\_an\\_overview&oldid=492784](https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Energy_statistics_-_an_overview&oldid=492784)

- Feldman, D., Ramasamy, V., Fu, R., Ramdas, A., Desai, J., Margolis, R., U.S. Solar Photovoltaic System and Energy Storage Cost Benchmark: Q1 2020, National Renewable Energy Laboratory, 2021;
- Fiorelli, J., Zuercher-Martinson, M., Array oversizing, Solectria renewables. Disponível em: [https://www.solectria.com//site/assets/files/1480/solectria\\_array\\_oversizing\\_white\\_paper.pdf](https://www.solectria.com//site/assets/files/1480/solectria_array_oversizing_white_paper.pdf) ;
- Godoy Simões, M., Farret, F., STAND-ALONE AND GRID-CONNECTED INVERTERS, in *Modeling Power Electronics and Interfacing Energy Conversion Systems*, Godoy Simões, M., Farret, F., Editors. 2017, John Wiley & Sons, Inc: Hoboken, New Jersey. p. 177- 202;
- Grand Thorton, Renewable energy discount rate survey results – 2018, 2019;
- Groiß, R., The influence of temperature on the operation of batteries and other electrochemical energy storage systems. Disponível em: <https://basytec.de/Literatur/Temperature.pdf>;
- Gurupira, T., Rix, A. J., PV SIMULATION SOFTWARE COMPARISONS: PVSYST, NREL SAM AND PVLIB, Department of Electrical and Electronic Engineering, University of Stellenbosch, 2017;
- Hutchinson, R., Temperature effects on sealed lead acid batteries and charging techniques to prolong cycle life, Sandia National Laboratories (SNL), Albuquerque, NM, and Livermore, CA (United States), 2004;
- IEA, IRENA, UNSD, World Bank, Tracking SDG 7: The Energy Progress Report, 2020, Abu Dhabi;
- IRENA (2020), Renewable Power Generation Costs in 2019, International Renewable Energy Agency, 2019, Abu Dhabi;
- I-V Characteristics of a Solar Cell, consultado a 5/3/2021 e disponível em: [https://www.niser.ac.in/sps/sites/default/files/basic\\_page/solar%20cell\\_p344.pdf](https://www.niser.ac.in/sps/sites/default/files/basic_page/solar%20cell_p344.pdf)
- Jacobson, M. Z., Jadhav, V., World estimates of PV optimal tilt angles and ratios of sunlight incident upon tilted and tracked PV panels relative to horizontal panels, *Solar Energy*, 2018, **169**, p. 55–66;
- Jäger, K.-D., Isabella, O., Smets, A. H. M., van Swaaij, R. A. C. M. M., Zeman, M., *Solar energy : fundamentals, technology and systems*. 2016, UIT Cambridge;
- Jülch, V., Comparison of electricity storage options using levelized cost of storage (LCOS) method, *Applied Energy*, 2016, **183**, p. 1594–1606;
- Kirubasankar, K., Kumar, A. S., Inverter Power Stage Connected with PV-Grid, *Circuits and Systems*, 2016, **7**(13), p. 4113-4123;
- Kouro, S., Leon, J., Vinnicov, D., Franquelo, L. G., Grid-Connected Photovoltaic Systems: An Overview of Recent Research and Emerging PV Converter Technology, *IEEE Industrial Electronics Magazine*, 2015, **9**(1), p. 47 – 61;
- Lugo-Laguna, D., Arcos-Vargas, A., Nuñez-Hernandez, F., A European Assessment of the Solar Energy Cost: Key Factors and Optimal Technology, *Sustainability*, 2021, **13**, 3238;
- Ma, S., Jiang, M., Tao, P., Song, C., Wu, J., Wang, J., Deng, T., Shang, W, Temperature effect and thermal impact in lithium-ion batteries: A review, *Progress in Natural Science: Materials International*, 2018, **28**(6), p. 653-666;
- Messenger, R. A., Ventre, J., *Photovoltaic systems engineering*, second edition. Roger A. Messenger e Amir Abtahi, Editors. 2005, CRC press;
- Meyer, T., Photovoltaic Energy: Stand-Alone and Grid-Connected Systems, in *Encyclopedia of Energy*, Cutler J. Cleveland, Editor. 2004, Elsevier. p. 35-46;

- Mongird, K., Viswanathan, V., Balducci, P., Alam, J., Fotedar, V., Koritarov, V., Hadjerioua, B., Energy Storage Technology and Cost Characterization Report, 2019, United States;
- Palmer, J., Livingstone, M., Adams, A., WHAT DOES IT COST TO RETROFIT HOMES? Updating the Cost Assumptions for BEIS's Energy Efficiency Modelling, *Cambridge Architectural Research*, 2017;
- Paul Breeze, Chapter 10 - Modules, Inverters, and Solar Photovoltaic Systems, Solar Power Generation, Academic press, 2016, p. 71-80;
- Pawel, I., The cost of storage - how to calculate the levelized cost of stored energy (LCOE) and applications to renewable energy generation, *Energy Procedia*, 2014, **46**, p. 68 – 77;
- Pinho, J. T., Galdino, M. A., Manual de Engenharia para Sistemas fotovoltaicos 2014, CEPEL - CRESEDB: Rio de Janeiro;
- Qazi, S., Chapter 2 - Fundamentals of Standalone Photovoltaic Systems, in *Standalone Photovoltaic (PV) Systems for Disaster Relief and Remote Areas*, Salahuddin Qazi, Editor. 2017, Elsevier. p. 31–82;
- REN21, Renewables 2020 Global Status Report, 2020;
- Rodrigues S., Rodrigues, S., Faria, F., Cafôfo, N., Chen, X., Self-Consumption and Battery Bank PV Systems in the Residential Sector in Portugal, Conference: International Conference on Renewable Energy and Bioenergy, 2015;
- Sandelic, M., Sangwongwanich, A., Blaabjerg, F., Reliability Evaluation of PV Systems with Integrated Battery Energy Storage Systems: DC-Coupled and AC-Coupled Configurations, *Electronics*, 2019, **8**, 1059;
- Sangwongwanich, A., Yang, Y., Sera, D., Blaabjerg, F., Lifetime Evaluation of Grid-Connected PV Inverters Considering Panel Degradation Rates and Installation Sites, *IEEE Transactions on Power Electronics*, 2017, **33**(12), p. 1-10;
- Solmetric, Application Note PVA-600-1: Guide to Interpreting I-V Curve Measurements of PV Arrays, 2011;
- Xu B., Oudalov, A., Ulbig, A., Andersson, G., S. Kirschen, D., Modeling of Lithium-Ion Battery Degradation for Cell Life Assessment, *IEEE Transactions on Smart Grid*, 2018, **9**(2), p. 1131 – 1140.



# **Anexo I**

Ficha técnica inversor SUN2000-36KTL

# SUN2000-36KTL Technical Specification

Technical Specification	SUN2000-36KTL
-------------------------	---------------

Efficiency	
Max. Efficiency	98.8% @480 V; 98.6% @380 V / 400 V
European Efficiency	98.6% @480 V; 98.4% @380 V / 400 V

Input	
Max. Input Voltage <sup>1</sup>	1,100 V
Max. Current per MPPT	22 A
Max. Short Circuit Current per MPPT	30 A
Start Voltage	250 V
MPPT Operating Voltage Range <sup>2</sup>	200 V ~ 1,000 V
Rated Input Voltage	620 V @380 Vac / 400 Vac; 720 V @480 Vac
Number of MPP trackers	4
Max. input number per MPP tracker	2

Output	
Rated AC Active Power	36,000 W
Max. AC Apparent Power	40,000 VA <sup>3</sup>
Max. AC Active Power (cosφ=1)	Default 40,000 W; 36,000 W optional in settings
Rated Output Voltage	220 V / 380 V, 230 V / 400 V, default 3W + N + PE; 3W + PE optional in settings 277 V / 480 V, 3W + PE
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Rated Output Current	54.6 A @380 V, 52.2 A @400 V, 43.4 A @480 V
Max. Output Current	60.8 A @380 V, 57.8 A @400 V, 48.2 A @480 V
Adjustable Power Factor Range	0.8 leading... 0.8 lagging
Max. Total Harmonic Distortion	< 3%

Protection	
Input-side Disconnection Device	Yes
Anti-islanding Protection	Yes
AC Overcurrent Protection	Yes
DC Reverse-polarity Protection	Yes
PV-array String Fault Monitoring	Yes
DC Surge Arrester	Type II
AC Surge Arrester	Type II
DC Insulation Resistance Detection	Yes
Residual Current Monitoring Unit	Yes

Communication	
Display	LED indicators; WLAN adaptor + FusionSolar APP
RS485	Yes
USB	Yes
Monitoring BUS (MBUS)	Yes (isolation transformer required)

General Data	
Dimensions (W x H x D)	930 x 550 x 283 mm (36.6 x 21.7 x 11.1 inch)
Weight (with mounting plate)	62 kg (136.7 lb.)
Operating Temperature Range	-25°C ~ 60°C (-13°F ~ 140°F)
Cooling Method	Natural Convection
Max. Operating Altitude	4,000 m (13,123 ft.)
Relative Humidity	0 ~ 100%
DC Connector	Amphenol Helios H4
AC Connector	Waterproof PG Terminal + OT Connector
Protection Degree	IP65
Topology	Transformerless
Nighttime Power Consumption	< 2.5 W

Standard Compliance (more available upon request)	
Certificate	EN 62109-1/-2, IEC 62109-1/-2, EN 50530, IEC 62116, IEC 60068, IEC 61683
Grid Code	IEC 61727, VDE-AR-N4105, VDE 0126-1-1, BDEW, G59/3, UTE C 15-712-1, CEI 0-16, CEI 0-21, RD 661, RD 1699, P.O. 12.3, RD 413, EN-50438-Turkey, EN-50438-Ireland, C10/11, MEA, Resolution No.7, NRS 097-2-1, AS/NZS 4777.2

<sup>\*1</sup> The maximum input voltage is the upper limit of the DC voltage. Any higher input DC voltage would probably damage inverter.

<sup>\*2</sup> Any DC input voltage beyond the operating voltage range may result in inverter improper operating.

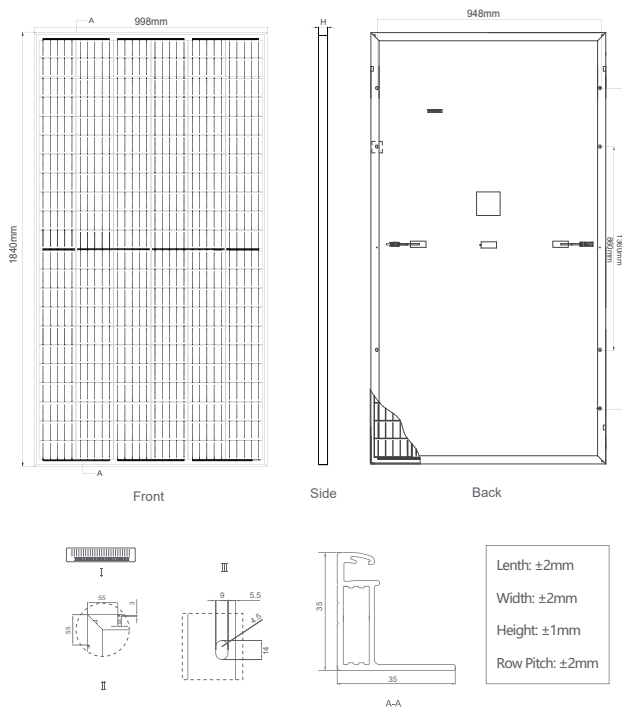
<sup>\*3</sup> The maximum active power is determined by PQ mode setting. If PQ mode 1 is selected, the maximum active power equals the maximum apparent power. If PQ mode 2 is selected, the maximum active power equals the rated active power.

# **Anexo II**

Ficha técnica módulo fotovoltaico

JKM350-370M-66HB

## Engineering Drawings



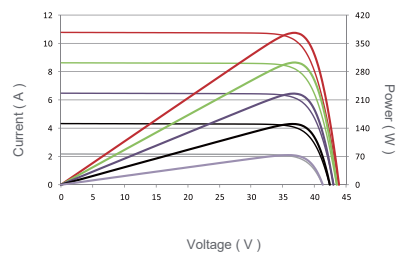
## Packaging Configuration

( Two pallets = One stack )

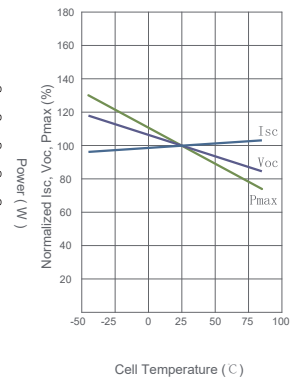
31pcs/pallet, 62pcs/stack, 744pcs/40' HQ Container

## Electrical Performance & Temperature Dependence

Current-Voltage & Power-Voltage Curves (375W)



Temperature Dependence of Isc, Voc, Pmax



## Mechanical Characteristics

Cell Type	Mono PERC 158.75×158.75mm
No. of cells	132 (6×22)
Dimensions	1840×998×35mm (72.44×39.69×1.38 inch)
Weight	20.0 kg (44.09 lbs)
Front Glass	3.2mm, Anti-Reflection Coating, High Transmission, Low Iron, Tempered Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Junction Box	IP67 Rated
Output Cables	TUV 1×4.0mm <sup>2</sup> (+): 290mm, (-): 145 mm or Customized Length
Fire Rating	Class C
Connector	JK03M/1B, Genuine MC4

## SPECIFICATIONS

Module Type	JKM350M-66HB		JKM355M-66HB		JKM360M-66HB		JKM365M-66HB		JKM370M-66HB	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax)	350Wp	260Wp	355Wp	264Wp	360Wp	268Wp	365Wp	272Wp	370Wp	275Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	36.69V	33.60V	36.76V	33.69V	36.81V	33.78V	36.87V	33.82V	36.93V	33.90V
Maximum Power Current (Imp)	9.54A	7.75A	9.66A	7.84A	9.78A	7.93A	9.90A	8.03A	10.02A	8.12A
Open-circuit Voltage (Voc)	43.65V	41.12V	43.68V	41.14V	43.70V	41.16V	43.73V	41.19V	43.75V	41.21V
Short-circuit Current (Isc)	10.25A	8.28A	10.37A	8.38A	10.49A	8.47A	10.61A	8.57A	10.73A	8.67A
Module Efficiency STC (%)	19.06%		19.33%		19.60%		19.88%		20.15%	
Operating Temperature(°C)	-40°C~+85°C									
Maximum system voltage	1000VDC (IEC)									
Maximum series fuse rating	20A									
Power tolerance	0~+5W									
Temperature coefficients of Pmax	-0.35%/°C									
Temperature coefficients of Voc	-0.28%/°C									
Temperature coefficients of Isc	0.048%/°C									
Nominal operating cell temperature (NOCT)	45±2°C									

\* STC: Irradiance 1000W/m<sup>2</sup> Cell Temperature 25°C AM=1.5

NOCT: Irradiance 800W/m<sup>2</sup> Ambient Temperature 20°C AM=1.5 Wind Speed 1m/s

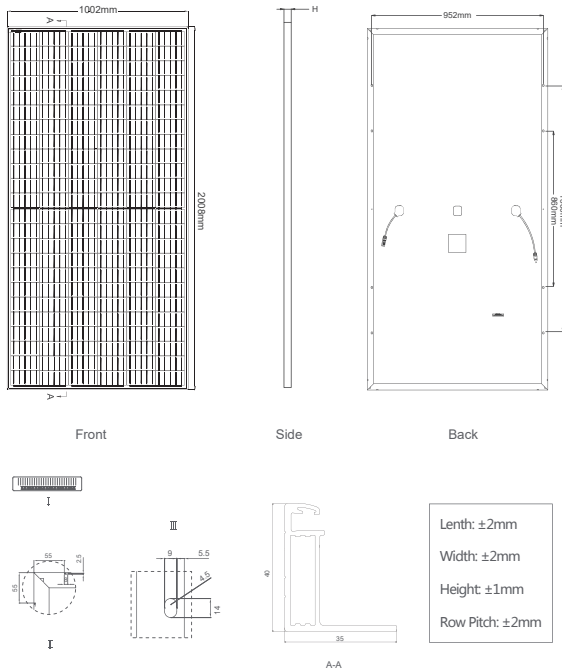
\* Power measurement tolerance:  $\pm 3\%$   
 Voc tolerance:  $\pm 3\%$   
 Isc tolerance:  $\pm 4\%$   
 sorting tolerance: 0~+5W

## **Anexo III**

Ficha técnica módulo fotovoltaico

Cheetah HC 410Wp

## Engineering Drawings

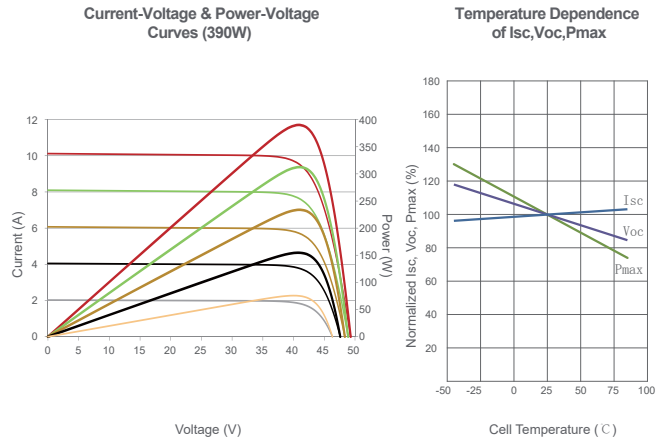


## Packaging Configuration

( Two pallets =One stack )

27pcs/pallet , 54pcs/stack, 594pcs/40'HQ Container

## Electrical Performance & Temperature Dependence



## Mechanical Characteristics

Cell Type	Mono PERC 158.75×158.75mm
No.of Half-cells	144 (6×24)
Dimensions	2008×1002×40mm (79.06×39.45×1.57 inch)
Weight	22.5 kg (49.6 lbs)
Front Glass	3.2mm, Anti-Reflection Coating, High Transmission, Low Iron, Tempered Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Junction Box	IP67 Rated
Output Cables	TÜV 1x4.0mm <sup>2</sup> , (+) 290mm, (-) 145mm or Customized Length

## SPECIFICATIONS

Module Type	JKM390M-72H		JKM395M-72H		JKM400M-72H		JKM405M-72H		JKM410M-72H	
	JKM390M-72H-V	JKM395M-72H-V	JKM395M-72H-V	JKM400M-72H-V	JKM400M-72H-V	JKM405M-72H-V	JKM405M-72H-V	JKM410M-72H-V	JKM410M-72H-V	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax)	390Wp	294Wp	395Wp	298Wp	400Wp	302Wp	405Wp	306Wp	410Wp	310Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	41.1V	39.1V	41.4V	39.3V	41.7V	39.6V	42.0V	39.8V	42.3V	40.0V
Maximum Power Current (Imp)	9.49A	7.54A	9.55A	7.60A	9.60A	7.66A	9.65A	7.72A	9.69A	7.76A
Open-circuit Voltage (Voc)	49.3V	48.0V	49.5V	48.2V	49.8V	48.5V	50.1V	48.7V	50.4V	48.9V
Short-circuit Current (Isc)	10.12A	8.02A	10.23A	8.09A	10.36A	8.16A	10.48A	8.22A	10.60A	8.26A
Module Efficiency STC (%)	19.38%		19.63%		19.88%		20.13%		20.38%	
Operating Temperature (°C)	-40°C~+85°C									
Maximum System Voltage	1000/1500VDC (IEC)									
Maximum Series Fuse Rating	20A									
Power Tolerance	0~+3%									
Temperature Coefficients of Pmax	-0.35%/°C									
Temperature Coefficients of Voc	-0.29%/°C									
Temperature Coefficients of Isc	0.048%/°C									
Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)	45±2°C									

STC: Irradiance 1000W/m<sup>2</sup> Cell Temperature 25°C AM=1.5

NOCT: Irradiance 800W/m<sup>2</sup> Ambient Temperature 20°C AM=1.5 Wind Speed 1m/s

\* Power measurement tolerance: ± 3%

## **Anexo IV**

Ficha técnica Inversor SUN2000-50KTL

# Smart String Inverter (SUN2000-50KTL)



Technical Specifications	SUN2000-50KTL
	<b>Efficiency</b>
Max. Efficiency	99%
European Efficiency	98.6%
	<b>Input</b>
Max. DC Usable Power	51,500 W
Max. Input Voltage	1,100 V
Max. Current per MPPT	22 A
Max. Short Circuit Current per MPPT	30 A
Min. Operating Voltage / Start Input Voltage	200 V / 250 V
Full Power MPPT Voltage Range	580 V ~ 850 V
MPPT Operating Voltage Range	200 V ~ 1000 V
Rated Input Voltage	720 V
Max. Number of Inputs	8
Number of MPP Trackers	4
	<b>Output</b>
Rated AC Active Power	46,000 W
Max. AC Apparent Power	50,500 VA
Max. AC Active Power (cosφ=1)	50,500 W
Rated Output Voltage	277V / 480V, 3W+PE
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Max. Output Current	60.8 A
Adjustable Power Factor	0.8 LG ... 0.8 LD
Max. Total Harmonic Distortion	< 3%
	<b>Protection</b>
Input-side Disconnection Device	Yes
Anti-Islanding Protection	Yes
DC Reverse-Polarity Protection	Yes
PV-array String Fault Monitoring	Yes
DC Surge Arrester	Type II
AC Surge Arrester	Type II
Insulation Detection	Yes
Residual Current Monitoring Unit	Yes
	<b>Communication</b>
Display	LED Indicators
USB / Bluetooth +APP	Yes
RS485	Yes
PLC	Yes
	<b>General</b>
Dimensions ( W×H×D, with mounting plate )	930 × 550 × 283 mm (36.6 x 21.7 x 11.1 inches)
Weight	60 kg (132.3 lb.), without mounting plate 62 kg (136.7 lb.), with mounting plate
Operation Temperature Range	-25 °C ~ 60 °C (-13°F ~ 140°F)
Cooling	Natural Convection
Operating Altitude	0 ~ 4,000 m (13,123 ft.)
Relative Humidity	0 ~ 100%
DC Connector	Amphenol H4
AC Connector	Waterproof PG Terminal + OT Connector
Protection Rating	IP65
Topology	Transformerless
	<b>Standards Compliance</b>
Safety	EN/IEC 62109-1, EN/IEC 62109-2



# **Anexo V**

Ficha técnica Inversor SUN2000-90KTL – H2

# Technical Specifications

Efficiency	
Max. Efficiency	99.0%
European Efficiency	98.8%
Input	
Max. Input Voltage	1,500 V
Max. Current per MPPT	25 A
Max. Short Circuit Current per MPPT	33 A
Start Voltage	650 V
MPPT Operating Voltage Range	600 V ~ 1,500 V
Rated Input Voltage	1,080 V
Number of Inputs	12
Number of MPP Trackers	6
Output	
Rated AC Active Power	90,000 W @50°C
Max. AC Apparent Power	100,000 VA @40°C
Max. AC Active Power (cosφ=1)	100,000 W @40°C
Rated Output Voltage	800 V, 3W + PE
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Rated Output Current	65.0 A
Max. Output Current	72.9 A
Adjustable Power Factor Range	0.8 LG ... 0.8 LD
Max. Total Harmonic Distortion	<3%
Protection	
Input-side Disconnection Device	Yes
Anti-islanding Protection	Yes
AC Overcurrent Protection	Yes
DC Reverse-polarity Protection	Yes
PV-array String Fault Monitoring	Yes
DC Surge Arrester	Type II
AC Surge Arrester	Type II
DC Insulation Resistance Detection	Yes
Residual Current Monitoring Unit	Yes
Communication	
Display	LED Indicators, Bluetooth/WLAN + APP
USB	Yes
RS485	Yes
MBUS	Yes
General	
Dimensions (W x H x D)	1,075 x 605 x 310 mm (42.3 x 23.8 x 12.2 inch)
Weight (with mounting plate)	79 kg (174.2 lb.)
Operating Temperature Range	-25°C ~ 60°C (-13°F ~ 140°F)
Cooling Method	Natural Convection
Max. Operating Altitude	4,000 m (13,123 ft.)
Relative Humidity	0 ~ 100%
DC Connector	Amphenol UTX
AC Connector	Cable Gland + OT Terminal
Protection Degree	IP65
Topology	Transformerless
Standard Compliance (more available upon request)	
Certificates	EN 62109-1/-2, IEC 62109-1/-2, IEC 62116, EN 50530, IEC 60068, IEC 61683, IEC 61727, G59/3, IRR-DCC-MV/IRR-TIC, IEEE 1547

## **Anexo VI**

Ficha técnica bateria - Concord PVX-2580L



**PVX-2580L SOLAR BATTERY**

Sun Xtender pioneered renewable energy storage batteries for Off Grid and Grid Tied Solar and Wind Systems as well as uninterruptible power for essential appliances and machines. PVX-2580L is a deep cycle AGM battery.

Since 1987, Sun Xtender has been designing valve regulated lead acid batteries with AGM construction (VRLA-AGM). The non-spillable construction allows the battery to be used upright or on its end or side and the maintenance free AGM design means no water replenishment ever.

Utilizing pure lead calcium grids, the plates are thicker than the industry standard for longer cycle life, increased reliability and power. The low impedance AGM design allows for excellent charge acceptance and there is no current limit required with controlled voltage charging.

The complete Sun Xtender product line features proprietary PolyGuard® Microporous Polyethylene Separators, shielding the positive plates against shorting, shock or vibration. No other manufacturers offer this dual layer insulation protection feature.

Sun Xtender battery covers and containers are uniquely molded with high impact, reinforced copolymer polypropylene and are designed with thick end walls to prevent bulging. The heavy duty solid copper L Terminals are corrosion resistant and are supplied with silicon bronze nuts, bolts and washers.

All SunXtender Batteries ship Hazmat Exempt.

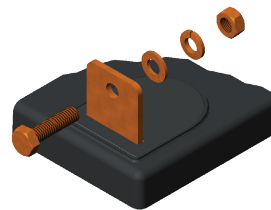
**PVX-2580L Specifications**

Voltage	12 Volts
Industry Reference	Group 8D
Maximum Weight	159 LB / 72.1 KG

**Nominal Capacity Ampere Hours @ 25° C (77° F) to 1.75 volts per cell**

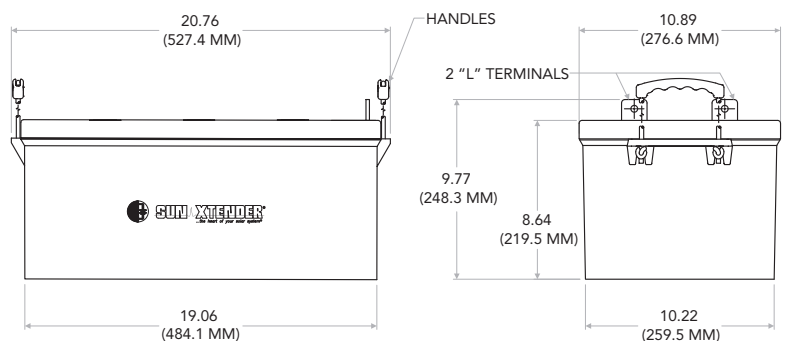
1 Hr. Rate	2 Hr. Rate	4 Hr. Rate	8 Hr. Rate	24 Hr. Rate	100 Hr. Rate
165 Ah	209 Ah	214 Ah	236 Ah	258 Ah	300 Ah

*Specifications are subject to change without notice. The data/information contained herein has been reviewed & approved for general release on the basis that this document contains no export controlled information.*



**L Blade Terminal**

Heavy duty solid copper with silicon bronze bolts, washers, and nuts. PVX-2120L & PVX-2580L are "L" Blade (solid copper) terminals.



## **Anexo VII**

Ficha técnica bateria - Deka solar  
MKBA8G8D\_T975\_SpecC

# 8G8D

## SPECIFICATIONS

<b>Nominal Voltage (V)</b>	12V
<b>Capacity at C/100</b>	265Ah
<b>Capacity at C/20</b>	225Ah
<b>Capacity at C/5</b>	188Ah
<b>Weight</b>	166 lbs. (75 kg)
<b>Plate Alloy</b>	Lead Calcium
<b>Posts</b>	Forged Terminals & Bushings
<b>Container/Cover</b>	Polypropylene
<b>Operating Temperature Range</b>	-76°F (-60°C) - 140°F (60°C)
<b>Charge Voltage @ 77°F (25°C)</b>	
<b>Charge / Absorption / Equalize</b>	2.30 - 2.43 VPC
<b>Float / Standby</b>	2.23 - 2.26 VPC
<b>Vent</b>	Self-sealing
<b>Electrolyte</b>	Sulfuric acid thixotropic gel
<b>Terminal</b>	S(SAE)



Rated UN2794 - Wet, Filled with Acid

Made in the U.S.A. by East Penn Manufacturing Co, Inc.

Distributed by:

Valve-Regulated, Gelled-Electrolyte Battery

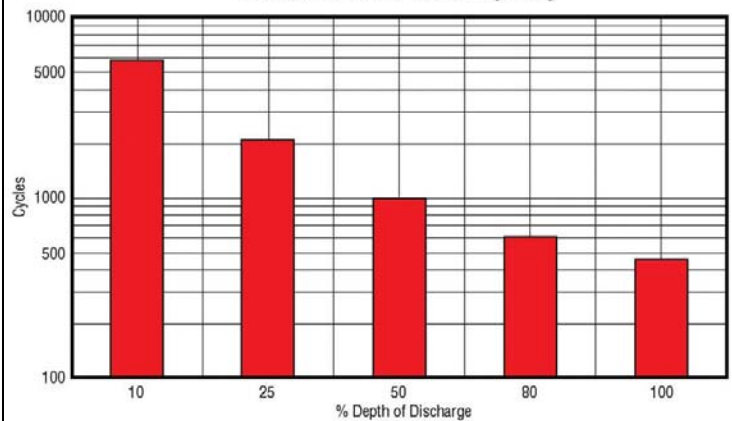


## DIMENSIONS

*Inches (mm)*

<b>Length</b>	<b>21.03 (534 mm)</b>
<b>Width</b>	<b>11.00 (279 mm)</b>
<b>Height</b>	<b>9.89 (251 mm)</b> <i>including terminal</i>

**Gel Cycle Life vs Depth of Discharge at +25°C (77°F)**  
Based on BCI 2-hour Capacity



MK Battery

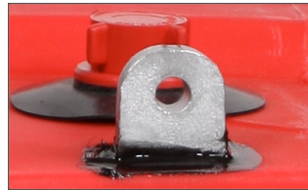
1631 South Sinclair Street • Anaheim, California 92806

Toll Free: 800-372-9253 • Fax: 714-937-0818 • E-mail: sales@mkbattery.com



## **Anexo VIII**

Ficha técnica bateria – Rolls12 CS 11P



Series	5000	Warranty	5 Years
Volts	12	BCI	SPEC
Cells	6	Plates/Cell	11
Terminal Type	Flag L		
Included Hardware	S/S Hex Cap Screw, Nut, Lock & Flat Washer		
Size & Thread	5/16"-18		
Cables	19" 4/0 interconnect cables *RE incl.		

### Charge

Charge Voltage Range	14.7-15 V/cell @ 25°C (77°F)
Recommended Charge Current	45 A
Maximum Charge Current	70 A
Self-Discharge Rate	5%-10% per month at 25°C (77°F)

### Capacity

Cold Crank Amps (CCA) 0°F / -18°C	871
Marine Crank Amps (MCA) 32°F / 0°C	1088
Reserve Capacity (RC @ 25A)	891 Minutes
Reserve Capacity (RC @ 75A)	297 Minutes

Capacity Affect by Temperature	40°C (104°F)	25°C (77°F)	0°C (32°F)	-15°C (5°F)
	105%	100%	75%	50%

Hour Rate	Capacity / AMP Hour	Current / AMPs
@ 100 Hour Rate	<b>479 AH</b>	<b>4.79 A</b>
@ 72 Hour Rate	<b>453 AH</b>	<b>6.29 A</b>
@ 50 Hour Rate	<b>429 AH</b>	<b>8.58 A</b>
@ 20 Hour Rate	<b>371 AH</b>	<b>18.56 A</b>
@ 15 Hour Rate	<b>345 AH</b>	<b>23.02 A</b>
@ 10 Hour Rate	<b>330 AH</b>	<b>33.04 A</b>
@ 8 Hour Rate	<b>319 AH</b>	<b>39.91 A</b>
@ 5 Hour Rate	<b>297 AH</b>	<b>59.40 A</b>
@ 1 Hour Rate	<b>167 AH</b>	<b>167.08 A</b>

Amphere hour capacity ratings based on specific gravity of 1.280 at 25°C (77°F). Reduce capacities 5% for specific gravity of 1.265 and 10% for 1.250.

### Specifications



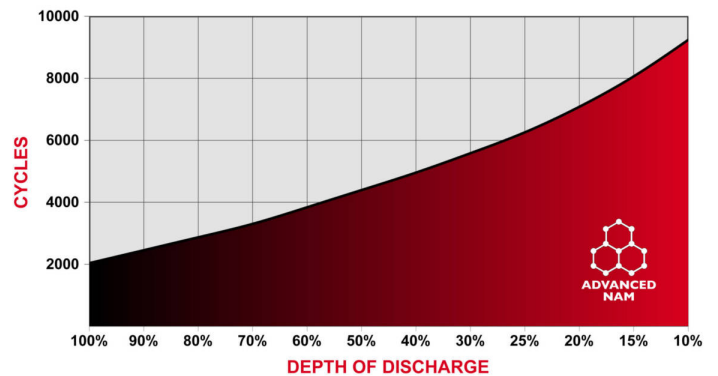
SAI GLOBAL  
ISO 9001  
Quality

Weight	123 kg	271 lbs
Length	55.9 cm	22"
Width	28.6 cm	11.25"
Height Inc. Term.	46.4 cm	18.25"

Product measurements & weights are calculated based on sample data. Individual specifications are subject to vary due to the manufacturing process, battery components & electrolyte levels.

Electrolyte Reserve	95 mm	3.75"
Container (Inner)	Polypropylene	
Cover (Inner)	Polypropylene - heat sealed to inner container	
Container (Outer)	High Density Polypropylene	
Cover (Outer)	High Density Polypropylene snap fit to outer container	
Handles	Molded	
Notes	IEC 61427-1:2013	

### Cycle Life vs. Depth of Discharge



### Voltage vs. Depth of Discharge

DISCHARGE	0%	25%	50%	75%	100%
20 HR AH RATE	2.10 V	2.05 V	2.02 V	1.96 V	1.75 V
6 HR AH RATE	2.10 V	2.04 V	2.00 V	1.95 V	1.75 V
1 HR AH RATE	2.10 V	2.03 V	1.99 V	1.94 V	1.75 V



## **Anexo IX**

Ficha técnica batería –Victrom Datasheet-Smart-  
PT1P

As nossas baterias LFP dispõem de monitorização e regulação das células integrada. Si possono collegare fino a 5 batterie in parallelo e fino a quattro batterie da 12V o due da 24V in serie, così da poter assemblare un banco batterie da 48 V e 1500Ah massimi. Os cabos de regulação / monitorização podem ser ligados em margarida e devem ser conectados ao Sistema de Gestão de Baterias (BMS).

### Sistema de Gestão de Baterias (BMS)

O BMS vai:

1. Gera um pré-alarme quando a tensão de uma célula de bateria for inferior a 3,1 V (regulável de 2,85 V a 3,15 V).
2. Desliga ou corta a carga quando a tensão de uma célula de bateria for inferior a 2,8 V (regulável de 2,6 V a 2,8 V).
3. Interromper o processo de carregamento quando a tensão de uma célula de bateria for superior a 4,2 V.
4. Desligar o sistema quando a temperatura de uma célula for superior 50 °C.

Consulte mais características nas fichas de dados BMS.

## Especificações técnicas da bateria

TENSÃO E POTÊNCIA	LFP-Smart 12,8/50	LFP-Smart 12,8/60	LFP-Smart 12,8/100	LFP-Smart 12,8/160	LFP-Smart 12,8/200	LFP-Smart 12,8/300	LFP-Smart 12,8/330	LFP-Smart 25,6/100	LFP-Smart 25,6/200	LFP-Smart 25,6/200-a
Tensão nominal	12,8V	12,8V	12,8V	12,8V	12,8V	12,8V	12,8V	25,6V	25,6V	25,6V
Potência nominal @ 25 °C*	50Ah	60Ah	100Ah	160Ah	200Ah	300Ah	330Ah	100Ah	200Ah	200Ah
Potência nominal @ 0 °C*	40Ah	48Ah	80Ah	130Ah	160Ah	240Ah	260Ah	80Ah	160Ah	160Ah
Potência nominal @ -20 °C*	25Ah	30Ah	50Ah	80Ah	100Ah	150Ah	160Ah	50Ah	100Ah	100Ah
Energia nominal @ 25 °C*	640Wh	768Wh	1280Wh	2048Wh	2560Wh	3840Wh	4220Wh	2560Wh	5120Wh	5120Wh
*Corrente de descarga ≤ 1 °C										
VIDA DE CICLO (potência ≥ 80 % da nominal)										
80 % DoD	2500 ciclos									
70 % DoD	3000 ciclos									
50 % DoD	5000 ciclos									
DESCARGA										
Corrente de descarga contínua máxima	100A	120A	200A	320A	400A	600A	400A	200A	400A	400A
Corrente de descarga contínua recomendada	≤50A	≤60A	≤100A	≤160A	≤200A	≤300A	≤300A	≤100A	≤200A	≤200A
Fim de tensão de descarga	11,2V	11,2V	11,2V	11,2V	11,2V	11,2V	11,2V	22,4V	22,4V	22,4V
CONDIÇÕES DE FUNCIONAMENTO										
Temperatura de funcionamento	Descarga: -20 °C a +50 °C Carga: +5 °C a +50 °C									
Temperatura de armazenagem	-45 °C a +70 °C									
Humidade (sem condensação)	Máx. 95 %									
Classe de proteção	IP 22									
CARGA										
Tensão de carga	Entre 14 V/28 V e 14,4 V/28,8 V (14,2 V/28,4 V recomendado)									
Tensão de flutuação	13,5 V/27 V									
Corrente de carga máxima	100A	120A	200A	320A	400A	600A	400A	200A	400A	400A
Corrente de carga recomendada	≤30A	≤30A	≤50A	≤80A	≤100A	≤150A	≤150A	≤50A	≤100A	≤100A
OUTROS										
Tempo de armazenagem máximo @ 25 °C*	1 ano									
Ligação BMS	Cabo macho + fêmea com conector M8 circular, comprimento 50 cm									
Ligação elétrica (conectores roscados)	M8	M8	M8	M8	M8	M10	M10	M8	M8	M8
Dimensões (al x la x pr em mm)	199 x 188 x 147	239 x 286 x 132	197 x 321 x 152	237 x 321 x 152	237 x 321 x 152	347 x 425 x 274	265 x 359 x 206	197 x 650 x 163	317 x 631 x 208	237 x 650 x 163
Peso	7kg	12kg	14kg	18kg	20kg	51kg	30kg	28kg	56kg	39kg
*Quando completamente carregado										

# **Anexo X**

Ficha técnica batería – LG-Chem-RESU-Europe

CHANGE YOUR ENERGY, CHARGE YOUR LIFE



Models	48V			
	RESU3.3	RESU6.5	RESU10	RESU13
Total Energy [kWh] <sup>1)</sup>	3.3	6.5	9.8	13.1
Usable Energy [kWh] <sup>2)</sup>	2.9	5.9	8.8	12.4
Capacity [Ah]	63	126	189	252
Nominal Voltage [V]	51.8			
Voltage Range [V]	42.0-58.8			
Max Power [kW]	3.0	4.2	5.0	5.0
Peak Power [kW] (for 3 sec.)	3.3	4.6	7.0	7.0 11.0 (Backup Mode)
Dimension [W x H x D, mm]	452 x 403 x 120	452 x 656 x 120	452 x 484 x 227	452 x 626 x 227
Weight [kg]	31	52	75	99
Enclosure Protection Rating	IP55			
Communication	CAN2.0B			
Certificates	Cell	UL1642		
	Product	UL1973 / TUV (IEC 62619) / CE / FCC / RCM		TUV(IEC 62619)/CE/FCC/RCM

1) Total Energy is measured at the initial stage of battery life under the condition as follows : Temperature 25°C

2) Usable Energy is based on battery cell only

• Compatible Inverter Brands : SMA, Ingeteam, GoodWe, Sungrow, Victron Energy, Selectronic - More brands to be added

RESU PLUS



**RESU Plus is an expansion kit specially designed for 48V models of the RESU series. With RESU Plus, RESU3.3/6.5/10 are cross-connected with each other, and RESU13 is connected with the same model.**

- Dimension : 216 x 156 x 121 (W x H x D, mm)
- Number of Expandable Battery Units : Up to 2EA
- IP55



Models	400V				Modular RESU10M
	RESU7H		RESU10H		
	Type-R	Type-C	Type-R	Type-C	
Total Energy [kWh] <sup>1)</sup>	7.0		9.8		9.8
Usable Energy [kWh] <sup>2)</sup>	6.6		9.3		9.3
Capacity [Ah]	63		63		63
Nominal Voltage [V]	-		-		155
Voltage Range [V]	350~450	430~550	350~450	430~550	126~176
Dimension [W x H x D, mm]	744 x 692 x 206	744 x 907 x 206	744 x 907 x 206	744 x 907 x 206	452 x 511 x 240
Weight [kg]	75	87	97	99.8	82
Enclosure Protection Rating	IP55				IP55
Communication	RS485	CAN2.0B	RS485	CAN2.0B	CAN2.0B
Certificates	Cell	UL1642			UL1642
	Product	TUV (IEC 62619) / CE / FCC / RCM	TUV (IEC 62619) / CE / RCM	UL1973 / TUV (IEC 62619) / CE / FCC / RCM	

1) Total Energy is measured at the initial stage of battery life under the condition as follows : Temperature 25°C

2) Usable Energy is based on battery cell only

• Noise Level : < 40dBA

• Compatible Inverter Brands (More brands to be added)

- 400V : SMA, SolarEdge, Fronius, Huawei

- Modular : SMA

# **Anexo XI**

Cálculo custos de instalação

## Cálculo do custo de instalação sistema fotovoltaico (Euros/kWp)

O custo de instalação da expansão do sistema fotovoltaico será baseado no custo de instalação do sistema existente cujo orçamento pode ser visto no tabela 1

Este orçamento pode ser dividido em duas vertentes:

- Obras de implementação do carpark (Civil)
- Instalação sistema fotovoltaico (carpark + cobertura)

O orçamento apresentado contempla as duas vertentes, contudo, de forma a simplificar será considerado que os custos de Logística, engenharia e montagem são 50% referentes às obras de implementação do carpark e 50% referentes à instalação do sistema fotovoltaico.

Para o cálculo do custo de instalação da expansão do sistema PV serão excluídos os custos associados às obras de implementação do carpark. Como tal serão excluídos as parcelas: 1) Módulos PV; 2) Inversores; 3) Estruturas; 4) Total construção civil (CC); 5) 50% Total logística; 6) 50% Total de engenharia (Eng); 50% Total de montagem (TMO); 50% Total outros (TO)

Em resumo serão considerados os custos da referidos na tabela 2.

Tendo em conta que foram instalados 291,82 kWp, o custo de instalação será de 258 euros/ kWp

**Tabela 1**

PROPOSTA DETALHADA	
Módulos PV	89 765 €
Inversores	18 250 €
Estruturas	49 852 €
Electricidade	30 620 €
Monitorização	929 €
<b>TOTAL CONSTRUÇÃO CIVIL (CC)</b>	<b>23 067 €</b>
<b>TOTAL LOGÍSTICA (LG)</b>	<b>9 461 €</b>
<b>TOTAL ENGENHARIA (ENG)</b>	<b>17 938 €</b>
<b>TOTAL MONTAGENS (TMO)</b>	<b>34 092 €</b>
<b>TOTAL OUTROS (TO)</b>	<b>28 221 €</b>
<b>TOTAL SOLUÇÃO EPC</b>	<b>1,036 € 302 195 €</b>
<b>ADICIONAL SOL. INTERLIGAÇÃO UPAC - RESP *</b>	<b>5 805 €</b>
<b>TOTAL INVESTIMENTO</b>	<b>1,056 € 308 000 €</b>

**Nota 1:** O presente orçamento está condicionado à aprovação da solução de interligação à Média Tensão por parte do Operador da Rede de Distribuição e da Direção Regional de Economia.  
**Nota 2:** Considerou-se a existência de um contador bidirecional na instalação de consumo, de acordo com o exigido pelo ORD, não sendo também necessário alteração de contagem.

15

**Tabela 2**

Custos associados	Valor (Euros)	Percentagem atribuída	Valor considerado
Electricidade	30 620 €	100%	30 620 €
Total Logística (LG)	9 461 €	50%	4 731 €
Total engenharia (ENG)	17 938 €	50%	8 969 €
Total montagens (TMO)	34 092 €	50%	17 046 €
Total Outros (TO)	28 221 €	50%	14 111 €
<b>Total</b>	<b>120 332 €</b>	<b>-</b>	<b>75 476 €</b>