



OTIMIZAÇÃO DA PRODUÇÃO E UTILIZAÇÃO DO FOTOVOLTAICO

MARIANA NEVES MOREIRA

julho de 2026

OTIMIZAÇÃO DA PRODUÇÃO E UTILIZAÇÃO DO FOTOVOLTAICO

Mariana Neves Moreira

Dissertação para obtenção do grau de Mestre em Energias Sustentáveis

Orientadora no ISEP: Professora Doutora Teresa Alexandra Ferreira Mourão Pinto Nogueira

Supervisora na Amorim Cork Solutions: Engenheira Ana Rita Matos



Júri:

Presidente:

Olga dos Remédios Sobral Castro, Professor Adjunto, Instituto Superior de Engenharia da
Universidade Técnica do Porto

Vogais:

Sérgio Filipe Carvalho Ramos, Professor Coordenador, Instituto Superior de Engenharia da
Universidade Técnica do Porto

Teresa Alexandra Ferreira Mourão Pinto Nogueira, Professor Adjunto, Instituto Superior de
Engenharia da Universidade Técnica do Porto

Porto, 17 de junho, 2026

Declaração de Integridade

Declaro ter conduzido este trabalho académico com integridade. Não plagiei ou apliquei qualquer forma de uso indevido de informações ou falsificação de resultados ao longo do processo que levou à sua elaboração.

Declaro que o trabalho apresentado neste documento é original e de minha autoria, não tendo sido utilizado anteriormente para nenhum outro fim.

Declaro ainda que tenho pleno conhecimento do Código de Conduta Ética do P.PORTO.

Mariema Neves Moreira

ISEP, Porto, 17 de junho de 2026

Agradecimentos

Aos meus pais, Isabel e Moreira agradeço a força que me deram, para ser resistente até ao fim.

Ao meu namorado, Fred pela energia e apoio que me deu sempre.

À minha orientadora, Engenheira Ana Rita pelo período e a aprendizagem passada durante este tempo de estágio.

À minha orientadora no ISEP Professora Doutora Teresa Nogueira agradeço a liberdade e a autonomia concedidas ao longo do desenvolvimento deste trabalho.

Resumo

A presente dissertação teve como objetivo analisar e otimizar a produção e a utilização da energia fotovoltaica nas instalações da Amorim Cork Solutions, com enfoque na avaliação do desempenho real do sistema, na identificação de falhas e perdas, e na análise de oportunidades de melhoria técnica e operacional.

O trabalho incidiu sobre as quatro unidades de negócio da empresa — Pólo 1, Pólo 2, Pólo 3 e Pólo 4 — e envolveu a caracterização das instalações fotovoltaicas, a análise dos perfis de produção, consumo e excedentes, bem como a comparação entre os dados obtidos através da plataforma e⁺Monitor e das plataformas oficiais dos inversores. Esta abordagem permitiu identificar divergências de monitorização, situações anómalas nos registos de produção e limitações relevantes para a avaliação do desempenho do sistema.

Foram propostas três medidas de otimização técnica, todas com payback inferior a um ano. O contador de consumo dedicado ao PT3, para controlo da limitação de excedentes, gerou uma poupança de 170,7 MWh e 14 856 euros anuais, com investimento de 3 500 euros e payback de 0,24 anos. Os pontos de água para limpeza dos módulos aumentaram a produção cerca de 14% nas zonas intervencionadas, com poupança de 172 MWh e 15 482 euros, investimento de 4 650 euros e payback de 0,30 anos. A instalação de climatização da sala 1 de inversores do PT2.1 com poupança de 17 629 euros, investimento de 16 990 euros e payback de 0,9 anos.

Paralelamente, foi analisado o enquadramento das comunidades de energia renovável e a sua aplicabilidade às unidades de negócio da ACS, tendo em vista o reforço do autoconsumo e uma gestão mais eficiente da energia produzida.

Os resultados reforçam a importância da qualidade dos dados, da deteção atempada de falhas e da articulação entre análise técnica e decisão operacional para maximizar o aproveitamento fotovoltaico em contexto industrial, evidenciando ainda o potencial das comunidades de energia e de futuras soluções de monitorização inteligente.

Palavras-chave: Monitorização; Manutenção; Eficiência; Autoconsumo; Comunidades energia renovável

Abstract

The objective of this dissertation was to analyze and optimize the production and use of photovoltaic energy at Amorim Cork Solutions' facilities, with a focus on evaluating the system's actual performance, identifying faults and losses, and analyzing opportunities for technical and operational improvements.

The study focused on the company's four business units—Polo 1, Polo 2, Polo 3, and Polo 4—and involved characterizing the photovoltaic installations, analyzing production, consumption, and surplus profiles, as well as comparing data obtained through the eMonitor platform with data from the inverters' official platforms. This approach made it possible to identify monitoring discrepancies, anomalous situations in production records, and limitations relevant to the evaluation of system performance.

Three technical optimization measures were proposed, all with a payback period of less than one year. The consumption meter dedicated to PT3, designed to excess production limits, generated annual savings of 170.7 MWh and 14.856 euros, with an investment of 3,500 euros and a payback period of 0.24 years. The water stations for cleaning the modules increased production by approximately 14% in the areas where they were installed, resulting in savings of 172 MWh and 15,482 euros, an investment of 4,650 euros, and a payback period of 0.30 years. The installation of an air conditioning in Room 1 of the PT2.1 inverter room resulting in savings of 17,629 euros, an investment of 16,990 euros, and a payback period of 0.9 years.

At the same time, the framework for renewable energy communities and its applicability to ACS's business units were analyzed, with a view to strengthening self-consumption and ensuring more efficient management of the energy produced.

The results underscore the importance of data quality, timely fault detection, and the integration of technical analysis with operational decision-making to maximize photovoltaic utilization in an industrial setting, while also highlighting the potential of energy communities and future smart monitoring solutions.

Keywords: Monitoring; Maintenance; Efficiency; Self-consumption; Renewable energy communities

Índice

Declaração de Integridade	iii
Agradecimentos	v
Resumo	vii
Abstract	ix
Índice	xi
Lista de Figuras	xiv
Lista de Tabelas	xvi
Acrónimos e Símbolos	xvii
1 Introdução	22
1.1 Contextualização	22
1.2 Objetivos	22
1.3 Contexto da empresa	23
1.4 Estrutura da dissertação.....	24
2 Fundamentos técnicos	26
2.1 A energia FV na matriz energética	26
2.2 Radiação solar	27
2.3 Tecnologia dos módulos fotovoltaicos	28
2.4 Avaliação de desempenho do sistema fotovoltaico	30
2.5 Eficiência energética do sistema fotovoltaico	33
2.5.1 Inversores	34
2.5.2 Armazenamento.....	34
2.5.3 Gestão de excedentes	35
2.6 - Comunidades de Energia Renovável e Autoconsumo	35
2.6.1 Unidade de Produção para Autoconsumo – UPAC.....	35
2.6.2 Autoconsumo individual e coletivo	37
2.7 Funcionamento das CER	38
3 Metodologia	42
3.1 Abordagem metodológica geral	42
3.2 Recolha e tratamento de dados	42
3.3 Validação da informação	44
3.4 Critérios de análise do desempenho fotovoltaico	47
3.5 Estudo das CE	50
3.5.1 Análise empírica do funcionamento das CER.....	50
3.5.2 Limitações modelo de gestão	50
3.5.3 Análise de autoconsumo antes vs depois entrada da Feira 1	51

3.5.4 Uso de coeficientes dinâmicos.....	51
4 Otimização de climatização, limpeza e gestão de excedentes.....	54
4.1 Caracterização da instalação fotovoltaica	54
4.2 Procedimentos para avaliação de perdas e falhas.....	57
4.2.1 Discussão integrada das perdas e falhas observadas	59
4.2.2 Fiabilidade dos dados e implicações na análise	61
4.3 Propostas de otimização técnica	62
4.3.1 Climatização do local dos inversores.....	62
4.3.2 Limitação de excedentes	66
4.3.3 Limpeza incompleta	68
4.3.4 Comparação transversal entre unidades industriais	72
4.4 Análise dos resultados	73
4.5 Avaliação técnica das Comunidades de Energia	74
4.5.1 Análise das comunidades de energia	74
4.5.2 Antes vs após entrada Feira 1.....	74
4.5.3 Resultados energéticos Feira 1	75
4.5.4 Estrutura funcional da comunidade.....	75
4.5.5 Demonstração dos resultados coeficientes usados	78
4.5.6 Discussão crítica da comunidade “Feira 1”	81
4.6 Análise da ACS (unidades negócio integrantes).....	82
5 Conclusão	84
5.1 Análise conclusiva	84
5.2 Trabalhos futuros	85
Referências	88
Apêndice A – Modelo do inversor MAX100-125KTL3-X LV.....	91
Apêndice C – Modelo do inversor Sungrow SG125CX-P2.....	95
Apêndice D – Modelo do inversor Sungrow SG110CX	97
Apêndice E – Modelo do módulo FV JA SOLAR JAM72S30 545 MR e JAM72S30 550 MR.....	99
Apêndice F – Modelo do módulo FV JKM530-550M-72HL4	101

Lista de Figuras

Figura 1 - Valor máximo e mínimo de ângulo de inclinação(Adaptado de Maleki et al. (2017)).	27
Figura 2 - Hora ângulo para o ponto P (Adaptado de Maleki et al. (2017)).	27
Figura 3 - Definição do ângulo de azimute do sol(Adaptado de Maleki et al. (2017)).	28
Figura 4 - Célula solar fotovoltaica ligada a circuito externo(Adaptado de Rojas et al. (2021)).	29
Figura 5 - Curva característica I – V de uma célula solar fotovoltaica(Adaptado de Rojas et al. (2021)).	30
Figura 6 - Termografia em quadros elétricos	33
Figura 7 - Exemplo de UPAC de tecnologia "solar fotovoltaica", com potência >4kW e com ligação à RESP (ADENE, 2025).	37
Figura 8 - Esquema das possíveis CER (Comunidade CER).	39
Figura 9 - Recolha de dados de produção Pólo 2 e ⁺ Monitor	43
Figura 10 - Análise adotada entre diferentes plataformas com dados	44
Figura 11 - Coberturas com os módulos da UN de Pólo 2	56
Figura 12 - Coberturas com os módulos da UN de Pólo 4	57
Figura 13 - Desconexão dos conectores MC4 (manutenção corretiva do fornecedor)	58
Figura 14 - Pico produção fotovoltaica 2 e 4 de março(e ⁺ Monitor)	58
Figura 15 - Pico de produção na análise Report FV 2026 para UN Pólo 2(Powerbi)	59
Figura 16 - Pontos de água em orçamento	70
Figura 17 - Produção vs autoconsumo da CE Feira 1	76
Figura 18 - Variabilidade dos coeficientes dinâmicos na comunidade	79

Lista de Tabelas

Tabela 1 - Falhas detetadas por termografias (International Electrotechnical Commission).	31
Tabela 2 - Quantidade e modelo dos módulos instalado na ACS.....	55
Tabela 3 - Quantidade e modelo dos inversores instalado na ACS	55
Tabela 4 - Peso do PT2.1 na produção total UN Pólo 2	63
Tabela 5 - Produção expectável vs real.....	64
Tabela 6 - Poupança real vs expectável	64
Tabela 7 - Produção e poupança estimada para segundo semestre	65
Tabela 8 - Orçamento e payback para climatização da sala 1.....	66
Tabela 9 - Valores proveito do fotovoltaico €/MWh (Relatório PowerBi).....	67
Tabela 10 -Dados do inversor 12 do Pólo 2.....	71
Tabela 11 - Coeficientes dinâmicos usados 2025	78
Tabela 12 - Autoconsumo da Comunidade "Feira 1" no ano de 2025.....	79

Acrónimos e Símbolos

Lista de Acrónimos

ACI	autoconsumo individual
ACC	autoconsumo coletivo
ACS	Amorim Cork Solutions
AT	Alta tensão
CA	Corrente alternada
CC	Corrente contínua
CCE	Comunidades de Cidadãos para a Energia
CER	Comunidades de energia renovável
CPE	Código ponto de entrega
EGAC	Entidade Gestora de Autoconsumo Coletivo
EMS	<i>Energy management system</i>
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
FV	Fotovoltaico
IA	Instalação de armazenamento autónomo participante em autoconsumo
IC	Instalações de consumo participante em autoconsumo
IPr	Instalação de produção de eletricidade para autoconsumo
IU	Instalação elétrica de utilização
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracker</i>
MT	Média tensão
ORD	Operador de Rede de Distribuição (de eletricidade)
PR	<i>performance ratio</i>
PT	Posto de transformação
QGBT	Quadro geral baixa tensão

QPV	Quadro fotovoltaico (<i>photovoltaic</i>)
RESP	Rede elétrica de serviço público
STC	<i>Standard Test Conditions</i>
T	Temperatura
UPAC	Unidade de Produção para Autoconsumo
UN	Unidade de negócio
VS	Versus

Lista de Símbolos

δ	Ângulo de inclinação	[°]
γ	Ângulo do azimute solar	[°]
$\beta_{V_{oc}}$	Coeficiente temperatura de V_{oc}	[%/°C]
I_{sc}	Constante solar	
$I_0(T)$	Corrente inversa de saturação do díodo	[T]
€	Euro	
q_E	Carga do eletrão	[C]
E_0	Fator de correção de excentricidade	
ω	Hora ângulo	
k_B	Constante de Boltzmann	[J/K]
I	Intensidade de corrente elétrica	[A]
I_0	Radiação terrestre horária	[Wh/m ²]
I_D	Intensidade de corrente elétrica do díodo	[A]
$I_{sc,cel}$	Intensidade de curto-circuito	[A]
φ	Latitude	[°]
P_{cel}	Potência máxima	[W]
$V_{DC,m\acute{a}x}$	Tensão máxima de entrada em DC do inversor	[V]
V_{mppt}	Tensão mínima a determinada temperatura	[V]
V_{oc}	Tensão em circuito aberto	[V]
$V_{oc,cel}$	Tensão em circuito aberto da célula	[V]

Lista de unidades

GW	Giga Watt
kWh	Kilo Watt Hora
kWp	Kilo Watt Pico

MWh	Mega Watt Hora
kWh/m²	Kilo Watt Hora por metro quadrado
q_E	Coulomb

1 Introdução

1.1 Contextualização

A crescente necessidade de descarbonização do setor energético tem reforçado o papel da energia solar fotovoltaica como uma das principais tecnologias de produção renovável, devido à sua modularidade, escalabilidade e adequação a contextos industriais e comerciais. Em instalações industriais, a integração de sistemas fotovoltaicos permite reduzir a dependência da rede elétrica, diminuir custos operacionais e aumentar a incorporação de energia renovável no consumo local.

Contudo, a simples instalação de potência fotovoltaica não garante um aproveitamento energético eficiente. O desempenho real de uma instalação depende de diversos fatores, como condições meteorológicas, sombreamento, sujidade, temperatura de operação, fiabilidade dos inversores, qualidade dos dados de monitorização e capacidade de gerir excedentes de produção. Em ambiente industrial, estes fatores tornam-se ainda mais relevantes, porque pequenas perdas ou falhas de deteção podem traduzir-se em impactos energéticos e económicos significativos.

Neste contexto, surge a necessidade de avaliar não apenas a produção fotovoltaica instalada, mas também a qualidade da monitorização, a deteção de falhas, o nível de autoconsumo e as estratégias de integração de excedentes. Paralelamente, a evolução do enquadramento legal e técnico das Comunidades de Energia Renovável introduz novas oportunidades para a partilha de energia entre instalações próximas, tornando relevante analisar o seu potencial em contexto empresarial.

1.2 Objetivos

A presente dissertação foi realizada no âmbito do Mestrado em Energias Sustentáveis do Instituto Superior de Engenharia do Porto. O projeto decorreu durante um período de 9 meses, na instalação da Amorim Cork Solutions (ACS), uma empresa integrante do grupo Corticeira Amorim, na unidade de negócio (UN) de Pólo 2, em Santa Maria da Feira.

Os objetivos definidos para este trabalho foram os seguintes:

- Caracterizar tecnicamente as instalações fotovoltaicas das diferentes unidades de negócio da ACS;
- Analisar os perfis de produção, consumo e excedentes de energia;
- Identificar falhas operacionais e divergências plataformas de monitorização;
- Avaliar o controlo da produção fotovoltaica com a limitação da potência contratada
- Quantificar as perdas e falhas por UN
- Avaliar melhorias técnicas e respetivo impacto económico
- Analisar a integração da ACS em comunidades de energia renovável.

1.3 Contexto da empresa

A Amorim Cork Solutions (ACS) integra o Grupo Amorim e desenvolve atividade industrial associada à transformação e valorização de soluções à base de cortiça. O seu contexto operacional envolve consumos elétricos relevantes e distribuídos por diferentes instalações, o que torna particularmente importante a gestão eficiente da energia e a valorização da produção renovável local.

Neste enquadramento, a adoção de sistemas fotovoltaicos nos diferentes UN da empresa constitui uma medida com impacto potencial na redução dos custos energéticos, no aumento do autoconsumo e na melhoria do desempenho ambiental e sustentável da organização. Assim, a ACS apresenta-se como um caso de estudo relevante para analisar não apenas o desempenho técnico das instalações fotovoltaicas, mas também os desafios de monitorização, manutenção, controlo de excedentes e integração em comunidades de energia renovável.

A ACS possui instalações fotovoltaicas distribuídas pelos quatro unidades de negócio – Pólo 1, Pólo 2, Pólo3 e Pólo 4 — com uma potência total instalada aproximadamente de 9 725 kWp, distribuída por 14 870 módulos fotovoltaicos. Este conjunto de instalações posiciona a ACS como um caso de estudo relevante para a análise de sistemas de autoconsumo industrial

de grande escala, com os desafios inerentes à gestão distribuída de produção, consumo e excedentes em múltiplos pontos de ligação à rede.

1.4 Estrutura da dissertação

A presente dissertação encontra-se organizada em cinco capítulos. O Capítulo 1 apresenta o enquadramento do tema, os objetivos do trabalho e o contexto empresarial em que o projeto foi desenvolvido. O Capítulo 2 reúne os fundamentos técnicos e a revisão bibliográfica necessários à compreensão dos sistemas fotovoltaicos, incluindo desempenho, perdas, armazenamento, autoconsumo e comunidades de energia renovável. O Capítulo 3 descreve a metodologia adotada, a caracterização da instalação da ACS e os procedimentos de recolha e tratamento de dados. O Capítulo 4 apresenta o trabalho desenvolvido e os resultados obtidos, incluindo a análise das propostas de melhoria e das comunidades de energia. Por fim, o Capítulo 5 apresenta as principais conclusões do estudo e perspetivas de trabalho futuro.

2 Fundamentos técnicos

O presente capítulo reúne os principais fundamentos técnicos que sustentam a análise desenvolvida nesta dissertação. Pretende-se aqui enquadrar e clarificar os conceitos essenciais à compreensão do sistema fotovoltaico em estudo, recorrendo à bibliografia técnica e científica relevante. A revisão apresentada fornece a base teórica necessária para a interpretação dos dados obtidos e para o desenvolvimento dos capítulos seguintes.

2.1 A energia FV na matriz energética

Com o agravamento das alterações climáticas, manifestado em fenómenos meteorológicos extremos, alterações nos padrões de precipitação e aumento da temperatura global, torna-se cada vez mais urgente a adoção de medidas para reduzir as emissões de gases com efeito de estufa. O setor energético, historicamente dependente dos combustíveis fósseis, é reconhecido como um dos maiores responsáveis por essas emissões, intensificando a crise ambiental e social.

O crescimento populacional e o aumento das exigências associadas ao modo de vida atual contribuíram para um consumo excessivo de combustíveis fósseis, afirma Osmani et al. (2023) que por sua vez, causou maiores emissões de gases de efeito estufa, afetando as gerações futuras. Em paralelo, a procura crescente de eletricidade e a baixa eficiência de algumas unidades geradoras tradicionais, como motores a diesel e a gás, reforçaram a necessidade de alternativas energéticas mais sustentáveis.

Entre os diversos tipos de fontes de energia renovável – eólica, hidroelétrica e a solar –, os sistemas fotovoltaicos (FV) são considerados uma das tecnologias mais limpas e seguras. Tal deve-se ao facto de não envolverem peças móveis mecânicas e de, na maioria dos casos, operarem, sem ruído, o que tem contribuído para o seu interesse e expansão a nível global.

A otimização do desempenho e da durabilidade dos sistemas fotovoltaicos exige, em primeiro lugar, a identificação das principais tipologias de falha e dos respetivos métodos de deteção. Neste contexto, a literatura recente tem assumido particular relevância na caracterização dessas falhas e das técnicas de diagnóstico associadas.

2.2 Radiação solar

Em estações meteorológicas, a radiação global é medida em superfícies horizontais. No entanto para maximizar o aproveitamento da radiação solar, os sistemas solares convencionais são instalados em superfícies inclinadas. A radiação solar global em superfícies inclinadas pode ser estimada a partir dos valores em superfície horizontal, através de modelos que decompõe a radiação nas suas componentes direta, difusa e refletida pelo solo (Maleki et al., 2017).

Os principais conceitos geométricos da energia solar são: o ângulo de declinação solar (δ), o ângulo horário (ω), o ângulo do azimute solar (γ), a latitude (ϕ), e a radiação terrestre horária (I_0), todos ilustrados nas Figura 1, Figura 2 e Figura 3.

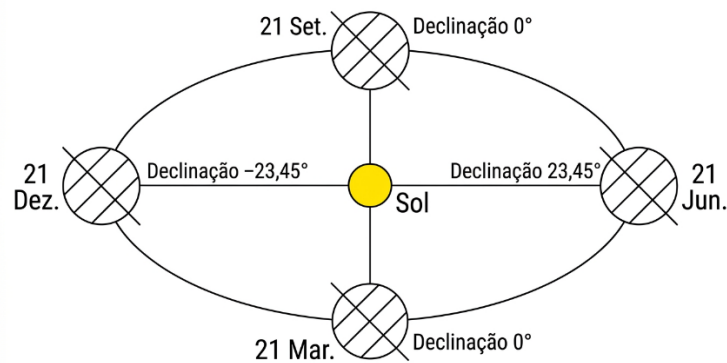


Figura 1 - Valor máximo e mínimo de ângulo de inclinação(Adaptado de Maleki et al. (2017)).

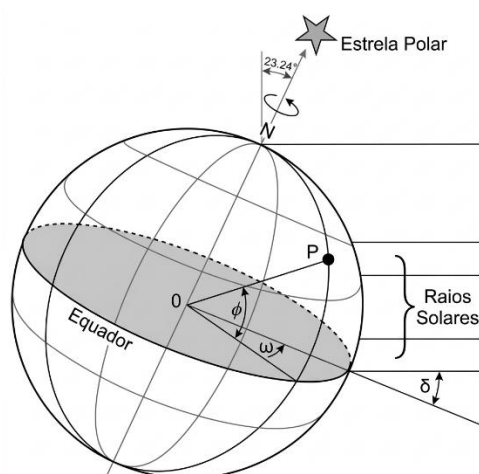


Figura 2 - Hora ângulo para o ponto P (Adaptado de Maleki et al. (2017)).

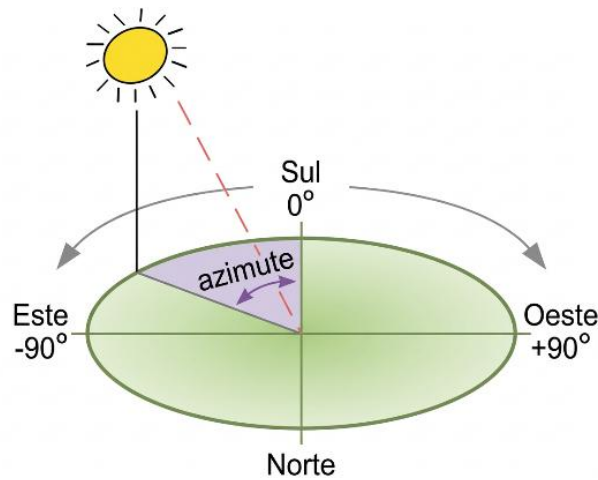


Figura 3 - Definição do ângulo de azimute do sol(Adaptado de Maleki et al. (2017)).

De acordo com Maleki et al., a latitude define a posição em graus em relação ao equador, variando entre 0° e $\pm 90^\circ$, sendo positiva para o hemisfério norte e negativa para o hemisfério sul.

A radiação terrestre horária corresponde à irradiância solar incidente fora da atmosfera terrestre e é calculada pela Equação (1), onde I_{sc} é a constante solar ($1\,367\text{ W/m}^2$), E_0 é o fator de correção de excentricidade, δ o ângulo de inclinação, φ a latitude do local e ω_1 e ω_2 são os ângulos horários de início e fim do intervalo de tempo (Maleki et al., 2017) :

$$I_0 = \frac{12 \times 3,6}{\pi} I_{sc} \times E_0 \times ((\sin \varphi \times \cos \delta) \times (\sin \omega_2 - \sin \omega_1) + \frac{\pi(\omega_2 - \omega_1)}{180} (\sin \varphi \times \cos \delta)) \quad (1)$$

2.3 Tecnologia dos módulos fotovoltaicos

A eletricidade de origem solar é gerada por meio de módulos fotovoltaicos, que convertem a radiação solar em energia elétrica através do efeito fotovoltaico.

Quando a radiação solar incide sobre as células fotovoltaicas, os fótons são absorvidos pelo semicondutor; se a sua energia for superior à energia de ligação dos elétrons, ocorre a quebra das ligações covalentes, libertando pares elétron-lacuna (espaços vazios). Para que esta geração de corrente seja sustentável, é necessário dopar o material semicondutor, criando duas

camadas — tipo p (excesso de cargas positivas) e tipo n (excesso de cargas negativas)(Rojas et al., 2021).

A junção P-N, formada pela interface entre duas camadas, gera um campo eletrostático que separa os portadores de carga antes que se recombinem. Quando os fótons incidem nesta junção, uma corrente líquida flui entre as camadas P e N, sendo possível extrair energia elétrica através de um circuito externo (na Figura 4).

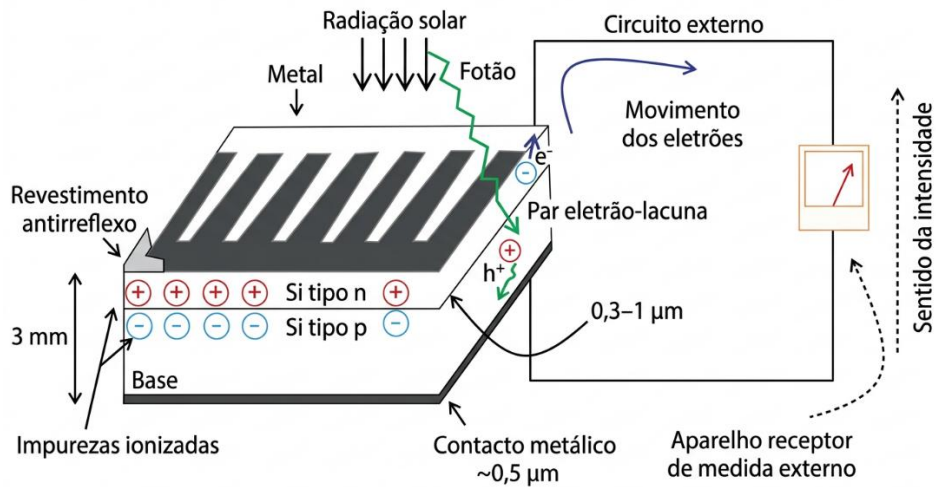


Figura 4 - Célula solar fotovoltaica ligada a circuito externo(Adaptado de Rojas et al. (2021)).

A corrente elétrica I que circula na célula, coincide com a corrente do díodo I_D , e dada pela Equação (2), e depende da temperatura de operação T , da constante de Boltzmann k_B , a carga do elétron ($1,602 \times 10^{-19} C$) q_E , e da corrente inversa de saturação do díodo $I_0(T)$:

$$I = I_D = I_0(T) \left(e^{\frac{q_E V}{k_B T}} - 1 \right) \quad (2)$$

A curva característica da célula solar é representada pelo gráfico da Figura 5:

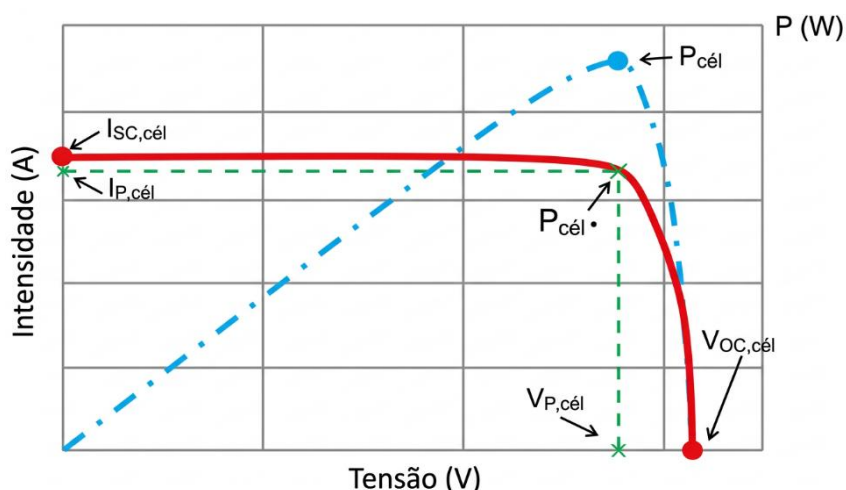


Figura 5 - Curva característica I – V de uma célula solar fotovoltaica(Adaptado de Rojas et al. (2021)).

Os principais parâmetros elétricos de uma célula fotovoltaica, representados na curva I-V da Figura 5 são:

- a tensão em circuito aberto (V_{oc}), que corresponde à máxima diferença de potencial quando não circula corrente.
- a intensidade de curto-circuito (I_{sc}) que representa a corrente máxima gerada quando a tensão é nula;
- a potência de pico (P_{cel}) calculada pelo produto $I_{p,cel} \times V_{p,cel}$ no ponto de máxima potência.

Em Portugal, os sistemas fotovoltaicos apresentam condições favoráveis de aproveitamento, não só pela localização geográfica, mas também porque a produção coincide com os períodos de maior consumo elétrico diurno (APREN, 2024).

2.4 Avaliação de desempenho do sistema fotovoltaico

A produção de energia dos módulos fotovoltaicos pode diminuir significativamente em resultado de sombreamento parcial, com perdas típicas entre 2,8 % a 50% por dia, dependendo da extensão e natureza da obstrução (Said et al., 2024). Quando partes do módulo ficam sombreadas, a resistência interna das células afetadas aumenta, dificultando o fluxo de corrente e dissipação de calor localizada — fenómeno que pode conduzir ao aparecimento de pontos quentes, alteração da coloração e, em casos extremos, fissuras do vidro de proteção.

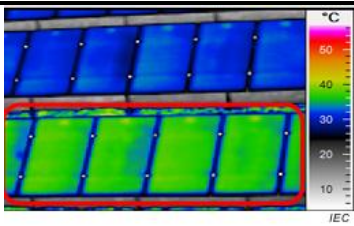
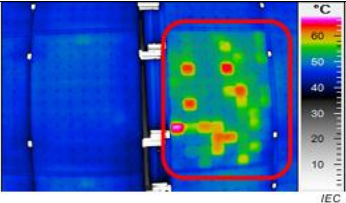
A temperatura de operação é outro fator determinante no desempenho fotovoltaico: por cada aumento de 1 °C, um módulo perde aproximadamente 0,5% da sua capacidade de produção, tornando a gestão térmica dos inversores e dos módulos um aspeto crítico em instalações industriais (Liao et al., 2022). Os sistemas de monitorização com sensores, controladores e módulos de transmissão de dados são fundamentais para detetar desvios, identificar anomalias e apoiar a tomada de decisão de manutenção.

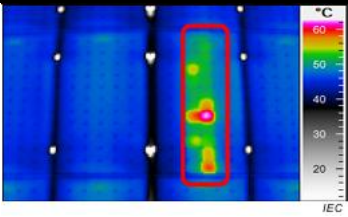
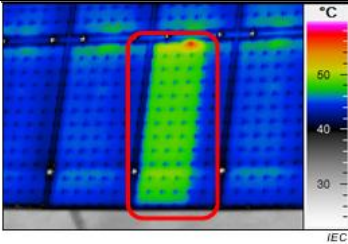
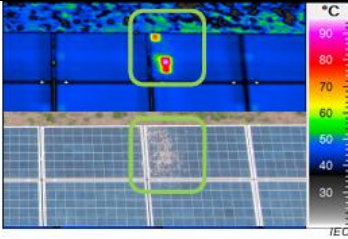
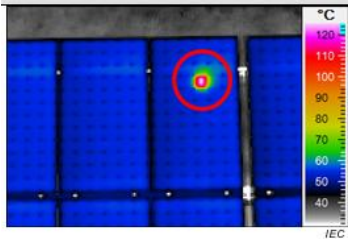
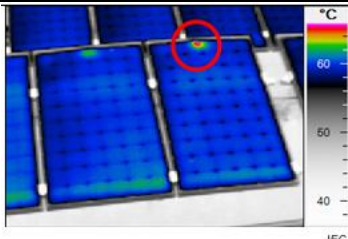
Entre as principais técnicas de inspeção e diagnóstico disponíveis, destaca-se a termografia (com ou sem drone), que permite identificar pontos quentes, módulos com substring em circuito aberto e caixas de junção sobreaquecidas sem necessidade de contacto visual (ver Tabela 1), e a inspeção visual com drone, que facilita a cobertura de grandes áreas em coberturas com difícil acesso. Contudo, a inspeção visual apenas revela defeitos externos; para diagnóstico interno, é necessário recorrer a técnicas complementares como a eletroluminescência ou a termografia (Liao et al., 2022).

O indicador global de desempenho mais utilizado é o *performance ratio* (PR), que relaciona a produção real com a produção teórica em condições STS, variando tipicamente entre 0,7 e 0,9 em sistemas industriais bem mantidos.

International Electrotechnical Commission (2017) mostra as possíveis falhas detetadas por inspeção termográfica em módulos fotovoltaicos com recurso a drone, na Tabela 1:

Tabela 1 - Falhas detetadas por termografias (Adaptado de (*International Electrotechnical Commission, 2017*)).

Strings e módulos	Falha
	Módulos em circuito aberto
	Módulos em curto-circuito

(cont.)	
	1x Substring em circuito aberto
	2x Substring em circuito aberto
	Módulo sujo
	Hotspot
	Caixa de junção do módulo sobreaquecida

Além de fisicamente ser preciso fazer a manutenção nos módulos fotovoltaicos nas coberturas, também é necessário a inspeção técnica aos componentes elétricos - quadros elétricos, conectores (cabos MC4) a verificar se também podem ter falhas com testes de isolamento, falhas na ligação ao aterramento, medição da tensão, etc.

Na Figura 6 (International Electrotechnical Commission (2017)) mostra a termografia em quadros elétricos que compreende a caixa combinadora de strings com cabos, contactos, fusíveis e interruptores antes (esquerda) e depois (direita) da manutenção.

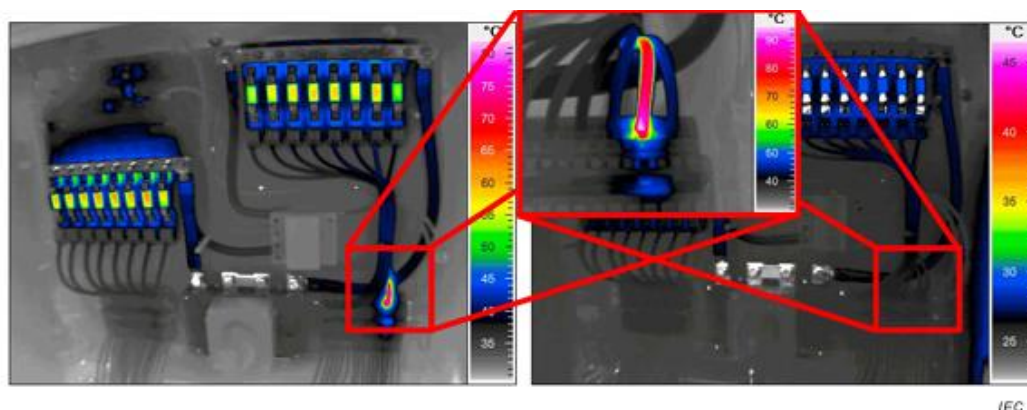


Figura 6 - Termografia em quadros elétricos (International Electrotechnical Commission, 2017).

Um dos indicadores mais utilizados para avaliar o desempenho global de um sistema fotovoltaico é o PR, definido como o rácio entre a produção real de energia do sistema e a produção que seria teoricamente obtida se o sistema operasse sempre à eficiência de referência STC (*Standard Test Conditions*). O PR é adimensional e varia tipicamente entre 0,7 e 0,9 em sistemas industriais bem mantidos, sendo valores inferiores indicativos de perdas significativas por temperatura, sombreamento, sujidade ou falhas nos inversores. A sua utilização como indicador de monitorização contínua permite detetar tendências de degradação e comparar o desempenho entre diferentes UI ou períodos temporais (Osmani et al., 2023).

2.5 Eficiência energética do sistema fotovoltaico

O inversor fotovoltaico é o principal impulsor no sistema de energia solar. A eficiência de um sistema fotovoltaico depende não só dos módulos, mas também da qualidade da conversão, do armazenamento e da gestão dos fluxos de energia. O inversor é o equipamento central na conversão de corrente contínua (CC) para corrente alternada (CA), indispensável para a utilização da energia gerada nos equipamentos industriais e para a eventual injeção de excedentes na rede. A sua eficiência máxima está diretamente relacionada com a temperatura de operação — inversores instalados em locais sem climatização adequada podem sofrer reduções de desempenho significativas, como analisado em detalhe na secção 4.3.1 Climatização do local dos inversores.

2.5.1 Inversores

A energia fotovoltaica produzida através dos módulos fotovoltaicos é em corrente contínua (CC) no entanto os equipamentos domésticos, e a maior parte usa corrente alternada (AC), logo é preciso transformar a energia e os equipamentos adequados são os inversores.

Os inversores fotovoltaicos instalados na ACS pertencem a três fabricantes distintos: *Growatt* (MAX100-125KTL3-X LV), *Huawei* (SUN2000-100KTL-M1) e *Sungrow* (SG110CX e SG125CX-P2). Os dois primeiros modelos têm uma potência nominal de saída de 100 kW CA, enquanto os últimos dois atingem 110 e 125 kW, respetivamente. Todos apresentam eficiências máximas acima de 98,5%, com tensão máxima de entrada DC de 1 100 V e múltiplos seguidores *MPPT*, o que permite otimizar a captação de energia em *strings* com diferentes orientações ou inclinações. A presença de múltiplos fabricantes na mesma instalação exige particular atenção especial na integração dos dados de monitorização, uma vez que cada plataforma (*FusionSolar*, *iSolarCloud*) exporta a informação em formatos e resoluções temporais distintas, dificultando a comparação direta entre unidades de negócio.

2.5.2 Armazenamento

Embora o princípio do autoconsumo fotovoltaico permita o aproveitamento direto da energia solar, a ocorrência de excedentes injetados na rede resulta, por norma, numa desvalorização económica da energia produzida. Para colmatar esta limitação técnica e financeira, a literatura sugere o recurso a sistemas de armazenamento. A integração de baterias confere flexibilidade à instalação, assegurando a disponibilidade de energia em momentos de nula ou reduzida irradiação solar, nomeadamente durante a noite ou em períodos de elevada nebulosidade.

Abdul Aziz et al. (2017) afirma que os sistemas *on-grid* (autónomos) são sistemas isolados (sem ligação à rede elétrica) de locais onde o fornecimento de energia elétrica, através de rede pública, é inviável economicamente ou a instalação da rede elétrica devido ao terreno não é praticável, as passagens de rede elétrica ou preocupações ambientais.

A maximização do autoconsumo em sistemas de geração distribuída é uma estratégia fundamental para reduzir a dependência da rede elétrica. Não obstante, a natureza estocástica da geração fotovoltaica e a variabilidade dos perfis de carga dos edifícios originam um desfasamento temporal entre a produção e o consumo, um desafio amplamente debatido na

literatura. Para mitigar este problema e otimizar a operação dos sistemas fotovoltaicos, a integração de sistemas de armazenamento de energia (baterias) assume-se hoje como uma condição essencial para uma gestão energética eficiente (Sepúlveda et al., 2023).

2.5.3 Gestão de excedentes

Apesar do elevado potencial dos edifícios industriais para a integração de sistemas de energia solar, persistem desafios significativos relacionados com a gestão dos excedentes de produção fotovoltaica durante os períodos de maior geração. Embora a produção fotovoltaica, na maioria dos casos, não seja suficiente para satisfazer as necessidades energéticas anuais dos edifícios, podem verificar-se situações em que os picos de produção ultrapassam as necessidades energéticas instantâneas (Liao et al., 2025).

Para compreender o potencial e os desafios associados à aplicação de sistemas fotovoltaicos na promoção da eficiência energética em edifícios industriais, torna-se necessária uma análise aprofundada de dois aspetos principais. O primeiro refere-se ao balanço energético de longo prazo, que consiste na avaliação, geralmente em base anual, da relação entre a produção fotovoltaica e a procura energética do edifício, permitindo quantificar as poupanças de energia e a sua representatividade face ao consumo anual (Chen et al., 2024) (An et al., 2023)(Erbs et al., 1982). O segundo diz respeito ao balanço energético temporal, analisado em escalas mais curtas, como intervalos horários ou inferiores, com o objetivo de identificar variações ao longo do tempo entre a geração fotovoltaica e a procura de energia. Esta análise possibilita compreender os períodos de excedente e défice energético, que constitui uma base essencial para o desenvolvimento de estratégias eficazes de conceção de sistemas energéticos, nomeadamente no dimensionamento da capacidade de ligação à rede elétrica (Oh et al., 2018) (Valladares-Rendón et al., 2017) e da capacidade de armazenamento em baterias necessária para compensar as flutuações do balanço energético (Kim & Junghans, 2023).

2.6 - Comunidades de Energia Renovável e Autoconsumo

2.6.1 Unidade de Produção para Autoconsumo – UPAC

Uma UPAC (unidade de produção para autoconsumo) é um conjunto de equipamentos que produz eletricidade a partir de fontes renováveis, normalmente energia solar fotovoltaica,

para alimentar uma ou várias instalações de utilização próximas, podendo incluir também sistemas de armazenamento. A sua função principal é cobrir as necessidades de consumo elétrico dessas instalações, reduzindo a energia comprada à rede pública (ADENE, 2025).

Nos termos do Decreto-Lei n.º 15/2022, a UPAC corresponde a uma ou mais unidades de produção renovável, eventualmente com baterias, ligadas a uma ou várias instalações elétricas de utilização (IU), instaladas nessas IU ou nas suas imediações. Esta unidade destina-se sobretudo ao abastecimento próprio, embora possa injetar excedentes na rede.

Os principais componentes de uma UPAC solar fotovoltaica estão representados na Figura 7, e são os seguintes:

- Módulos solares fotovoltaicos que convertem a radiação solar em eletricidade em corrente contínua;
- Cabos DC e proteções elétricas em corrente contínua para garantir o transporte e a segurança do circuito;
- Inversor ou inversores que transformam a corrente contínua em corrente alternada utilizável na instalação;
- Baterias de acumulação, quando previstas, para armazenar energia e utilizá-la mais tarde;
- Contador bidirecional - do ponto de ligação da IU do autoconsumidor à rede interna ou à RESP, para medir consumo da IU e do excedente que está a ser injetado na rede correspondente.
- contador totalizador (produção) – do ponto de ligação à IU da UPAC integrada em autoconsumo individual, desde que a potência instalada seja superior a 4kW, para medir a injeção da UPAC na IU.
- Cabos e proteções em corrente alternada, monofásicos ou trifásicos, que ligam a UPAC à instalação e/ou à rede.
- Equipamentos domésticos que consomem a energia elétrica produzida e a ligação à RESP (rede elétrica de serviço público)

É ainda necessário um sistema de suporte e fixação adequado para os módulos FV, devidamente dimensionado por um projetista, de forma a garantir a segurança mecânica e elétrica da instalação.

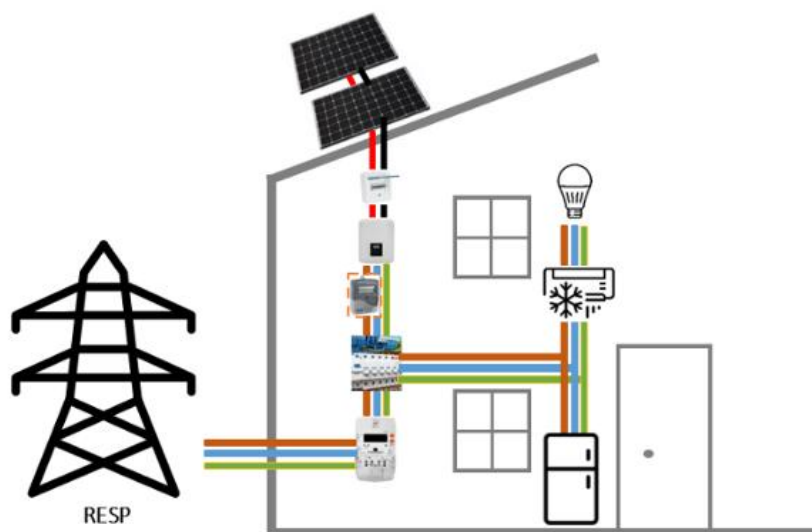


Figura 7 - Exemplo de UPAC de tecnologia "solar fotovoltaica", com potência >4kW e com ligação à RESP (ADENE, 2025).

2.6.2 Autoconsumo individual e coletivo

De acordo com a DGEG, o autoconsumo define-se pelo consumo assegurado por energia elétrica produzida por uma ou mais unidade de produção para autoconsumo (UPAC), e realizada por um ou mais consumidor de energia renovável. Desta forma, o consumidor final pode assumir a condição de autoconsumidor de energia renovável, na sua instalação definido pelo Decreto-Lei n.º 15/2022.

O regime jurídico permite que qualquer consumidor final produza energia renovável para uso próprio, nas suas instalações, com a possibilidade de integrar sistemas de armazenamento e de comercializar excedentes de produção, desde que respeitados os limites legais aplicáveis à sua atividade principal. Ao aderir ao autoconsumo, o utilizador continua a dispor dos direitos normais de consumidor de eletricidade, incluindo a liberdade de escolha do comercializador(ADENE, 2025).

A atividade de autoconsumo pode assumir três formas: autoconsumo individual (ACI), autoconsumo coletivo (ACC) e comunidades de energia renovável (CER). Em qualquer destas modalidades, os autoconsumidores podem utilizar energia gerada por si ou por outros

participantes próximos, conservar os seus direitos como clientes da rede e vender excedentes através de um agregador.

No ACI, toda a energia produzida para autoconsumo é afeta a uma única instalação elétrica de utilização (IU), existindo apenas um ponto de entrega de consumo, ainda que possam existir várias UPAC associadas. A UPAC pode estar fisicamente na própria IU ou na sua proximidade, sendo possível ter um Código de Ponto de Entrega (CPE) específico de produção, atribuído em licenciamento, desde que se mantenha um único CPE de consumo na IU.

No autoconsumo coletivo (ACC), a energia produzida por uma ou mais UPAC é destinada ao consumo em duas ou mais instalações de utilização, que se encontram em proximidade e interligadas através da RESP, de rede interna e/ou de linha direta. Nesta modalidade, as UPAC estão ligadas a vários CPE de consumo, sendo a eletricidade partilhada entre um conjunto de IU com contratos ativos, normalmente numa mesma vizinhança, podendo tratar-se de habitações ou outros tipos de instalações consumidoras.

A comunidade de energia renovável (CER) é uma entidade jurídica autónoma, que pode exercer a função de Entidade Gestora do Autoconsumo Coletivo (EGAC) promovendo o ACC entre os seus membros, mas nesse caso, o que faz é, simplesmente autoconsumo coletivo.

2.7 Funcionamento das CER

O ACC é um modelo de utilização e partilha de energia entre vários consumidores ligados a uma ou mais UPAC, enquanto as CER são entidades jurídicas organizadas (associação, cooperativa, empresa, etc.) que podem, entre outras atividades, promover ACC, gerir produção, armazenamento e comércio de energia, com foco em benefícios ambientais, económicos e sociais, e não em lucro.

Uma CER agrupa cidadãos, empresas e instituições, inclusive municípios, na realização de projetos de energia renovável com proveito e, partilha dessa energia para satisfazer as suas necessidades locais. Tem por base uma participação aberta e voluntária dos membros que estão localizados na proximidade desses projetos. O objetivo principal de uma CER é proporcionar aos seus membros e às localidades onde se encontram benefícios ambientais, económicos e sociais (Comunidade CER).

A criação de Comunidades de Energia Renovável tem ainda como objetivo estimular a coesão social e territorial ao envolver pessoas e instituições públicas e privadas, o que pode gerar emprego e contribuir para uma melhor distribuição do tecido empresarial por todo o país e também proporcionar maior competitividade. A partilha do excedente de produção de energia elétrica das Comunidades é outra das vantagens.

Na Figura 8 está representado um esquema onde, os elementos podem ser tanto indivíduos com residências/condomínios como também empresas, as áreas do comércio, e agrícola.

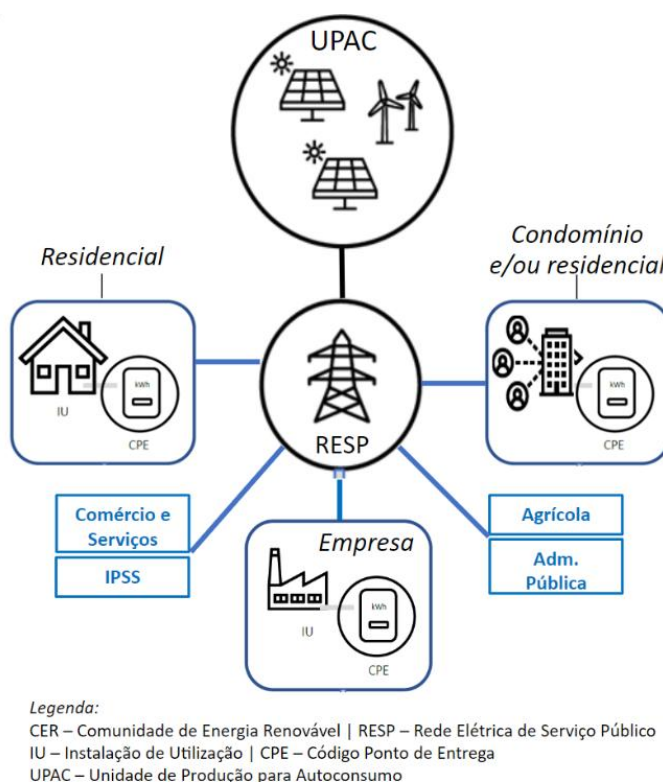


Figura 8 - Esquema das possíveis CER (Comunidade CER).

De acordo com ERSE (Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, 2023) existem 4 tipos de partilha da energia no ACC: a partilha de energia com coeficientes fixos, coeficientes proporcionais ao consumo, partilha hierárquica e a partilha dinâmica (Artigo 29.º, 30.º, 31.º e 32.º).

Na partilha com coeficientes fixos, a EGAC tem de comunicar ao ORD, os coeficientes fixos ligados a cada instalação participante, que podem ser distintos no tempo, através do sistema eletrónico estabelecido na legislação. A partilha de energia pelas instalações participantes definido no Artigo 28.º:

A partilha de energia no ACC assenta num conjunto de regras que definem a distribuição da energia produzida pelas instalações participantes. A escolha do modelo de partilha é da responsabilidade da entidade gestora (EGAC), cabendo ao operador da rede de distribuição (ORD) a sua implementação, cálculo e imputação da energia entre produtores e consumidores. A energia partilhada tem origem em instalações de produção e/ou armazenamento devidamente identificadas, sendo, na maioria dos casos, apenas distribuída quando não existe excedente de energia injetado na rede, exceto em modelos dinâmicos. O processo de partilha é apurado em intervalos de 15 minutos, influenciando diretamente a faturação dos autoconsumidores, podendo sofrer ajustes retroativos. A supervisão e o enquadramento regulamentar são assegurados pela ERSE, que pode definir procedimentos adicionais e validar modelos mais complexos de partilha.

Na partilha com coeficientes proporcionais ao consumo, a energia partilhada pelas instalações participantes é feita de acordo com coeficientes proporcionais ao consumo medido nas instalações de consumo participante em autoconsumo (IC), instalação de produção de eletricidade para autoconsumo (IPr) e à injeção medida nas instalações de armazenamento autónomo (IA), a cada 15 minutos, pertencendo ao ORD a sua determinação.

No modo de partilha hierárquica, a EGAC transmite ao ORD, através do sistema eletrónico estabelecido, a lista hierárquica a utilizar no sistema de autoconsumo, estruturada com os participantes de IC, IPr e IA, bem como modo de partilha de energia dentro de cada grupo e intergrupar.

A partilha dinâmica (Artigo 32.º), é uma modalidade mais flexível de alocação da energia produzida, em que a EGAC comunica ao operador de rede, com carácter posterior, os parâmetros de partilha a aplicar. Esta abordagem distingue-se dos modelos de coeficientes fixos ou proporcionais, porque permite que a repartição da energia seja ajustada a posteriori, com base em dados reais de consumo, produção e injeção, em vez de ficar totalmente definida a priori.

Do ponto de vista funcional, a partilha dinâmica procura aumentar a adequação entre a energia efetivamente gerada e a energia efetivamente consumida pelos membros da comunidade, melhorando a eficiência do autoconsumo coletivo. O regulamento prevê que o prazo de comunicação definido pelo ORD seja compatível com o ciclo mensal de faturação do acesso às redes e com a recolha dos dados necessários, o que mostra que este modelo depende fortemente de medição e tratamento fiável de informação operacional. Além disso, o regulamento de autoconsumo enquadra esta solução como uma matéria ainda dependente de regras de detalhe, a aprovar com base em projetos-piloto, o que revela o seu carácter evolutivo e experimental.

A aplicabilidade da partilha dinâmica fica assim condicionada à disponibilidade de infraestrutura de contagem em todos os pontos de entrega da comunidade e à capacidade da EGAC em comunicar os parâmetros ao ORD dentro dos prazos previstos. No contexto da ACS, a comunidade 'Feira 1' utiliza exatamente este modelo, com coeficientes calculados mensalmente com base no autoconsumo real de cada pólo, conforme se detalha na secção 3.5.4 Uso de coeficientes dinâmicos.

3 Metodologia

3.1 Abordagem metodológica geral

A metodologia adotada baseia-se num estudo de caso, centrado nas instalações fotovoltaicas da Amorim Cork Solutions. O trabalho iniciou-se com a caracterização técnica das quatro unidades de negócio da empresa, incluindo módulos, inversores, configuração das instalações e ligação aos postos de transformação.

Seguidamente, procedeu-se à recolha de dados nas plataformas *e+Monitor*, *iSolarCloud*, *FusionSolar* e *Elster EnergyICT* permitindo comparar os valores de produção, consumo e excedentes registados em diferentes sistemas de monitorização. As plataformas de monitorização dão os valores dos seguintes dados:

- corrente e tensão por *string*;
- estado de cada inversor;
- potência instantânea de entrada e de saída inversores;
- tensão de entrada e saída dos inversores;
- energia total produzida
- registos provenientes da estação meteorológica.

Os dados recolhidos foram depois cruzados com a informação meteorológica associada à instalação, nomeadamente irradiância, de modo a validar incoerências, identificar anomalias e distinguir falhas reais de erros de monitorização.

Com base nos resultados obtidos, foram analisadas as principais causas de perdas e falhas, bem como medidas de melhoria operacional adequadas ao contexto da empresa.

3.2 Recolha e tratamento de dados

A recolha de dados foi realizada com base na plataforma *e+Monitor* (Figura 9), utilizada para acompanhamento da produção de energia fotovoltaica e do consumo de energia elétrica proveniente da rede. Esta plataforma permite a exportação de informação em diferentes

resoluções temporais, nomeadamente intervalos de 15 minutos, horária, diária, mensal e anual, o que possibilitou a análise do comportamento energético em diferentes escalas de observação.

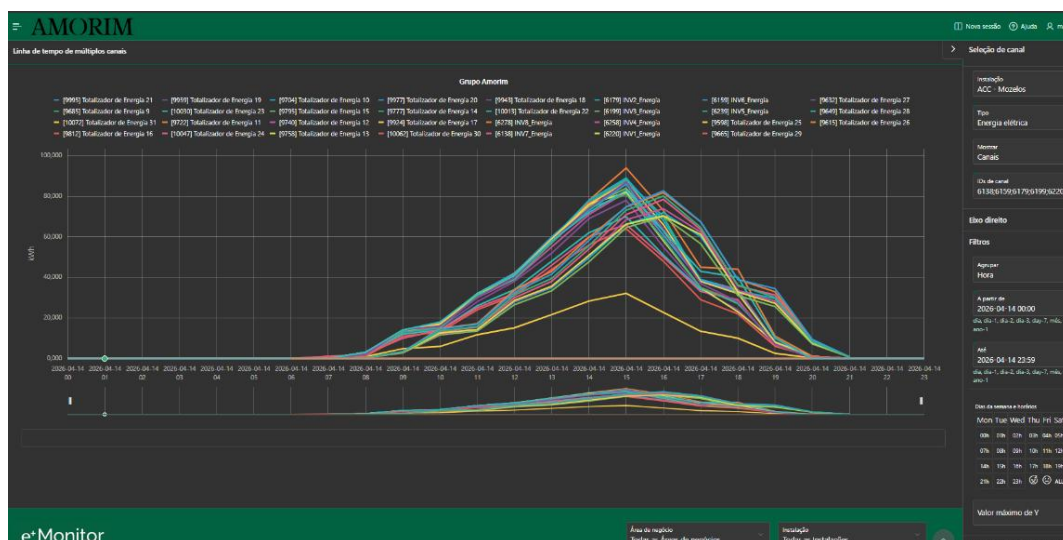


Figura 9 - Recolha de dados de produção Pólo 2 e+Monitor

Complementarmente, foram consultadas as plataformas nativas dos fabricantes dos inversores instalados, nomeadamente “iSolarCloud”, para os equipamentos *Sungrow*, e “FusionSolar”, para os equipamentos *Huawei*. A comparação entre estas fontes permitiu verificar a consistência dos registos e identificar falhas de comunicação e divergências entre valores apresentados. Na análise dos excedentes, os registos são retirados do portal da e-redes online (*Elster EnergyICT*).

Numa fase inicial, procedeu-se ao levantamento da informação disponível desde a entrada em funcionamento das diferentes fases da instalação fotovoltaica. Posteriormente, os dados foram organizados e analisados com o objetivo de identificar padrões de produção, desvios face ao comportamento expectável e anomalias nos registos, designadamente picos de produção não compatíveis com as condições reais de funcionamento observadas no mesmo período.

Sempre que foram detetados valores inconsistentes, procedeu-se à sua validação por comparação com outras fontes de monitorização e com variáveis de apoio, como a irradiância registada pela estação meteorológica associada ao sistema.

3.3 Validação da informação

Para o desenvolvimento do presente trabalho foram utilizadas diferentes ferramentas de apoio à análise técnica e operacional da instalação fotovoltaica. A plataforma e+Monitor constituiu a principal fonte de informação para análise da produção fotovoltaica e do consumo elétrico, enquanto as plataformas *iSolarCloud* (inversor *Sungrow*) e *FusionSolar* (inversor *Huawei*) foram utilizadas para validação de dados dos inversores e verificação de eventuais falhas de comunicação.

No caso dos inversores da marca *Growatt*, a análise ficou limitada aos dados disponibilizados pela plataforma e+Monitor, não existindo uma fonte independente adicional para validação. Esta limitação condicionou a comparação direta entre todos os equipamentos, tornando necessária uma leitura crítica dos resultados.

A Figura 10 apresenta a estratégia de comparação entre as diferentes plataformas de monitorização disponíveis:



Figura 10 - Análise adotada entre diferentes plataformas com dados

Simultaneamente, foi utilizado diariamente um relatório em *Power BI* já existente na empresa, com base nos dados do e+Monitor, o qual permitiu visualizar a produção diária, mensal e anual, bem como comparar valores reais com estimativas de produção teórica e produção objetivo. Esta ferramenta revelou-se particularmente útil para a deteção de desvios e para a identificação de situações anómalas, como picos de produção incoerentes com o funcionamento esperado do sistema.

Foram ainda consideradas informações provenientes da estação meteorológica associada à UN, nomeadamente irradiância e temperatura ambiente, por constituírem variáveis de referência fundamentais para a interpretação do desempenho fotovoltaico.

Em complemento, as características técnicas dos módulos e dos inversores, apresentadas nos Apêndices A a E, foram utilizadas para validar a configuração elétrica das strings face às especificações dos inversores. É considerado uma temperatura ambiente de referência a 25°C, e uma variação de temperatura mínima de -10°C, e máxima de 70°C. É usada a equação para calcular V_{oc} .

Apresenta-se de seguida a caracterização dos módulos instalados nos UN de Pólo 1, Pólo 2 e Pólo 3, seguida da análise relativa ao Pólo 4.

Para a temperatura -10°C, a tensão em circuito aberto (V_{oc}) é calculada:

$$V_{oc}(-10^{\circ}C) = \left[1 + \left(\frac{(25 - T) \times \left| \beta_{V_{oc}} \left(\frac{\%}{^{\circ}C} \right) \right|}{100} \right) \right] \times V_{oc}(25^{\circ}C) \quad (3)$$

Com os dados do módulo *JAsolar* 545W:

- $\left| \beta_{V_{oc}} \left(\frac{\%}{^{\circ}C} \right) \right| = 0,275 \frac{\%}{^{\circ}C}$
- $(25 - T) = 25 - (-10) = 35^{\circ}C$
- $V_{oc}(25^{\circ}C) = 49,75V$

O valor de $V_{oc}(-10^{\circ}C)$ é 54,54V.

Para o módulo FV *JAsolar* 550W com os dados $\left| \beta_{V_{oc}} \left(\frac{\%}{^{\circ}C} \right) \right| = 0,275 \frac{\%}{^{\circ}C}$; $(25 - T) = 25 - (-10) = 35^{\circ}C$ e $V_{oc}(25^{\circ}C) = 49,90V$, o valor de $V_{oc}(-10^{\circ}C)$ é 54,70V.

Para o módulo FV *JAsolar* 545 W, a tensão mínima para a temperatura máxima de 70°C, $V_{mppt}(70^{\circ}C)$ é calculado:

$$V_{mppt}(70^{\circ}C) = \left[1 + \left(\frac{(25 - T) \times \left| \beta_{V_{oc}} \left(\frac{\%}{^{\circ}C} \right) \right|}{100} \right) \right] \times V_{mppt}(25^{\circ}C) \quad (4)$$

, onde:

- $\left| \beta_{V_{oc}} \left(\frac{\%}{^{\circ}C} \right) \right| = 0,275 \frac{\%}{^{\circ}C};$
- $(25 - T) = 25 - 70 = -45^{\circ}C$
- $V_{mppt}(25^{\circ}C) = 41,80$

O valor de $V_{mppt}(70^{\circ}C)$ é 36,63V.

Para o módulo FV *JAsolar* 550W com os dados $\left| \beta_{V_{oc}} \left(\frac{\%}{^{\circ}C} \right) \right| = 0,275 \frac{\%}{^{\circ}C}; (25 - T) = 25 - 70 = -45^{\circ}C$ e $V_{mppt}(25^{\circ}C) = 41,96$, o valor de $V_{mppt}(70^{\circ}C)$ é 36,77V.

Com os dados do módulo *Jinko* 545W:

- $\beta_{V_{oc}} \left(\frac{\%}{^{\circ}C} \right) = -0,275 \frac{\%}{^{\circ}C}$
- $(25 - T) = 25 - (-10) = 35^{\circ}C$
- $V_{oc}(25^{\circ}C) = 49,75V$

Para a temperatura $-10^{\circ}C$, a tensão em circuito aberto (V_{oc}) (Equação 3) é 54,54V.

A tensão mínima para a temperatura máxima de $70^{\circ}C$ (Equação 4),

Com:

- $(25 - T) = 25 - 70 = -45^{\circ}C$
- $V_{mppt}(25^{\circ}C) = 41,80$

$V_{mppt}(70^{\circ}C)$ é de 36,63V.

O número máximo de módulos fotovoltaicos numa string para os inversores *Growatt* MAX100KTL3, SUN2000-100KTL-M1, *Sungrow* SG110CX e SG125CX-P2 é calculado com a tensão máxima de entrada DC do inversor igual 1 100V e o $V_{oc}(-10^{\circ}C)$ do módulo FV *JAsolar* 545W e 550W. A Equação 5, Equação 6 e Equação 7, mostram o cálculo para o número máximo de strings para o modelo *JAsolar* 545 W + 550W e *Jinko*545W:

$$N^{\circ} \text{ máximo de módulos por string (JAsolar 545W)} = \frac{V_{DC \text{ máx}}}{V_{oc}(-10^{\circ}C)} = \frac{1\,100}{54,54} = 20 \quad (5)$$

$$N^{\circ} \text{ máximo de módulos por string (JA solar 550W)} = \frac{V_{DC \text{ máx}}}{V_{oc}(-10^{\circ}C)} = \frac{1100}{54,70} = 20 \quad (6)$$

$$N^{\circ} \text{ máximo de módulos por string (Jinko545W)} = \frac{V_{DC \text{ máx}}}{V_{oc}(-10^{\circ}C)} = \frac{1100}{54,54} = 20 \quad (7)$$

Para além do número máximo, importa também verificar o número mínimo de módulos por string, de forma a garantir que a tensão da string permanece dentro da gama MPPT do inversor mesmo à temperatura máxima de operação ($70^{\circ}C$). O número mínimo de módulos por string (Equação 8) calcula-se pela razão entre a tensão mínima de entrada MPPT do inversor e a tensão $V_{mppt}(70^{\circ}C)$ do módulo à temperatura máxima:

$$N^{\circ} \text{ mínimo de módulos por string} = \frac{V_{MPPT \text{ min}}}{V_{MPPT}(70^{\circ}C)} \quad (8)$$

Para o *Growatt* MAX100KTL3-X LV: $V_{MPPT, \text{min}} = 200V$ e $V_{mppt}(70^{\circ}C) = 36,63V$, logo $N_{\text{min}} = \frac{200}{36,63} = 6$ módulos.

Para o *Huawei* SUN2000-100KTL-M1: $V_{MPPT, \text{min}} = 200V$, logo $N_{\text{min}} = 6$ módulos.

3.4 Critérios de análise do desempenho fotovoltaico

A avaliação do desempenho do sistema fotovoltaico baseou-se na comparação entre os valores reais de produção e os valores de produção teórica e produção objetivo disponibilizados no relatório de análise. Estes valores de referência resultam da consideração da irradiância medida pela estação meteorológica, permitindo contextualizar o desempenho observado em função das condições atmosféricas de cada período.

Foram igualmente considerados como critérios de análise a consistência temporal dos dados, a comparação entre diferentes plataformas de monitorização, a identificação de períodos com produção nula ou anormalmente reduzida e a deteção de picos de produção incompatíveis com o comportamento expectável da instalação.

Sempre que possível, a interpretação dos resultados teve em conta as particularidades técnicas de cada UN, incluindo configuração dos módulos, tipo de inversores e posto de

transformação associado. Deste modo, procurou-se garantir que a avaliação do desempenho refletisse também a realidade específica de cada unidade analisada.

A análise exigiu ainda validação com o responsável pela monitorização (e+Monitor), de modo a distinguir desvios associados a falha real, erro de comunicação ou comportamento normal da operação.

Os indicadores disponíveis na análise do report PV no Power Bi são os seguintes:

- produção objetiva, real e teórica (unidades – MWh)
- autoconsumo objetivo e real (unidades – MWh e %)
- excedentes objetivo e real (unidades – MWh e %)
- investimento (unidade k€)
- irradiância objetivo e real (unidade KWh/m²)
- performance objetivo e real (unidades - %)
- *performance ratio* (PR) objetivo e real (unidade – numérico intervalo entre 0 e 1)
- potência instalada (unidade – kW)
- poupança objetiva, real e teórica (unidade - €)
- poupança acumulada real e teórica (unidade K€)
- poupança unitária objetivo e real (unidade €/MWh)

O autoconsumo objetivo é o valor estimado para o ano atual, sendo que o real é calculado com o rácio entre a produção FV consumida e o consumo elétrico total da unidade. O valor de excedentes objetivo é estimado com base no observado nos anos anteriores e ajustado à realidade do ano atual enquanto o real são o valor contabilidade pela e-redes. O investimento corresponde ao investimento inicial total realizado pelo projeto FV.

A performance tem duas componentes – PR e performance em percentagem. Relativamente à performance (%) objetivo é a performance mínima que foi definida em contrato (98%) e performance real (%) é o rácio entre PR real e o PR objetivo, equivalente ao rácio entre produção real e produção teórica.

A performance real é:

$$PR \text{ real} = \frac{\text{Produção real}}{\frac{\text{Produção teórica}}{\text{Produção objetivo}}} \quad (9)$$

Enquanto que a PR objetivo é a performance estimada para o projeto FV. A irradiância objetivo (KWh/m²) é a prevista para o ano atual, em plano horizontal, baseado no histórico dos últimos anos. A irradiância real é medida na célula de irradiância de referência (plano horizontal). A nível de poupança diferencia-se em poupança, poupança acumulada, e poupança unitária (€/MWh).

A poupança objetivo é a poupança estimada do projeto igual a

$$\text{Poupança objetivo} = \text{Produção objetivo} \times (1 - \text{Excedentes objetivo}) \times \text{Poupança unitária objetiva} \quad (10)$$

A poupança teórica calcula-se de maneira semelhante:

$$\text{Poupança teórica} = \text{Produção teórica} \times (1 - \text{Excedentes reais}) \times \text{Poupança unitária objetivo} \quad (11)$$

A poupança real corresponde à poupança obtida da fatura com o consumo direto de fotovoltaico calculada com base no e⁺Monitor onde são inseridas as faturas mensais dos custos da UN. A poupança acumulada real é o valor de poupança acumulado mensalmente. A poupança acumulada teórica é calculada com base na produção teórica de cada período e na poupança unitária objetivo definida em contrato, refletindo o valor que seria obtido se o sistema operasse conforme as condições de referência do projeto. Esta métrica serve de referência para identificar desvios de poupança decorrentes de falhas ou condições de operação abaixo do esperado. A poupança unitária objetiva é a valorização média prevista no projeto. A poupança unitária real é a valorização média da energia produzida.

3.5 Estudo das CER

A metodologia adotada para o estudo das Comunidades de Energia Renovável (CER) baseia-se numa abordagem integrada que combina a entrada dos pólos integrantes da comunidade de energia e análise empírica de dados reais.

A presente abordagem centra-se na avaliação do funcionamento interno das CER em operação, com especial foco na eficiência da partilha de energia e no seu desempenho económico.

Esta opção metodológica resulta de duas limitações encontradas no contexto em análise: inexistência de dados homogéneos e consistentes para o período pré-CER e existência de atrasos significativos na disponibilização dos dados operacionais.

Neste contexto, a análise desenvolve-se em três fases principais: análise empírica do funcionamento das CER, identificação das limitações do modelo de gestão e comparação do autoconsumo antes de depois da entrada da Feira 1.

3.5.1 Análise empírica do funcionamento das CER

Numa primeira fase, procede-se à análise dos dados reais de operação das comunidades de energia, com base na informação disponível para o ano de 2025.

Esta análise tem como objetivo:

- caracterizar a produção, o autoconsumo e os excedentes energéticos;
- identificar o perfil energético dos diferentes membros da comunidade;
- avaliar a estrutura funcional da CER (produtores vs consumidores);
- analisar os resultados económicos associados à operação.

A análise incide sobre as comunidades Feira 1 e Pólo 4, com diferentes níveis de detalhe, em função da disponibilidade de dados.

3.5.2 Limitações modelo de gestão

Com base na análise empírica realizada, procede-se à identificação das principais limitações do modelo atual de gestão das comunidades de energia.

Esta etapa assume particular relevância no contexto do trabalho, uma vez que permite evidenciar as ineficiências do sistema atualmente em operação, nomeadamente:

- carácter estático e não otimizado da alocação de energia;

- dependência de dados com atraso significativo (≈ 3 meses);
- assimetrias na partilha de energia entre membros da comunidade;

A identificação destas limitações constitui o ponto de partida para o desenvolvimento de uma abordagem alternativa baseada em otimização.

3.5.3 Análise de autoconsumo antes vs depois entrada da Feira 1

Procedeu-se à análise comparativa dos proveitos de autoconsumo ao mês de março de 2025 apenas o proveito de autoconsumo e em comparação com abril de 2025 com a ativação e entrada para a comunidade Feira 1 ou seja, proveito do autoconsumo + autoconsumo da CER.

3.5.4 Uso de coeficientes dinâmicos

Na comunidade de energia “Feira 1” os coeficientes usados são dinâmicos, e para os quatro pólos da comunidade existem seis combinações possíveis de pares de partilha $\binom{4}{2}$

- Coeficiente_{5,6};
- Coeficiente_{5,7};
- Coeficiente_{5,1};
- Coeficiente_{6,7};
- Coeficiente_{6,1} e
- Coeficiente_{7,1}.

, os coeficientes diferem entre pares e ao longo do tempo, conforme apresentado na Tabela 11 na secção 4.5.5 Demonstração dos resultados coeficientes usados0 abaixo. E a hierarquia existente é feita pela ordem: primeiro prioriza-se os pólos de média tensão e de seguida alta tensão. A energia partilhada que não seja absorvida pelos membros da comunidade é injetada na rede.

O coeficiente dinâmico e que varia mensalmente está apresentada nas equações abaixo:

$$C_{5,6} = \frac{E_{autocons5}}{E_{autocons5} + E_{autocons6}} \quad (12)$$

$$C_{5,7} = \frac{E_{autocons5}}{E_{autocons\ 5} + E_{autocons\ 7}} \quad (13)$$

$$C_{5,1} = \frac{E_{autocons5}}{E_{autocons\ 5} + E_{autocons\ 1}} \quad (14)$$

$$C_{6,7} = \frac{E_{autocons6}}{E_{autocons\ 6} + E_{autocons\ 7}} \quad (15)$$

Na Equação 12, o numerador é o autoconsumo da comunidade do Pólo 5 e o denominador a soma do autoconsumo de 5 e 6 (a mesma explicação aplicada para Equação 13, Equação 14 e Equação 15. Em cada par, o numerador é o autoconsumo do pólo de menor índice e o denominador é a soma do autoconsumo dos dois pólos envolvidos. A hierarquia de partilha prioriza os pólos de média tensão antes dos de alta tensão.

4 Otimização de climatização, limpeza e gestão de excedentes

4.1 Caracterização da instalação fotovoltaica

Na primeira abordagem, foi feita a análise da documentação disponível da instalação fotovoltaica, histórico da monitorização e o seu levantamento. A instalação fotovoltaica da Amorim Cork Solutions (ACS) é composta por 4 UN: Pólo 2, Pólo 3, Pólo 1 e Pólo 4. O Pólo 2 é o maior, com 7 289 módulos instalados, seguido do Pólo 3 com 3 591 módulos, do Pólo 1 com 2 769 módulos e do Pólo 4 com 1 221 módulos. Os modelos dos módulos fotovoltaicos instalados foram: *JaSolar* (modelos JAM72S30 540MR, 545 MR e 550 MR) nos Polós 1, 2 e 3, da marca *Jinkosolar* (modelo JKM-545M-72HL4-TV) no Pólo 4. As estruturas de suporte são do tipo coplanar ou triangular com inclinação de 10°, conforme identificado na Tabela 2.

Os inversores instalados pertence a três fabricantes: *Growatt* (MAX100 125KTL3-X LV), *Huawei* (SUN2000-100KTL-M1) e *Sungrow* (SG110CX e SG125CX-P2).

A presença de múltiplos fabricantes implica a coexistência de diferentes plataformas de monitorização — *FusionSolar* (*Huawei*), *iSolarCloud* (*Sungrow*) e *e+Monitor* (*Growatt*) — com formatos de exportação e resoluções temporais distintas, o que condicionou a comparação direta entre unidades industriais e exigiu um procedimento específico de validação cruzada de dados.

A caracterização técnica realizada serviu de base para a análise subsequente de desempenho, uma vez que permitiu identificar a configuração das strings, verificar a compatibilidade elétrica com as especificações dos inversores (Equações (3) a (8)) e definir os critérios de avaliação para cada UN de forma individualizada.

Tabela 2 - Quantidade e modelo dos módulos instalado na ACS

UN	Quantidade módulos	Modelo módulo FV	Estruturas
Pólo 1	918	<i>JAsolar</i> 545	coplanar
	1 851	<i>JAsolar</i> 540	triangular (10º)
Pólo 2	1 833	<i>JAsolar</i> 545	coplanar
	5 456	<i>JAsolar</i> 550	coplanar e triangular(10º)
Pólo 3	2 875	<i>JAsolar</i> 545	coplanar
	716		triangular (10º)
Pólo 4	1 221	<i>Jinko</i> JKM545-72HL4	coplanar

Tabela 3 - Quantidade e modelo dos inversores instalado na ACS

UN	Posto de transformação	Quantidade inversor	Modelo inversor	Potência de pico instalada(kWp)
Pólo 1	PT2 – 1 600	4	<i>Growatt</i> Max 100KYL3-X LV	500,3
		6	<i>Huawei</i> Sun2000-100KTLM1	737,1
	PT1 – 3 200	2	<i>Huawei</i> Sun2000-100KTLM1	262,4
Pólo 2	PT3 – 2 500	10	<i>Growatt</i> Max100KYL3-X LV	1 130,8
	PT4 – 2 500	8	<i>Huawei</i> Sun2000-100KTLM1	998,9
		8	<i>Growatt</i> Max100KYL3-X LV	2 241,2
	PT2.1 – 6 500	5	<i>Growatt</i> Max100KYL3-X LV	549,5
Pólo 3	PT1 – 4 800	5	<i>Growatt</i> Max100KYL3-X LV	512,3
	PT2 – 3 200	5	<i>Growatt</i> Max100KYL3-X LV	511,8
	PT4 – 1 600	6	<i>Growatt</i> Max100KYL3-X LV	616,9
	PT3 – 1 000	8	<i>Huawei</i> Sun2000-100KTLM1	999
Pólo 4	PT1 – 2 630	5	<i>Sungrow</i> SG110CX	665
		1	<i>Sungrow</i> SG125CX-P2(inv.5)	

A nível de características elétricas, cada UN dispõe de um ou mais postos de transformação equipados com transformador de média tensão(MT) e Baixa tensão(BT), cuja potência instalada e respetiva potência de pico fotovoltaica associada se encontram sistematizadas na Tabela 3.

Os pontos de medição de energia estão instalados a jusante do Quadro Geral de Baixa Tensão (QGBT), sendo a energia fotovoltaica injetada através de quadros elétricos dedicados à instalação fotovoltaica (QPV). Esta configuração significa que o contador de energia regista o balanço entre o consumo da instalação e a produção fotovoltaica já depois do ponto de interligação com o sistema FV, permitindo contabilizar diretamente os excedentes injetados na RESP e o autoconsumo efetivo em cada UN.

Na Figura 11 e Figura 12, apresentam-se as coberturas da UN de Pólo 2 e Pólo 4 com os respetivos módulos fotovoltaicos.



Figura 11 - Coberturas com os módulos da UN de Pólo 2



Figura 12 - Coberturas com os módulos da UN de Pólo 4

4.2 Procedimentos para avaliação de perdas e falhas

A avaliação das perdas e falhas nas instalações fotovoltaicas da ACS baseou-se na análise comparativa entre os valores de produção registados na plataforma e*Monitor, os dados das plataformas nativas dos inversores e os valores do relatório Power BI. Sempre que foram identificadas inconsistências — nomeadamente picos de produção não compatíveis com a irradiância disponível ou períodos com produção nula sem justificação aparente — procedeu-se à validação cruzada com as variáveis meteorológicas e à confirmação junto do responsável pela monitorização.

As situações de subdesempenho identificadas resultaram de causas diversas: falhas de comunicação entre plataformas, valores acumulados indevidamente nos registos, desconexão de conectores MC4 no Pólo 3 (Figura 13), indisponibilidade parcial de inversores na sala 1 do PT2.1 do Pólo 2 por condições térmicas desfavoráveis, e interrupção de produção por atuação da proteção homopolar nos inversores do PT3(do Pólo 2). Esta diversidade de causas confirma que a avaliação do desempenho fotovoltaico em contexto industrial exige uma abordagem multidimensional, que não se limite à leitura direta dos valores de produção.



Figura 13 - Desconexão dos conectores MC4 (manutenção corretiva do fornecedor)

Na Figura 14 foram identificados dois valores acumulados anómalos na UN de Pólo 4, referentes aos dias 2 e 4 de março de 2025. Estes valores foram identificados na Figura 15 onde a produção real era de 599,22MWh em março em comparação com 24,15MWh (janeiro) e 30,83MWh (fevereiro) diferenças muito significativas. Estes registos evidenciaram uma anomalia de monitorização associada à acumulação indevida de valores.

Agrupar por
Dia

▼

A partir de
2026-03-01 00:00

A partir de
2026-03-21 23:59

Consumo de múltiplos canais por data de captura

Data	INV4_E_TOTAL(kWh)	INV2_E_TOTAL(kWh)	INV5_E_TOTAL(kWh)	INV6_E_TOTAL(kWh)	INV1_E_TOTAL(kWh)
2026-03-01	421,40	-	0,00	439,80	373,10
2026-03-02	171,10	-	0,00	176,00	286.000,00
2026-03-03	365,20	-	0,00	351,80	323,00
2026-03-04	282,70	-	0,00	302,90	286.052,70
2026-03-05	172,30	-	0,00	190,50	138,20

Figura 14 - Pico produção fotovoltaica 2 e 4 de março(e+Monitor)

Produção [MWh]

2026

Ano	UN	UI	Indicador	Tipo	Target Anual	Total	Jan.	Fev.	Mar.
2026	ACS		Produção [MWh]	Objetivo	789.89	125.87	30.49	42.00	53.38
2026	ACS		Produção [MWh]	Teórico		270.09	219.99	35.90	14.20
2026	ACS		Produção [MWh]	Real		654.20	24.15	30.83	599.22

Figura 15 - Pico de produção na análise Report FV 2026 para UN Pólo 2(Powerbi)

Relativamente às restantes UN, a análise dos dados de monitorização disponíveis não revelou anomalias persistentes de produção comparáveis à situação identificada no PT2.1. No UN de Pólo 1, as divergências pontuais detetadas entre plataformas foram atribuídas a falhas temporárias de comunicação entre os inversores *Growatt* e a plataforma *e+Monitor*, sem impacto quantificável na produção total. Na UN de Pólo 3 observaram-se igualmente reduções de produção associadas à limitação de excedentes durante os períodos de fim de semana.

Na UN do Pólo 4 verificou-se falhas no interruptor do quadro fotovoltaico, sendo que em maio de 2026 já foi feita a instalação de um novo interruptor e restabelecida a operação da instalação.

4.2.1 Discussão integrada das perdas e falhas observadas

A análise desenvolvida nas diferentes unidades industriais permitiu identificar que o subdesempenho do sistema fotovoltaico não resulta de uma causa única, mas antes da combinação de vários fatores técnicos, operacionais e de monitorização. Entre os principais fatores observados destacam-se as limitações de comunicação entre plataformas, a ocorrência de valores acumulados ou incoerentes nos registos históricos, a indisponibilidade parcial de inversores em condições térmicas desfavoráveis, a limitação de excedentes em períodos de menor consumo e as perdas associadas à sujidade dos módulos. Esta diversidade de causas confirma que a avaliação do desempenho fotovoltaico em contexto industrial exige uma abordagem multidimensional, que não se limite à leitura direta dos valores de produção registados.

As falhas de monitorização assumem particular relevância porque podem induzir interpretações erradas sobre o estado real da instalação. Sempre que foram observados valores anormalmente elevados ou perfis de produção incompatíveis com a irradiância disponível, tornou-se necessário recorrer à comparação entre diferentes plataformas, bem como à consulta de variáveis de apoio, como a irradiância medida na estação meteorológica. Esta validação cruzada revelou-se essencial para distinguir situações de falha real de produção de simples anomalias de comunicação ou acumulação indevida de dados, evitando decisões incorretas de operação e manutenção.

Por outro lado, as falhas de natureza física e operacional apresentam impacto energético direto. A desconexão de conectores MC4 identificada no Pólo 3, a indisponibilidade parcial de inversores na sala 1 do PT2.1 do Pólo 2 e a necessidade de intervenção no interruptor do quadro fotovoltaico do Pólo 4 demonstram que a fiabilidade do sistema depende não apenas da qualidade dos equipamentos instalados, mas também da robustez da montagem, das condições ambientais de funcionamento e da rapidez de resposta da manutenção. Em particular, a exposição dos inversores a ambientes térmicos desfavoráveis demonstrou ser um fator crítico, uma vez que afeta diretamente a disponibilidade da conversão DC/AC e reduz a energia efetivamente aproveitada.

As perdas por sujidade constituem outro aspeto relevante, sobretudo em instalações industriais com grande extensão de cobertura e acesso condicionado. A comparação entre períodos homólogos antes e após limpeza indicou que a manutenção superficial dos módulos pode traduzir-se em ganhos energéticos não negligenciáveis. Esta constatação reforça a importância de encarar a limpeza não como uma atividade meramente corretiva, mas como uma medida preventiva com impacto económico mensurável, especialmente quando integrada num plano estruturado de manutenção.

Em síntese, os resultados mostram que a maximização do desempenho fotovoltaico depende da articulação entre três níveis de intervenção: qualidade dos dados, fiabilidade dos equipamentos e gestão operacional. A ausência de qualquer um destes níveis compromete a capacidade de diagnóstico e limita a eficácia das medidas corretivas. Assim, a análise desenvolvida evidencia que a otimização de sistemas fotovoltaicos industriais deve ser entendida como um processo contínuo de monitorização, validação, intervenção técnica e reavaliação dos resultados.

4.2.2 Fiabilidade dos dados e implicações na análise

A robustez de qualquer avaliação de desempenho fotovoltaico depende fortemente da qualidade e consistência dos dados utilizados. No presente trabalho, a informação recolhida resultou da combinação de várias fontes, nomeadamente a plataforma e⁺Monitor, as plataformas nativas dos fabricantes dos inversores, os relatórios internos em Power BI, a estação meteorológica associada às instalações e, em determinadas análises, os registos disponibilizados pela e-Redes e pela GreenVolt. Embora esta multiplicidade de fontes tenha enriquecido a análise, também introduziu desafios metodológicos relevantes ao nível da coerência, da comparabilidade temporal e da validação independente dos resultados.

Uma das principais limitações identificadas foi a inexistência de uma fonte totalmente homogénea para todas as unidades industriais e para todos os equipamentos instalados. No caso dos inversores *Growatt*, por exemplo, a informação disponível ficou limitada à plataforma e⁺Monitor, não existindo acesso direto a uma plataforma nativa adicional que permitisse confirmar de forma independente os valores registados. Esta limitação condiciona a capacidade de validação cruzada em situações de anomalia, obrigando a recorrer a indicadores indiretos, como o comportamento temporal da produção, a comparação com outros inversores da mesma unidade ou a coerência com a irradiância observada.

Outro aspeto relevante prende-se com a resolução temporal e a natureza dos dados exportáveis em cada sistema. Enquanto algumas plataformas disponibilizam séries temporais mais detalhadas, outras apresentam apenas agregações por período ou formatos de exportação menos adequados à comparação direta. Esta heterogeneidade dificulta a criação de um procedimento padronizado de análise para todas as instalações e aumenta a necessidade de tratamento manual dos dados. Em contexto industrial, este fator não é apenas uma limitação académica, mas também um obstáculo prático à implementação de rotinas de monitorização contínua e de deteção automática de desvios.

As anomalias detetadas em determinados períodos, nomeadamente sob a forma de valores acumulados ou picos não compatíveis com o funcionamento expectável, demonstram que a simples existência de dados não garante a sua fiabilidade analítica. Pelo contrário, a interpretação dos resultados exige uma etapa prévia de validação crítica, em que os dados brutos são confrontados com o comportamento físico esperado do sistema. Neste sentido, variáveis como a irradiância, a temperatura ambiente, o estado operacional dos inversores e a

comparação entre diferentes fontes revelaram-se instrumentos indispensáveis para a filtragem de erros de monitorização.

Estas limitações não invalidam os resultados obtidos, mas devem ser explicitamente reconhecidas, uma vez que influenciam o grau de confiança associado a cada conclusão. Em termos metodológicos, tal significa que os resultados desta dissertação devem ser interpretados como tecnicamente robustos dentro do conjunto de dados disponível, mas sensíveis à qualidade da informação de origem. Esta explicitação reforça a transparência e valor do trabalho realizado, ao demonstrar consciência crítica relativamente às condições em que a análise foi produzida.

4.3 Propostas de otimização técnica

No decorrer do projeto foram identificadas três situações com impacto direto no subdesempenho do sistema fotovoltaico, que motivaram a análise das propostas de melhoria técnica. As subsecções seguintes, descrevem cada uma situação, quantificam o impacto estimado e apresentam a solução proposta:

- Ausência de climatização na sala de inversores 1 (PT2.1)
- Limitação de excedentes nos inversores do PT3
- Limpeza incompleta

4.3.1 Climatização do local dos inversores

O correto funcionamento dos inversores é essencial para garantir a conversão da energia produzida pelos módulos fotovoltaicos e, conseqüentemente, o aproveitamento global da instalação. Já identificada anteriormente existe uma situação crítica na sala de inversores nº 1, levantando a necessidade de analisar o impacto dessa ocorrência na produção fotovoltaica e de avaliar medidas corretivas que permitissem melhorar as condições de operação do local.

Além de no local não existir climatização, dentro da sala as condutas de ar (ventilação natural) no início da época de maior calor (maio) ao extraírem ar do exterior, que é um corredor com corrente com fluxo quente também é uma desvantagem pois renova o ar com carga térmica superior.

Atendendo à sensibilidade dos inversores à temperatura e às condições ambientais do espaço onde se encontram instalados, foi considerada a hipótese de climatização do local como

medida de mitigação. De salientar que os inversores estão em locais isolados, dada a dimensão da indústria e a zona ATEX. Denomina-se por ser uma área de trabalho com risco de formação de atmosferas explosivas (gases, vapores, névoas ou poeiras inflamáveis).

Esta análise partiu da relação entre a situação observada e o valor expectável de produção (fornecido pela empresa responsável pela operação e manutenção), tendo sido efetuada o cálculo do prejuízo associado à indisponibilidade parcial do sistema. Foi calculado o prejuízo real para um período de meio ano, e foi feita a projeção estimada para um ano completo com a mesma indisponibilidade parcial. Os valores estão representados na Tabela 5 sendo que a indisponibilidade parcial aconteceu no mês de junho, logo o cálculo foi feito entre julho e dezembro do ano de 2025. Os valores de “Valor Médio de €/kWh” é uma valorização média da energia produzida que é um valor que acumula ao longo do mês sendo que a fonte de dados vem diretamente do nosso sistema de monitorização e*Monitor das faturas mensais.

Na sala 1 dos inversores do PT2.1 estão instalados cinco inversores sendo que a partir do mês de julho de 2025, dois inversores tiveram de ser desativados. Devido à elevada temperatura da sala, identificada pelo sistema de extinção, a sua ativação com componentes adequados ao foco de extinção poderia danificar os equipamentos, tornando-os inviáveis para operação futura.

Primeiramente foi calculado o peso do PT2.1 na produção total do Pólo 2, seguida dos cálculos de poupança real vs expectável para os inversores da sala 1 do PT2.1, os resultados estão na Tabela 4. A produção estimada foi calculada com base no peso do PT2.1 tem na produção total do Pólo 2. A diferença sistemática entre produção real e produção expectável coincidiu com o período de maior temperatura interior na sala. Na Tabela 5 os valores de produção real, expectável a diferença entre ambas, com a disponibilidade dos inversores.

Tabela 4 - Peso do PT2.1 na produção total UN Pólo 2

Mês	Produção expectável kWh	Produção Real Total Pólo 2 kWh	Produção Real PT2.1 kWh	%PT2.1 na produção total
Jan	210 800	149 311	16 998	11%
Fev	284 402	200 914	47 455	24%

Mar	419 135	320 796	45 484	14%
Abr	524 382	347 629	63 420	18%
Mai	632 795	472 953	48 074	10%
Jun	642 379	408 863	85 768	21%
Jul	665 518	469 925	50 962	11%
Ago	615 030	303 485	21 600	7%
Set	478 815	264 942	16 831	6%
Out	334 808	211 590	18 520	9%
Nov	223 502	133 444	19 487	9%
Dez	187 407	115 471	11 635	10%

Tabela 5 - Produção expectável vs real

Mês	Produção expectável kWh	Produção real total Pólo 2 kWh	Produção Real PT2.1 kWh	Produção expectável PT2.1 kWh	Δ Produção real vs expectável kWh	Disponibilidade pelos inversores
Jan	210 800	149 311	16 998	23 998	7 000	5
Fev	284 402	200 914	47 455	67 174	19 719	5
Mar	419 135	320 796	45 484	59 427	13 943	5
Abr	524 382	347 629	63 420	95 666	32 246	5
Mai	632 795	472 953	48 074	64 322	16 247	5
Jun	642,379	408 863	85 768	134 753	48 985	5
Jul	665 518	469 925	50 962	72 173	21 211	3
Ago	615 030	303 485	21 600	43 774	22 174	3
Set	478 815	264 942	16 831	30 418	13 587	3
Out	334 808	211 590	18 520	29 305	10 785	3
Nov	223 502	133 444	19 487	19 487	0	3
Dez	187 407	115 471	11 635	18 883	7 248	3

Exemplo de cálculo para a produção expectável do PT2.1:

- Produção Expectável PT2.1 = 11% x 210 800kWh= 23 998 kWh

Tabela 6 - Poupança real vs expectável

Mês	Valor médio de €/kWh	Poupança expectável	Poupança real	Diferença real vs expectável €
Janeiro	0,0992	2 380 €	1 686 €	-694 €
Fevereiro	0,0703	4 722 €	3 336 €	-1 386 €
Março	0,0660	3 921 €	3 001 €	-920 €
Abril	0,0776	7 426 €	4 923 €	-2 503 €

Maio	0,0880	5 662 €	4 232 €	-1 430 €
Junho	0,0981	13 219 €	8 414 €	-4 805 €
Julho	0,1010	7 292 €	5 149 €	-2 143 €
Agosto	0,0993	4 346 €	2 144 €	-2 201 €
Setembro	0,0965	2 935 €	1 624 €	-1 311 €
Outubro	0,1012	2 966 €	1 874 €	-1 092 €
Novembro	0,0787	1 534 €	1 534 €	- €
Dezembro	0,0963	1 818 €	1 120 €	-698 €

Exemplo
de
cálculo
de

poupança real vs expectável para o mês de janeiro de 2025:

- Poupança expectável = 0,0992€/kWh x 23 998 kWh = 2 380€
- Poupança real = 0,0992€/kWh x 16 998 kWh = 1 686€
- Diferença na poupança expectável e real = 2 380€ - 1 686€ = 694€
- No mês de novembro o valor de produção real e expectável são o mesmo logo a diferença da poupança é nula.

Tabela 7 - Produção e poupança estimada para segundo semestre

Mês	Qual seria a	Qual seria a minha	Qual seria a	Qual seria a
(cont.)	minha produção	poupança estimada	minha produção	minha poupança
Abril	estimada (todos inversores ativos)	(€) (todos inversores ativos)	estimada (todos inversores	estimada (€) (todos
Maio	85 768 (kWh)	8 414 €	ativos) PT2.1 - (kWh)	ativos) PT2.1
Junho	84 936	8 582 €	0	- €
Janeiro	16 998	1 686 €	0	- €
Julho	47 455	3 336 €	33 974	3 433 €
Fevereiro	36 000	3 574 €	0	- €
Agosto	45 484	3,001 €	14 400	1 430 €
Março	28 052	2 706 €	0	- €
Setembro			11 221	1 083 €
Outubro	30 867	3 124 €	-12 347	1 250 €
Novembro	32 479	2 557 €	-12 991	1 023 €
Dezembro	19 392	1 867 €	-7 757	747 €

A estimativa do impacto económico permitiu enquadrar tecnicamente a necessidade de intervenção e apoiar a avaliação da viabilidade da solução proposta. Para além da componente económica, a climatização do espaço dos inversores apresenta vantagens

operacionais associadas à redução do risco de sobreaquecimento, à melhoria das condições de funcionamento dos equipamentos e à diminuição da probabilidade de paragens ou perdas de eficiência relacionadas com temperatura excessiva.

Deste modo, a proposta de climatização local dos inversores foi analisada como uma medida de apoio à fiabilidade da instalação fotovoltaica, contribuindo para a continuidade de serviço e para a redução de perdas de produção. A sua relevância torna-se particularmente evidente quando as falhas observadas afetam períodos com potencial significativo de geração, podendo traduzir-se em prejuízos energéticos e económicos relevantes para a empresa.

A potência dos inversores desligados é a mesma dos restantes 100kW os resultados estão na:

Tabela 8 - Orçamento e payback para climatização da sala 1

Período	Prejuízo €	Investimento	Payback
6 meses	8 964 €	16 990 €	0,9 anos
12 meses (projeção)	17 929 €		

Os resultados evidenciam que a indisponibilidade parcial dos inversores da sala 1 do PT2.1 representa uma perda anual estimada de cerca de 17 900 € em poupança, o que torna a solução de climatização economicamente atrativa, com um tempo de retorno inferior a um ano. Para além do benefício económico, a estabilização da temperatura de operação dos inversores reduz o risco de disparos por sobreaquecimento e aumenta a fiabilidade global do sistema fotovoltaico.

4.3.2 Limitação de excedentes

Durante os fins de semana, o consumo elétrico das instalações é significativamente inferior ao verificado nos dias úteis, uma vez que a atividade industrial se encontra reduzida com menos turnos a trabalhar. Neste contexto, existe uma hierarquia que é seguida com a proteção homopolar atua sempre que a injeção de excedentes na RESP ultrapassa o limite de 800 kVA (potência contratada), começando pela interrupção da produção fotovoltaica dos

inversores ligados ao PT3. Como consequência direta, deixa de haver produção fotovoltaica disponível, comprometendo igualmente o autoconsumo e a eventual partilha de energia nas comunidades de energia em que a ACS participa.

Para mitigar estas perdas, a proposta da instalação de um contador de consumo dedicado ao PT3, permite monitorizar em tempo real o consumo elétrico da instalação. Com base nessa informação, controla a produção dos inversores associados, ajustando ao consumo disponível e evitando a injeção excessiva de excedentes na rede. Esta solução possibilita manter a produção fotovoltaica em funcionamento nos períodos de menor consumo, sem que a proteção homopolar seja acionada, desde que a produção seja limitada ao consumo local existente.

Com base na análise efetuada entre abril de 2025 e abril de 2026, utilizando os registos de produção real e os indicadores de poupança definidos no report PV 2026, estima-se uma poupança energética anual de aproximadamente 170,7 MWh, correspondente a uma poupança económica de cerca de 14 856 €. O valor de poupança económica foi calculado com o valor médio de 87€ dos valores entre abril/25 e abril/26 de 87€ da Tabela 9:

Tabela 9 - Valores proveito do fotovoltaico €/MWh (Relatório PowerBi)

Mês	€/MWh
Abril/25	77,62
Maio/25	88,03
Junho/25	98,1
Julho/25	101,04
Agosto/25	99,28
Setembro/25	96,48
Outubro/25	101,21
Novembro/25	78,73
Dezembro/25	96,3
Janeiro/26	65,74

Fevereiro/26	66,04
Março/26	73,21
Abril/26	89,55

Considerando as diferenças de produção fotovoltaica entre dias úteis e fins de semana, estima-se uma produção de 30 543,94 kWh ao sábado e de 140 159,94 kWh ao domingo, face a um dia de semana típico, a implementação do contador traduz numa poupança económica de:

$$\text{Poupança económica} = 87 \text{ €} \times \frac{140\,159,94 + 30\,543,94}{1000} = 14\,856 \text{ €} \quad (16)$$

O investimento necessário para a instalação do contador é de 3 500 €, o que resulta num tempo de retorno estimado de aproximadamente 0,24 anos, tornando esta medida particularmente atrativa do ponto de vista económico e operacional.

4.3.3 Limpeza incompleta

A manutenção dos módulos fotovoltaicos constitui uma condição importante para a preservação do desempenho energético da instalação, sobretudo em contextos industriais onde a acumulação de sujidade pode contribuir para a redução da produção elétrica. No caso da ACS, verificou-se que o acesso à água nas coberturas não era o mais adequado para

assegurar operações de limpeza regulares e eficazes, o que dificultava a intervenção da equipa de manutenção,

Perante esta limitação, foi estudada a criação de pontos de água em locais de acessibilidade das equipas nas coberturas, com o objetivo de facilitar o acesso à equipa de limpeza e reduzir os constrangimentos operacionais associados a esta tarefa. A definição da localização destes pontos teve em conta as zonas mais críticas da instalação e a viabilidade do encaminhamento da canalização, procurando conciliar funcionalidade, simplicidade de execução e proximidade às áreas com maior necessidade de intervenção,

No âmbito deste trabalho, foram orçamentadas e implementadas soluções de canalização com extensões aproximadas de 110 m e 50 m (Figura 16), correspondentes aos percursos considerados mais adequados para abastecimento de água nas zonas identificadas mais críticas de acesso para a limpeza. A representação do traçado previsto encontra-se ilustrada na figura associada a esta secção, permitindo visualizar a distribuição espacial da solução proposta no contexto da unidade industrial,

A disponibilização destes pontos de água representa uma melhoria operacional relevante, na medida em que simplifica os procedimentos de manutenção e contribui para tornar a limpeza dos módulos mais exequível e regular. Embora o impacto energético direto dependa da frequência de limpeza e do nível efetivo de sujidade presente nos módulos, esta intervenção constitui uma medida de apoio à conservação do desempenho fotovoltaico e à gestão eficiente da instalação.

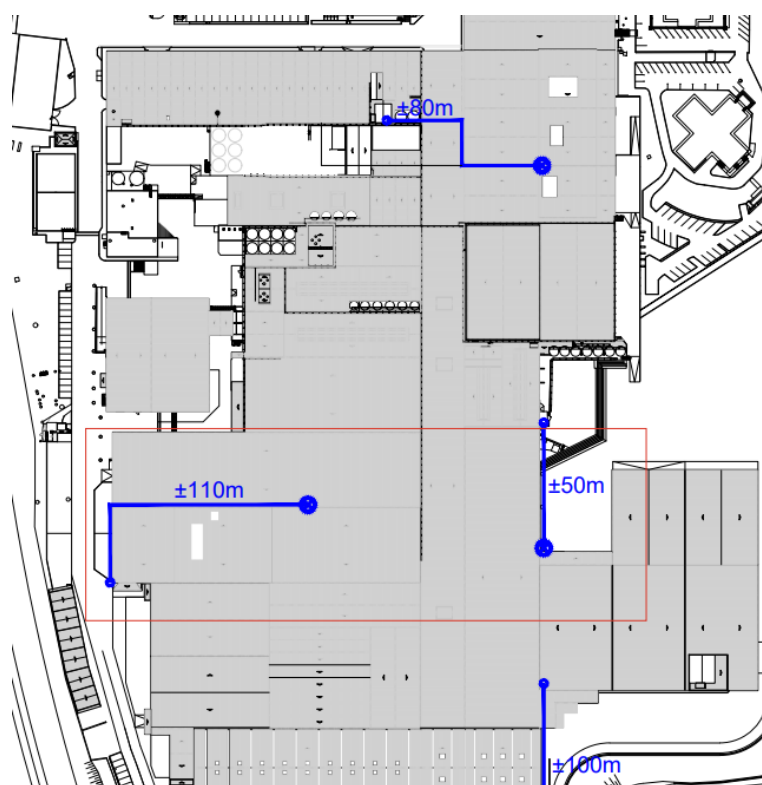


Figura 16 - Pontos de água em orçamento

A posterior, também foi disponibilizado pelo fornecedor e responsável pela manutenção da instalação, a informação de testar o uso de drones para a limpeza dos módulos fotovoltaicos. O drone por não possuir depósito de água necessita igualmente do aumento dos pontos de água para as coberturas. A vantagem é o nível de segurança dos técnicos e oferece uma maior eficácia na limpeza. O modelo a usar no teste será da marca ABZ Innovation. O modelo C10 tem capacidade de fluxo de corrente de água de 11,6 L/min com uma pressão de água a 200 bar.

Para quantificar o impacto da limpeza, foram comparados os valores de produção de setembro e outubro de 2025, correspondentes ao período imediatamente após a intervenção de limpeza. A comparação entre períodos homólogos, com condições de irradiância diferentes confirmadas pela estação meteorológica, revelou um aumento médio de produção de aproximadamente 14% nas zonas intervencionadas. Extrapolando este ganho para a totalidade da instalação do Pólo 2 e considerando o perfil anual de produção, estima-se uma recuperação energética de cerca de 172 MWh por ano, equivalente a uma poupança económica de aproximadamente 15 482 €, para um investimento em pontos de água estimado em 4 650 € e um *payback* de 0,30 anos.

O cálculo para a poupança económica foi baseado com base no valor médio recebido entre setembro e outubro de 2025 e o ganho foi o seguinte: a produção nos módulos fotovoltaicos limpos em setembro de 2025 com 36,78MWh e em outubro de 2025 com 42,63MWh, ou seja, houve um ganho efetivo de 5,85MWh. Sendo que o peso (%) da limpeza foi calculado por:

$$\text{Peso limpeza \%} = \frac{\text{Ganho efetivo}}{\text{Módulos limpos Outubro}} = \frac{5,85}{42,63} = 13,72\% \quad (17)$$

,onde houve um ganho de 13,72%.

A produção mensal estimada seria a soma da produção mensal real + peso% da limpeza. Por exemplo para julho de 2025 e o inversor 12 do Pólo 2, a produção real foi de 21,92MWh + peso% 13,72%, a produção estimada se tivessem sido limpos era de 24,93MWh, um aumento estimado de 3MWh e com uma poupança unitária de 101,04€/MWh para julho o benefício económico estimado seria de 303,94€.

Tabela 10 -Dados do inversor 12 do Pólo 2

Mês	Produção Mensal (MWh)	Peso (%)	Produção Mensal Estimada se fossem limpos (MWh)	Proveito Mensal Estimado (MWh)	Poupança Unitária (€/MWh)	Benefício Económico Mensal (€)
Janeiro/25	5,74	13,72%	6,53	0,79	99,17 €	78,15 €
Fevereiro/25	7,41	13,72%	8,43	1,02	70,29 €	71,49 €
Março/25	11,49	13,72%	13,07	1,58	65,98 €	104,04 €
Abril/25	13,15	13,72%	14,96	1,81	77,62 €	140,13 €
Maio/25	19,87	13,72%	22,60	2,73	88,03 €	240,07 €
Junho/25	19,77	13,72%	22,49	2,71	98,10 €	266,23 €
Julho/25	21,92	13,72%	24,93	3,01	101,04 €	303,94 €
Agosto/25	15,99	13,72%	18,18	2,19	99,28 €	217,83 €
Setembro/25	14,42	13,72%	16,40	1,98	96,48 €	190,94 €
Outubro/25	7,40	13,72%	8,42	1,02	101,21 €	102,80 €
Novembro/25	4,40	13,72%	5,00	0,60	78,73 €	47,52 €
Dezembro/25	4,33	13,72%	4,93	0,59	96,30 €	57,28 €
Total	145,90		165,92	20,02		1 820,41 €

4.3.4 Comparação transversal entre unidades industriais

A análise comparativa entre as quatro unidades industriais da ACS evidencia que, apesar de todas integrarem sistemas fotovoltaicos no mesmo contexto empresarial, o seu comportamento energético e operacional não é homogêneo. As diferenças observadas resultam da combinação entre dimensão da instalação, distribuição por postos de transformação, diversidade de modelos de inversores e módulos, qualidade da monitorização disponível e especificidades do perfil de consumo de cada unidade. Assim, a comparação entre UN constitui um elemento importante para compreender em que medida os problemas identificados são locais ou representativos de desafios estruturais mais amplos.

O Pólo 2 destaca-se como a UN com maior relevância analítica no presente estudo, quer pela sua dimensão, quer pela concentração de problemas com impacto mensurável, nomeadamente a indisponibilidade parcial de inversores na sala 1 do PT2.1, a limitação de excedentes nos inversores do PT3 e as perdas associadas à limpeza incompleta dos módulos. Esta unidade revelou-se particularmente útil para a quantificação económica de medidas corretivas, funcionando como o principal caso de estudo para a demonstração do potencial de otimização operacional.

O Pólo 3, embora com menor desenvolvimento analítico no trabalho, confirma a existência de desafios semelhantes ao nível da limitação de excedentes em períodos de menor consumo, bem como problemas identificados em inspeção técnica, como a desconexão de conectores MC4. Já o Pólo 1 apresentou menor incidência de anomalias persistentes, sendo os desvios observados sobretudo atribuídos a falhas temporárias de comunicação. Esta diferença sugere que instalações com comportamento globalmente estável podem, ainda assim, beneficiar de mecanismos mais robustos de validação e integração de dados.

O Pólo 4 assume um papel distinto por apresentar simultaneamente especificidades tecnológicas e operacionais. A utilização de inversores *Sungrow*, a ocorrência de falhas no interruptor do quadro fotovoltaico e a identificação de valores acumulados em determinados períodos tornam esta unidade relevante para discutir a importância da validação de dados e da manutenção corretiva. Ainda assim, devido às condicionantes associadas ao enquadramento das comunidades de energia e à interpretação económica dos excedentes, a análise desta

unidade deve manter-se centrada na fiabilidade operacional e não na valorização direta da energia injetada.

De forma global, a comparação entre UN mostra que a replicação de uma estratégia única de gestão e manutenção poderá não ser suficiente para maximizar o desempenho do conjunto das instalações. Pelo contrário, os resultados apontam para a necessidade de uma abordagem diferenciada, adaptada à configuração técnica, ao perfil de risco e ao grau de criticidade de cada unidade. Esta conclusão reforça a utilidade da monitorização segmentada por UN e por posto de transformação como suporte à priorização de intervenções.

4.4 Análise dos resultados

O trabalho desenvolvido nesta dissertação permitiu avaliar o desempenho real das instalações fotovoltaicas da Amorim Cork Solutions e identificar um conjunto de oportunidades de melhoria técnica e operacional com impacto mensurável na produção e na valorização da energia gerada. A análise integrada dos dados das plataformas de monitorização, dos registos de produção e dos indicadores definidos no relatório interno - report PV – que evidenciou a importância da qualidade da monitorização, da deteção precoce de anomalias e da articulação entre análise técnica e decisão operacional na gestão de sistemas fotovoltaicos em contexto industrial.

Do ponto de vista operacional, destacam-se três medidas com benefícios particularmente relevantes. A instalação de um contador de consumo dedicado aos inversores do PT3 permite mitigar os cortes de produção ao fim de semana associados à limitação de excedentes injetados na RESP, conduzindo a uma poupança energética anual de 170,7 MWh e poupança económica anual estimada de 14 856 € com um investimento de 3 500 €, o que se traduz num tempo de retorno da ordem de 0,24 anos. A criação de pontos de água nas coberturas facilita a limpeza regular dos módulos fotovoltaicos, permitindo reduzir as perdas por sujidade; a comparação entre períodos homólogos indicou um aumento de aproximadamente 14% na produção nas zonas intervencionadas, correspondendo a uma poupança anual estimada em 15 482 € e um proveito cerca de 172 MWh por ano. Por sua vez, a climatização da sala 1 dos inversores possibilita recuperar uma produção anual adicional de cerca de 539 MWh, associada a uma poupança económica de 17 629 € e a um tempo de retorno próximo de 0,9 anos para um investimento de 16 990 €.

Em conjunto, estes resultados demonstram que intervenções relativamente simples ao nível da monitorização, da manutenção e das condições de operação dos inversores podem traduzir-se em ganhos significativos de desempenho energético e económico, com tempos de *payback* inferiores a um ano. Evidenciam também o potencial de replicação desta abordagem noutras instalações industriais com sistemas fotovoltaicos, em que a combinação de dados de monitorização de alta resolução com indicadores de desempenho bem definidos pode suportar decisões de investimento e estratégias de manutenção orientadas para a maximização do autoconsumo e da poupança associada.

4.5 Avaliação técnica das Comunidades de Energia

4.5.1 Análise das comunidades de energia

Nas comunidades de energia, um dos principais desafios identificados prende-se com o desfasamento temporal na disponibilização dos dados de consumo e excedentes energéticos. Segundo a informação analisada, os dados relativos aos excedentes entregues à rede e aos consumos provenientes das comunidades de energia chegam com um atraso de aproximadamente três meses, o que dificulta uma tomada de decisão atempada e eficiente. A análise incide sobre o desempenho real de comunidades de energia (CE) no ano de 2025, integrando as UN Pólo 5, Pólo 6, Pólo 7 e Pólo 1, no caso da CE “Feira 1”, e uma segunda CE localizada na UN de Pólo 4.

Os dados considerados incluem produção energética, excedentes enviados para a CE, energia autoconsumida no âmbito da CE e proveitos económicos associados, bem como os ajustamentos efetuados pelo parceiro técnico (GreenVolt). A interpretação baseia-se essencialmente nos valores após acerto, os quais refletem um resultado económico final e durante um período valores que não são fiáveis.

4.5.2 Antes vs após entrada Feira 1

O proveito do autoconsumo em março de 2025 para os Pólo 5, Pólo1, Pólo 6 e Pólo 7 foram respetivamente 27 266kWh, 179 034kWh, 25 787kWh, e 69 836 kWh.

No mês de abril de 2025, a comunidade Feira 1 foi ativa e os Pólo 5, Pólo1, Pólo 6 e Pólo 7, tiveram um aumento de autoconsumo respetivamente de 26,7%, 10,5%, -2,6% (diminuição)

e 7,5%. À exceção do Pólo 6, os restantes pólos tiveram um maior proveito do autoconsumo de energia fotovoltaica com a sua integração na comunidade de energia Feira 1.

4.5.3 Resultados energéticos Feira 1

No período em análise (abril a dezembro de 2025), a CE Feira 1 apresentou uma produção total de 5 368 887 kWh, dos quais 1 325 588 kWh correspondem a excedentes de produção. A energia autoconsumida no âmbito da comunidade atingiu 690 270 kWh, enquanto o excedente remanescente previsto para injeção na rede foi de 675 318 kWh.

Estes resultados evidenciam um grau significativo de aproveitamento interno da energia produzida, embora subsista uma fração relevante de excedentes não absorvidos pela comunidade.

A análise por unidade evidencia assimetrias relevantes:

- Pólo 5 apresenta o maior volume de produção ($\approx 58,5\%$ da produção total), assumindo um papel central na dinâmica energética da CE.
- Pólo 6, Pólo 7 e Pólo 1 apresentam perfis tipicamente exportadores, contribuindo de forma dominante para os excedentes partilhados.

Particularmente relevante é o facto de o Pólo 5 apresentar um valor negativo na previsão de excedentes para rede, indicando que a energia consumida via CER excede o seu próprio excedente disponível, evidenciando o seu papel como nó recetor.

4.5.4 Estrutura funcional da comunidade

A análise das UN integrantes da comunidade CE Feira 1 relativamente aos excedentes permite caracterizar funcionalmente a comunidade:

- UN Pólo 5 atua predominantemente como recetor de energia, absorvendo cerca de 80,3% da energia autoconsumida na CE, apesar de contribuir com apenas cerca de 11,7% dos excedentes.
- UN Pólo 6, Pólo 7 e Pólo 1 assumem o papel de exportadores líquidos, concentrando a produção de energia excedentária disponibilizada à comunidade.

Adicionalmente, verifica-se que:

- Pólo 6 entrega cerca de 37,6% dos excedentes,
- Pólo 1 cerca de 30,5%,

- Pólo 7 cerca de 20,1%,

o que confirma que a partilha intracomunitária é assegurada maioritariamente por estes três membros.

Na Figura 17 mostra a comparação entre a produção das UN vs o autoconsumo da CE:

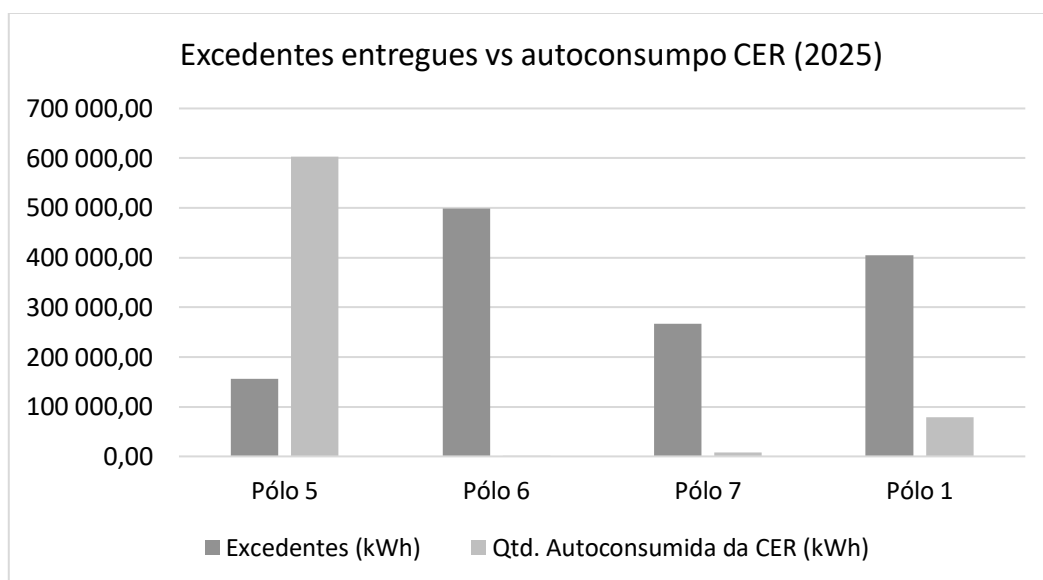


Figura 17 - Produção vs autoconsumo da CE Feira 1

Esta estrutura demonstra um modelo clássico de CE com separação funcional entre produtores excedentários e entidade consumidora dominante, o que é determinante para os fluxos económicos internos.

Para além da comunidade Feira 1, a ACS integra ainda a comunidade de energia do Pólo 4. Devido à maior distância geográfica, esta unidade dispõe de um CPE adicional, destinado a receber o autoconsumo proveniente da CER.

Os principais resultados incluem nesta comunidade(Pólo 4):

- Produção total: 410 747 kWh
- Excedentes: 129 610 kWh
- Autoconsumo CER: 3 624 kWh (entregue a CPE extra)
- Excedente para rede: 125 986 kWh

Estes resultados evidenciam uma reduzida capacidade de absorção interna de energia, com a grande maioria dos excedentes a ser direcionada para a rede, o que limita o potencial económico da comunidade.

Resumindo, os resultados obtidos permitem retirar várias conclusões relevantes.

Em primeiro lugar, verifica-se que a estrutura da comunidade é determinante para o desempenho energético. No caso da Feira 1, a presença de um consumidor dominante (Pólo 5) permite aumentar o autoconsumo coletivo, potenciando a valorização da energia local.

Em segundo lugar, observa-se que nem toda a energia excedentária consegue ser aproveitada internamente, o que conduz à sua injeção na rede, frequentemente com menor retorno económico. Dado que as comunidades de energia renovável foram implementadas com apoio de fundos ambientais, a eventual injeção de excedentes na rede não foi considerada como proveito económico direto na presente análise.

Em terceiro lugar, as diferenças entre:

- Dados de fatura,
- Dados GreenVolt,
- E valores efetivamente recebidos,

evidenciam a necessidade de maior transparência e robustez nos mecanismos de medição, cálculo e remuneração.

O acompanhamento dos resultados da comunidade de energia Feira 1 é realizado com base nos relatórios fornecidos pela GreenVolt, na qualidade de Entidade Gestora de Autoconsumo Coletivo (EGAC). Estes relatórios resultam da reconciliação entre os dados de produção comunicados ao ORD e os dados de consumo medidos pela e-Redes nos contadores de cada membro da comunidade. A ACS não dispõe de acesso direto aos dados operacionais da CER em tempo real — a informação é recebida a posteriori, tipicamente com um desfasamento de aproximadamente 3 meses face ao período de referência.

Este atraso na disponibilização de dados é uma limitação estrutural do modelo atual, que impede a verificação imediata dos valores de autoconsumo comunitário e dificulta a deteção atempada de eventuais erros de imputação. Na prática, o controlo da ACS limita-se a comparar os valores de benefício económico comunicados pela GreenVolt com as faturas da distribuidora, sem dispor de uma fonte interna independente que permita validar os volumes de energia partilhada atribuídos a cada pólo.

Esta dependência exclusiva dos dados externos torna especialmente importante a sistematização de um processo de verificação mensal baseado nas faturas da e-Redes, que constituem o único registo oficial e auditável da energia efetivamente imputada a cada membro. Qualquer divergência entre os benefícios esperados com base na produção conhecida e os benefícios efetivamente faturados deve ser comunicada à GreenVolt para esclarecimento, garantindo a integridade da participação da ACS na comunidade.

4.5.5 Demonstração dos resultados coeficientes usados

Entre a comunidade Feira 1 como explicado na secção 3.5.4 Uso de coeficientes dinâmicos, existem 6 combinações entre os pólos apresentados na Tabela 11:

Tabela 11 - Coeficientes dinâmicos usados 2025

Mês	C5,6	C5,7	C5,1	C6,7	C6,1	C7,1
Abril/25	0,9998	0,9997	0,9857	0,4118	0,9848	0,9784
Maio/25	0,9987	0,9999	0,9949	0,9337	0,7981	0,9824
Junho/25	0,9945	0,9979	0,9200	0,7241	0,9404	0,9764
Julho/25	0,9994	0,9945	0,9028	0,0924	0,9948	0,9509
Agosto/25	0,9994	0,9816	0,9380	0,0318	0,9908	0,7789
Setembro/25	0,9999	0,9868	0,5030	0,0096	0,9999	0,9866
Outubro/25	1,0000	0,9842	0,9327	0,0029	0,9994	0,8178
Novembro/25	0,9998	0,9579	0,8825	0,0035	0,9988	0,7520
Dezembro/25	0,9994	0,9336	0,9072	0,0080	0,9945	0,5898

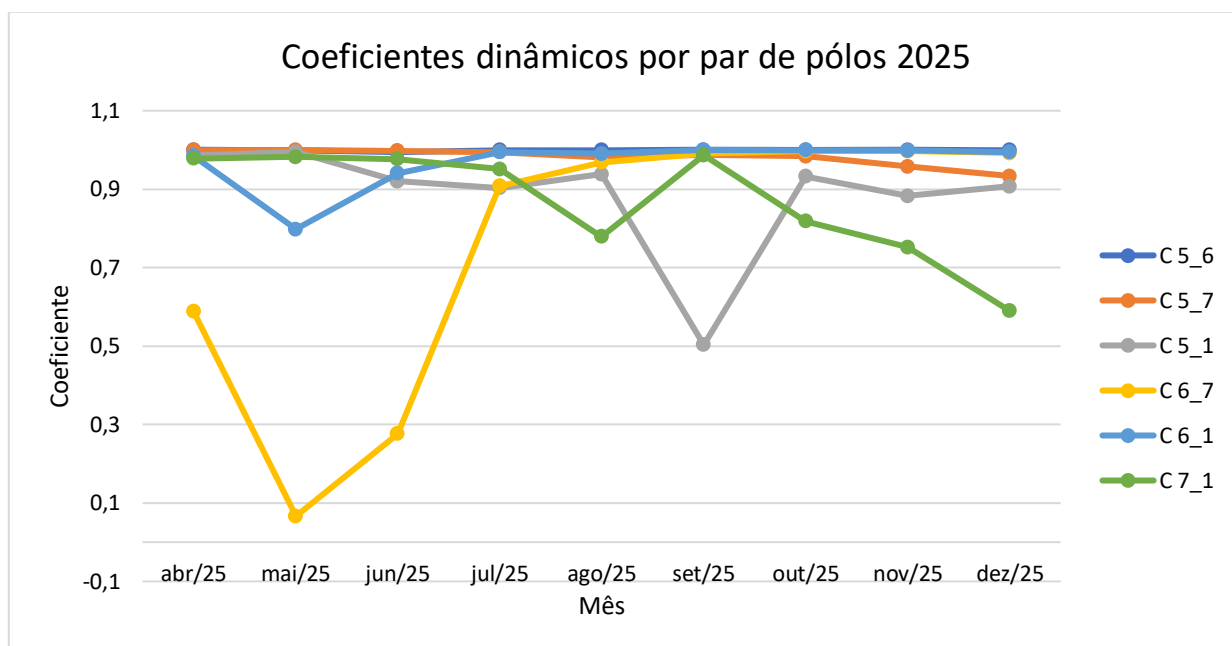


Figura 18 - Variabilidade dos coeficientes dinâmicos na comunidade

A Figura 18 apresenta a variabilidade de coeficientes dinâmicos entre os pares de pólos. Os valores de autoconsumo da CER (em kWh) de cada pólo estão na Tabela 12:

Tabela 12 - Autoconsumo da Comunidade "Feira 1" no ano de 2025

Mês	Pólo 5	Pólo 1	Pólo 6	Pólo 7
Abril/25	62 263	904	14	20
Maio/25	131 519	668	169	12
Junho/25	30 476	2 652	168	64
Julho/25	130 755	14 074	74	727
Agosto/25	61 726	4 077	38	1 157
Setembro/25	45 964	45 420	6	617
Outubro/25	64 522	4 659	3	1 038
Novembro/25	32 409	4 317	5	1 424
Dezembro/25	17 522	1 793	10	1 247

Análise por par de pólos:

- Par 5-6: O coeficiente mantém-se próximo de 1,0 ao longo de todo o período, com um mínimo de 0,9945 em junho. Isto significa que o Pólo 5 domina praticamente toda a partilha com o Pólo 6, reflexo do elevado autoconsumo do Pólo 5 (superior a 17 500 kWh/mês) face ao consumo muito reduzido do Pólo 6 (3 a 169 kWh/mês).
- Par 5-7: Este coeficiente apresenta uma tendência decrescente no segundo semestre, descendo de 0,9999 em maio para 0,9336 em dezembro. O decréscimo acompanha o crescimento gradual do autoconsumo do Pólo 7 durante os meses de outono/inverno, que passa de 12 kWh em maio para 1 424 kWh em novembro.
- Par 5-1: Este é o par com maior variabilidade — o coeficiente oscila entre 0,5030 em setembro e 0,9949 em maio. Em setembro de 2025, o autoconsumo do Pólo 1 atingiu 45 420 kWh, igualando praticamente o do pólo 5 (45 964 kWh), o que reduziu a dominância do Pólo 5 para apenas 50%. Esta situação reflete uma redistribuição significativa da partilha na comunidade num contexto de elevada produção FV distribuída.
- Par 6-7: É o par com maior volatilidade, variando entre 0,0029 em outubro e 0,9337 em maio. Este comportamento é explicado pela natureza residual de ambos os pólos: pequenas variações absolutas de produção resultam em grandes variações relativas do coeficiente. Em julho, agosto, setembro e outubro, o autoconsumo do Pólo 6 foi inferior a 74 kWh, tornando a sua influência marginal.
- Par 6-1: O coeficiente é geralmente elevado (acima de 0,94), exceto em maio (0,7981). Paradoxalmente, quando o Pólo 7 aumenta a sua quota de autoconsumo, reduz proporcionalmente a do par 6→1, evidenciando a interdependência entre os coeficientes de todos os pares da CER.
- Par 7-1: Apresenta uma degradação progressiva a partir de julho, de 0,9509 até 0,5898 em dezembro. Isto deve-se ao crescimento sustentado do autoconsumo do Pólo 7 ao longo do ano, que compete com o do Pólo 1 na distribuição da energia partilhada.

A análise dos coeficientes dinâmicos evidencia a assimetria estrutural da CER Feira 1: o Pólo 5 é, de longe, o maior produtor, representando entre 50% e 99% do autoconsumo total da comunidade. Esta dominância tem implicações diretas na equidade de partilha — os pólos menores (6 e 7) beneficiam de coeficientes elevados quando recebem energia do Pólo 5, mas têm capacidade de partilha muito limitada entre si. Do ponto de vista regulatório, a utilização

de coeficientes dinâmicos em vez de fixos é especialmente vantajosa neste contexto, pois ajusta mensalmente a distribuição face à variabilidade sazonal da produção fotovoltaica de cada instalação.

4.5.6 Discussão crítica da comunidade “Feira 1”

A análise da comunidade de energia “Feira 1” permitiu verificar que o seu funcionamento é fortemente influenciado pela estrutura de consumo dos membros participantes. Em particular, a predominância do Pólo 5 nos valores de autoconsumo comunitário demonstra que a eficiência da partilha depende, em grande medida, da existência de um consumidor com peso suficiente para absorver uma fração significativa da energia disponível. Esta característica favorece o aumento do autoconsumo coletivo, mas também introduz uma dependência estrutural da comunidade face ao comportamento energético de um único membro dominante.

A variabilidade observada nos coeficientes dinâmicos confirma que a partilha de energia na comunidade não é estática, refletindo alterações mensais nos perfis de autoconsumo dos diferentes pólos. Esta flexibilidade constitui uma vantagem do modelo dinâmico, na medida em que permite ajustar a repartição da energia às condições reais de operação. No entanto, os resultados mostram igualmente que a eficiência deste mecanismo depende da qualidade dos dados de base, da correta comunicação dos parâmetros e da existência de um processo de reconciliação suficientemente célere para apoiar a gestão operacional da comunidade.

Um dos aspetos mais relevantes identificados foi a assimetria entre pares de pólos. Enquanto alguns coeficientes se mantêm próximos da unidade durante quase todo o período analisado, outros apresentam elevada volatilidade devido à reduzida escala de autoconsumo de certos membros. Este comportamento indica que, em comunidades de energia com participantes muito desequilibrados em termos de carga, os coeficientes dinâmicos tendem a reproduzir essa desigualdade estrutural. Assim, embora o modelo seja tecnicamente flexível, nem sempre conduz a uma distribuição equilibrada dos benefícios entre todos os membros.

Para além da dimensão energética, a análise da Feira 1 evidenciou também limitações ao nível da transparência e verificabilidade dos resultados. A dependência de relatórios externos, recebidos com atraso significativo, reduz a capacidade de controlo interno da ACS

sobre os valores efetivamente imputados a cada pólo. Em consequência, a validação da comunidade depende essencialmente da comparação posterior com as faturas da e-Redes e com os relatórios fornecidos pela EGAC, o que limita a capacidade de atuação em tempo útil perante divergências.

Importa ainda sublinhar que, no contexto específico da ACS, a interpretação económica da comunidade deve restringir-se ao benefício associado ao reforço do autoconsumo, não sendo adequada a contabilização de proveitos associados à eventual venda de excedentes à rede. Esta opção decorre do enquadramento de financiamento das comunidades de energia e evita sobrevalorizações indevidas do benefício económico. Deste modo, a comunidade “Feira 1” deve ser entendida, neste trabalho, como uma solução de otimização do aproveitamento local da energia e não como um mecanismo orientado para receitas de comercialização externa.

4.6 Análise da ACS (unidades negócio integrantes)

De forma global, a análise comparativa entre as quatro unidades industriais da ACS evidencia desempenhos e fragilidades distintos, condicionados pela configuração técnica de cada instalação e pelas limitações operacionais identificadas ao longo do estudo.

O Pólo 2 revelou-se a unidade com maior relevância em termos de impacto energético e económico, quer pela sua dimensão instalada, quer pela existência de limitações térmicas na sala de inversores que provocaram perda de produção significativa.

O Pólo 3 destacou-se sobretudo pela ocorrência de falhas pontuais de natureza elétrica, como a desconexão de conectores MC4, reforçando a importância da manutenção preventiva e da inspeção periódica.

O Pólo 1 apresentou, de forma geral, um comportamento mais estável, embora dependente da consistência dos dados recolhidos e da validação entre plataformas de monitorização.

Já o Pólo 4, apesar de integrar a instalação global, evidenciou sobretudo a necessidade de uma leitura mais cuidadosa dos dados operacionais e da sua concordância com os restantes sistemas de monitorização.

Em termos transversais, conclui-se que o desempenho global da ACS não depende apenas da potência instalada, mas da capacidade de gerir perdas, corrigir falhas e adaptar as soluções técnicas à realidade específica de cada unidade industrial.

Esta comparação confirma que as medidas de otimização propostas devem ser aplicadas de forma diferenciada por unidade industrial, de acordo com a criticidade técnica e económica de cada caso, permitindo maximizar o aproveitamento da energia fotovoltaica e reforçar a eficiência global da instalação.

Dado que as medidas propostas na secção 4.3 Propostas de otimização técnica não foram implementadas pela empresa durante o período de desenvolvimento do estudo, não foi possível observar uma melhoria efetiva no desempenho das unidades. A empresa optou por não avançar, nesse momento, com a implementação das soluções apresentadas, o que limitou a avaliação prática do seu impacto de melhores resultados.

5 Conclusão

5.1 Análise conclusiva

Nesta secção sintetizam-se os benefícios energéticos e económicos associados às principais medidas analisadas – controlo da produção no PT3, instalação de pontos de água para limpeza dos módulos e climatização da sala 1 dos inversores – com base nos indicadores definidos na secção 3.4 Critérios de análise do desempenho fotovoltaico, nomeadamente produção real, produção teórica, poupança real e poupança unitária.

No caso dos inversores ligados ao PT3, verificou-se que, em vários fins de semana, a produção fotovoltaica era interrompida devido à limitação de excedentes injetados na RESP, originando perdas energéticas e económicas. A instalação de um contador de consumo dedicado ao controlo da produção destes inversores permite ajustar o funcionamento ao perfil de carga real, evitando o corte de produção sempre que exista consumo local disponível. Com base na análise efetuada entre abril de 2025 e abril de 2026, utilizando os registos de produção real e a poupança unitária calculada no report PV, estima-se uma poupança energética de 170,7 MWh com retorno em 0,24 anos.

Relativamente à limpeza dos módulos fotovoltaicos, foi realizada uma comparação entre períodos homólogos de 2025, distinguindo áreas com módulos limpos e módulos sem limpeza regular, condicionada pela indisponibilidade de pontos de água nas coberturas. A partir da análise da produção real em MWh, observou-se um aumento de cerca de 14% na produção fotovoltaica entre setembro e outubro de 2025 nas zonas intervencionadas, sendo que os módulos não limpos representavam aproximadamente 30% da potência total instalada. Considerando a generalização deste procedimento e a utilização dos pontos de água propostos, o benefício económico anual estimado ascende a cerca de 15 482 €, associado a uma poupança energética total anual de aproximadamente 172 MWh, calculada com base na poupança unitária definida no Capítulo 3.4 Critérios de análise do desempenho fotovoltaico.

Por fim, no que respeita à instalação de sistemas de climatização na sala 1 dos inversores, a análise dos desvios entre produção teórica e produção real no período de indisponibilidade parcial permitiu estimar uma produção adicional de cerca de 539 MWh por ano, caso os inversores se mantivessem em funcionamento nas condições térmicas adequadas.

Esta recuperação de produção traduz-se numa poupança económica anual estimada em 17 629 €, para um investimento de 16 990 €, resultando num tempo de retorno próximo de 0,9 anos.

Os resultados obtidos demonstram que as três medidas apresentam tempos de *payback* reduzidos e contribuem de forma significativa para a melhoria do desempenho global do sistema fotovoltaico da ACS, reforçando a importância da integração sistemática da monitorização, da manutenção e da otimização operacional na gestão de instalações fotovoltaicas em contexto industrial.

De forma sucinta, a comunidade de energia Feira 1 apresenta um modelo funcional eficiente em termos energéticos, existe potencial significativo de melhoria na captura de valor económico. Existem fatores críticos como a fiabilidade dos dados (poderão existir acertos económicos passado um período indefinido) e a gestão dos excedentes com os fluxos usados pelo parceiro técnico GreenVolt.

5.2 Trabalhos futuros

Apesar dos resultados previstos a alcançar, subsistem oportunidades relevantes de aprofundamento e extensão do trabalho realizado. Desde logo, a metodologia usada para análise das Comunidades de Energia Renovável (CER), desenvolvida no Capítulo 3, não pôde ser plenamente desenvolvida devido à indisponibilidade de dados consolidados de consumo e partilha por parte das entidades gestoras das comunidades. Assim, uma primeira linha de trabalho futuro consiste na aplicação de metodologia mais concreta e transparente às comunidades em que a ACS participa, logo que estejam disponíveis séries temporais fiáveis de consumo, produção partilhada e repartição de benefícios, permitindo quantificar de forma objetiva o impacto das CER no autoconsumo e na fatura energética das diferentes unidades industriais.

Para além disso, seria pertinente aprofundar a análise económica das medidas propostas, explorando cenários alternativos de evolução dos preços da energia e das tarifas de acesso à rede, bem como a sensibilidade dos tempos de retorno a diferentes hipóteses de degradação dos módulos e de evolução dos perfis de carga.

Outra linha de desenvolvimento consiste na integração de uma *Energy Management System* (EMS) — uma plataforma centralizada que consolide os dados de todos os gateways dos inversores e disponibilize, numa interface única, a monitorização da produção fotovoltaica, do

consumo proveniente da RESP e da energia autoproduzida, bem como dos excedentes gerados. A plataforma deverá incluir ainda ferramentas de previsão energética e económica, gestão de alarmes em tempo real e suporte à manutenção preventiva através de termografia contínua, viabilizada por câmaras de vigilância termográficas instaladas nas instalações.

Por fim, a replicação sistemática das medidas de otimização propostas nas restantes unidades de negócio da Amorim Cork Solutions com perfil operacional semelhante permitiria validar a robustez da metodologia desenvolvida e consolidar um modelo transversal de gestão de ativos fotovoltaicos, orientado para a melhoria contínua do desempenho energético a nível organizacional.

Referências

Abdul Aziz, N. I., Sulaiman, S. I., Shaari, S., Musirin, I., & Sopian, K. (2017). Optimal sizing of stand-alone photovoltaic system by minimizing the loss of power supply probability. *Solar Energy*, 150, 220–228. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2017.04.021>

ADENE. (2025, Junho). *Guia explicativo do autoconsumo*. Obtido a 19 de Novembro de 2025, de https://poupaenergia.pt/wp-content/uploads/2025/07/Guia_Explicativo_do_Autoconsumo.pdf

An, Y., Chen, T., Shi, L., Heng, C. K., & Fan, J. (2023). Solar energy potential using GIS-based urban residential environmental data: A case study of Shenzhen, China. *Sustainable Cities and Society*, 93. <https://doi.org/10.1016/j.scs.2023.104547>

APREN. (2024). Obtido a 11 de Novembro de 2025, de <https://www.apren.pt/conhecimento/anuario-apren/>

Chen, Z., Yang, B., Zhu, R., & Dong, Z. (2024). City-scale solar PV potential estimation on 3D buildings using multi-source RS data: A case study in Wuhan, China. *Applied Energy*, 359. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2024.122720>

Comunidade CER. (sem data). Obtido a 2 de Janeiro de 2026, de <https://www.comunidade-cer.pt/>

DGEG. (sem data). *Autoconsumo Coletivo e CER*. Obtido a 2 de Janeiro de 2026, de <https://www.dgeg.gov.pt/pt/areas-setoriais/energia/energia-eletrica/producao-de-energia-eletrica/producao-descentralizada-autoconsumo-e-upp-mp-mn/autoconsumo-e-cer/5-autoconsumo-coletivo-e-cer/>

Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos. (2023). *Regulamento n.º 2/2023: Regulamento do Autoconsumo do setor elétrico*. Obtido a 3 de Junho de 2026, de https://www.erse.pt/media/evihzamf/regulamento-2_2023-regulamento-do-autoconsumo.pdf

Erbs, D. G., Klein, S. A., & Duffie, J. A. (1982). Estimation of the diffuse radiation fraction for hourly, daily and monthly-average global radiation. *Solar Energy*, 28, 293–302. [https://doi.org/10.1016/0038-092X\(82\)90302-4](https://doi.org/10.1016/0038-092X(82)90302-4)

International Electrotechnical Commission. (2017). *Photovoltaic (PV) systems : requirements for testing, documentation and maintenance. Part 3, Photovoltaic modules and plants : outdoor infrared thermography*. International Electrotechnical Commission. Obtido a 9 de Abril de 2026, de <https://datatec.es/wp-content/uploads/2019/09/Normativa-IEC-TS-62446-3.pdf>

Kim, H., & Junghans, L. (2023). Economic feasibility of achieving net-zero emission building (NZEB) by applying solar and geothermal energy sources to heat pump systems:

A case in the United States residential sector. *Journal of Cleaner Production*, 416.

<https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2023.137822>

Liao, W., Xu, S., Xie, W., Wang, Y., Liu, L., Xie, M., Li, G., & Wang, M. (2025). Evaluation of annual and temporal photovoltaic (PV) surplus energy in industrial buildings: A Case study of 36 industrial parks in Wuhan, China. *Energy and Buildings*, 328.

<https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2024.115193>

Maleki, S. A. M., Hizam, H., & Gomes, C. (2017). Estimation of hourly, daily and monthly global solar radiation on inclined surfaces: Models re-visited. *Energies*, 10.

<https://doi.org/10.3390/en10010134>

Oh, J., Koo, C., Hong, T., & Cha, S. H. (2018). An integrated model for estimating the techno-economic performance of the distributed solar generation system on building façades: Focused on energy demand and supply. *Applied Energy*, 228, 1071–1090.

<https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.06.119>

Osmani, K., Haddad, A., Lemenand, T., Castanier, B., Alkhedher, M., & Ramadan, M. (2023). A critical review of PV systems' faults with the relevant detection methods.

Energy Nexus, 12, 100257. <https://doi.org/10.1016/J.NEXUS.2023.100257>

Rojas, D., Rivera, M., & Wheeler, P. (2021). Basic principles of solar energy. *2021 IEEE CHILEAN Conference on Electrical, Electronics Engineering, Information and Communication Technologies, CHILECON 2021*.

<https://doi.org/10.1109/CHILECON54041.2021.9703066>

Said, S. Z., Islam, S. Z., Radzi, N. H., Wekesa, C. W., Altmanian, M., & Uddin, J. (2024). Dust impact on solar PV performance: A critical review of optimal cleaning techniques for yield enhancement across varied environmental conditions. *Em Energy Reports* (Vol. 12, pp. 1121–1141). Elsevier Ltd. <https://doi.org/10.1016/j.egyr.2024.06.024>

Sepúlveda, F. J., Montero, I., Barrena, F., Domínguez, M. A., & Miranda, M. T. (2023). Efficiency evaluation of photovoltaic systems with batteries considering different voltage levels. *Journal of Energy Storage*, 63. <https://doi.org/10.1016/j.est.2023.106971>

Valladares-Rendón, L. G., Schmid, G., & Lo, S. L. (2017). Review on energy savings by solar control techniques and optimal building orientation for the strategic placement of façade shading systems. *Em Energy and Buildings* (Vol. 140, pp. 458–479). Elsevier Ltd. <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2016.12.073>

Apêndice A – Modelo do inversor MAX100-125KTL3-X LV

Primary Specification

Datasheet	MAX 100KTL3-X LV	MAX 110KTL3-X LV	MAX 120KTL3-X LV	MAX 125KTL3-X LV
Input data (DC)				
Max. DC voltage	1100V			
Start voltage	195V			
Nominal voltage	600V			
MPP voltage range	180V-1000V			
No. of MPP trackers	10			
No. of PV strings per MPP tracker	2			
Max. input current per MPP tracker	32A			
Max. short-circuit current per MPP tracker	40A			
Output data (AC)				
AC nominal power	100000W	110000W	120000W	125000W
Max. AC apparent power	110000VA	121000VA	132000VA	137500VA
Nominal AC voltage(range*)	400V/380V(340-440VAC)			
AC grid frequency (range*)	50/60 Hz(45-55Hz/55-65 Hz)			
Max. output current	158.8A@400V 167.1A@380V	174.6A@400V 183.8A@380V	190.5A@400V 200.5A@380V	198.5A@400V 208.9A@380V
Adjustable power factor	0.8leading ...0.8lagging			
THDi	<3%			
AC grid connection type	3W/N/PE			
Efficiency				
Max. efficiency	98.8%			
European efficiency	98.4%	98.5%	98.5%	98.5%
MPPT efficiency	99.9%			
Protection devices				
DC reverse polarity protection	Yes			
DC switch	Yes			
AC/DC surge protection	Type II / Type II			
Insulation resistance monitoring	Yes			
AC short-circuit protection	Yes			
Ground fault monitoring	Yes			
String detection	Yes			
Anti PID function	Opt			
Arc fault detection (AFCI)	Opt			
General data				
Dimensions (W / H / D)	970/640/345mm			
Weight	84kg			
Operating temperature range	-30°C ... +60°C			
Nighttime power consumption	< 1W			
Topology	Transformerless			
Cooling	Smart Cooling			
Protection degree	IP66			
Relative humidity	0-100%			
Altitude	4000m			
DC connection	H4/MC4 (Max.6mm²)			
AC connection	OT Terminal (Max. 240mm²)			
Display	LED/WIFI+APP			
Interfaces: RS485 / USB / PLC/GPRS/4G/WIFI	Yes/Yes/Optional/Optional/Optional/Optional			
Warranty: 5 years / 10 years	Yes / Optional			
CE,IEC62116, IEC61727, CQC, VDE0126, VFR2019, EN50549-1, C10/C11, UNE206007, G99 CEI 0-21/0-16, N4105, UNE206006, MEA, PEA, KSC8565				

* The AC voltage range and frequency range may vary depending on specific country grid standard.
All specifications are subject to change without notice.

Apêndice B – Modelo do inversor SUN2000-100KTL-M1

SUN2000-100KTL-M1 Technical Specification

Technical Specification	SUN2000-100KTL-M1
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 ¹	1,100 V
Max. Current per MPPT	26 A
Max. Short Circuit Current per MPPT	40 A
Start Voltage	200 V
MPPT Operating Voltage Range ²	200 V ~ 1,000 V
Nominal Input Voltage	720 V @480 Vac, 600 V @400 Vac, 570 V @380 Vac
Number of MPP trackers	10
Max. input number per MPP tracker	2
Output	
Nominal AC Active Power	100,000 W
Max. AC Apparent Power	110,000 VA
Max. AC Active Power (cosφ=1)	110,000 W
Nominal Output Voltage	480 V / 400 V / 380 V, 3W+(N)+PE
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Nominal Output Current	120.3 A @480 V, 144.4 A @400 V, 152.0 A @380 V
Max. Output Current	133.7 A @480 V, 160.4 A @400 V, 168.8 A @380 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
Arc Fault Protection	Optional
Communication	
Display	LED indicators; WLAN adaptor + FusionSolar APP
RS485	Yes
USB	Yes
Smart Dongle-4G	4G / 3G / 2G via Smart Dongle – 4G (Optional)
Monitoring BUS (MBUS)	Yes (isolation transformer required)
General Data	
Dimensions (W x H x D)	1,035 x 700 x 365 mm
Weight (with mounting plate)	90 kg
Operating Temperature Range	-25°C ~ 60°C
Cooling Method	Smart Air Cooling
Max. Operating Altitude	4,000 m (13,123 ft.)
Relative Humidity	0 ~ 100%
DC Connector	Staubli MC4
AC Connector	Waterproof Connector + OT/DT Terminal
Protection Degree	IP66
Topology	Transformerless
Nighttime Power Consumption	< 3.5 W
Standard Compliance (more available upon request)	
Certificate	EN 62109-1/-2, IEC 62109-1/-2, EN 50530, IEC 62116, IEC 61727, IEC 60068, IEC 61683
Grid Connection Standards	VDE-AR-N4105, EN 50549-1, EN 50549-2, RD 661, RD 1699, C10/11

^{*1} The maximum input voltage is the upper limit of the DC voltage. Any higher input DC voltage would probably damage inverter.

^{*2} Any DC input voltage beyond the operating voltage range may result in inverter improper operating.

Version No.:04-(20201006)

SOLAR.HUAWEI.COM/EU/

Apêndice C – Modelo do inversor Sungrow SG125CX-P2



Type designation	SG125CX-P2
Input (DC)	
Recommended max. PV input power	175 kW
Max. PV input voltage	1100 V
Min. PV input voltage / Startup input voltage	180 V / 200 V
Rated PV input voltage	600 V
MPP voltage range	180 – 1000 V
No. of independent MPP inputs	12
No. of PV strings per MPPT	2
Max. PV input current	360 A (30 A *12)
Max. DC short-circuit current	480 A (40 A *12)
Max. current for DC connector	20A
Output (AC)	
Max. AC Output power	125 kVA (415 V @ 50 °C) *
Rated AC output apparent power	125 kVA (415 V @ 50 °C) *
Max. AC output current	181.1 A
Rated AC output current(at 230V)	181.1 A
Rated AC voltage	3 / N / PE, 230 / 400 V ; 3 / N / PE, 240 / 415 V
AC voltage range	320 – 480 V
Rated grid frequency	50 Hz / 60 Hz
Grid frequency range	45 – 55 Hz / 55 – 65 Hz
Harmonic (THD)	< 3 % (at rated power)
Power factor at rated power / Adjustable power factor	> 0.99 / 0.8 leading – 0.8 lagging
Feed-in phases / connection phases	3 / 3-N-PE
Efficiency	
Max. efficiency / European efficiency	98.5% / 98.3%
Protection	
Grid monitoring	Yes
DC reverse polarity protection	Yes
AC short circuit protection	Yes
Leakage current protection	Yes
Surge protection	DC Type I + II / AC Type II
Ground fault monitoring	Yes
DC switch	Yes
PV string monitoring	Yes
Q at night function	Yes
Arc fault circuit interrupter (AFCI)	Yes
PID recovery function	Yes
General Data	
Dimensions (W*H*D)	1020*795*360 mm
Mounting Method	Wall-mounting bracket
Weight	87 kg
Topology	Transformerless
Degree of protection	IP66
Corrosion	C5
Night power consumption	< 5 W
Operating ambient temperature range	-30 to 60 °C
Allowable relative humidity range (non-condensing)	0 – 100 %
Cooling method	Smart forced air cooling
Max. operating altitude	4000 m (> 3000 m derating)
Display	LED, Bluetooth+APP
Optimizer	SP600S (Optional)
Communication	RS485 / Optional: WLAN, Ethernet
DC connection type	Evo2 (Max. 6 mm ²)
AC connection type	OT / DT terminal (Max. 240 mm ²)
Grid Compliance	IEC 62109-1, EN/IEC 61000-6-1/2/3/4, IEC 61727, IEC 62116, EN 50549-1/2, UTE C15-712-1, VDE V 0126-1-1, VDE-AR-N 4105:2018, VFR 2019, NC RfG, G99, UNE 217002, NTS, CEI 0-21 2019, CEI0-16 2019, NRS-097-2-1
Grid Support	Q at night function, LVRT, HVRT, active & reactive power control and power ramp rate control

* PV input voltage need over 630VDC



Apêndice D – Modelo do inversor Sungrow SG110CX

SG110CX

Type designation	SG110CX
Input (DC)	
Max. PV input voltage	1100 V
Min. PV input voltage / Startup input voltage	200 V / 250 V
Nominal PV input voltage	585 V
MPP voltage range	200 – 1000 V
MPP voltage range for nominal power	550V – 850 V
No. of independent MPP inputs	9
Max. number of PV strings per MPPT	2
Max. PV input current	26 A * 9
Max. DC short-circuit current	40 A * 9
Output (AC)	
AC output power	110 kVA @ 45 °C / 100 kVA @ 50 °C
Max. AC output current	158.8 A
Nominal AC voltage	3 / N / PE, 400 V
AC voltage range	320 – 460 V
Nominal grid frequency / Grid frequency range	50 Hz / 45 – 55 Hz, 60 Hz / 55 – 65 Hz
THD	< 3 % (at nominal power)
DC current injection	< 0.5 % I _n
Power factor at nominal power / Adjustable power factor	> 0.99 / 0.8 leading – 0.8 lagging
Feed-in phases / connection phases	3 / 3
Efficiency	
Max. efficiency	98.7 %
Euro. efficiency	98.5 %
Protection	
DC reverse connection protection	Yes
AC short circuit protection	Yes
Leakage current protection	Yes
Grid monitoring	Yes
Ground fault monitoring	Yes
DC switch	Yes (not available for Australia)
AC switch	No
PV String current monitoring	Yes
PID recovery function	Yes
Overvoltage protection	DC Type II / AC Type II
General Data	
Dimensions (W*H*D)	1051*660*362.5 mm
Weight	89 kg
Isolation method	Transformerless
Ingress protection rating	IP66
Night power consumption	< 2W
Operating ambient temperature range	-30 to 60 °C (> 50 °C derating)
Allowable relative humidity range (non-condensing)	0 – 100 %
Cooling method	Smart forced air cooling
Max. operating altitude	4000 m (> 3000 m derating)
Display	LED, Bluetooth+APP
Communication	RS485 / Optional: Wi-Fi, Ethernet
DC connection type	MC4 (Max. 6 mm ²)
AC connection type	OT / DT terminal (Max. 240 mm ²)
Compliance	IEC 62109, IEC 61727, IEC 62116, IEC 60068, IEC 61683, VDE-AR-N 4110:2018, VDE-AR-N 4120:2018, IEC 61000-6-3, EN 50549, AS/NZS 4777.2:2015, CEI 0-21, VDE 0126-1-1/A1 VFR 2014, UTE C15-712-1:2013, DEWA
Grid Support	Q at night function, LVRT, HVRT, active & reactive power control and power ramp rate control

*: Only compatible with Sungrow logger and iSolarCloud

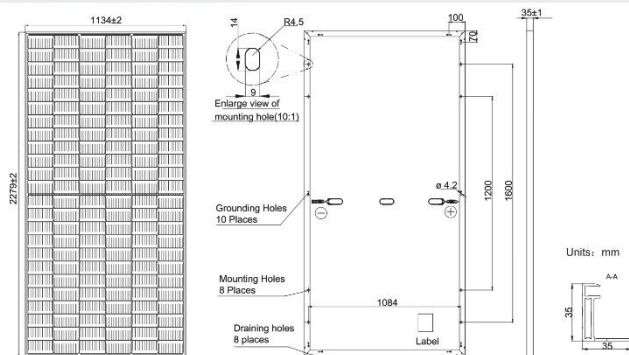


Apêndice E – Modelo do módulo FV JA SOLAR JAM72S30 545 MR e JAM72S30 550 MR

JASOLAR

JAM72S30 525-550/MR Series

MECHANICAL DIAGRAMS



Remark: customized frame color and cable length available upon request

SPECIFICATIONS

Cell	Mono
Weight	28.6kg±3%
Dimensions	2279±2mm×1134±2mm×35±1mm
Cable Cross Section Size	4mm ² (IEC) , 12 AWG(UL)
No. of cells	144(6×24)
Junction Box	IP68, 3 diodes
Connector	MC4(1000V) MC4-EVO2(1500V)
Cable Length (Including Connector)	Portrait: 300mm(+)/400mm(-); Landscape: 1300mm(+)/1300mm(-)
Packaging Configuration	31pcs/Pallet, 620pcs/40ft Container

ELECTRICAL PARAMETERS AT STC

TYPE	JAM72S30 -525/MR	JAM72S30 -530/MR	JAM72S30 -535/MR	JAM72S30 -540/MR	JAM72S30 -545/MR	JAM72S30 -550/MR
Rated Maximum Power(P _{max}) [W]	525	530	535	540	545	550
Open Circuit Voltage(V _{oc}) [V]	49.15	49.30	49.45	49.60	49.75	49.90
Maximum Power Voltage(V _{mp}) [V]	41.15	41.31	41.47	41.64	41.80	41.96
Short Circuit Current(I _{sc}) [A]	13.65	13.72	13.79	13.86	13.93	14.00
Maximum Power Current(I _{mp}) [A]	12.76	12.83	12.90	12.97	13.04	13.11
Module Efficiency [%]	20.3	20.5	20.7	20.9	21.1	21.3
Power Tolerance	0~+5W					
Temperature Coefficient of I _{sc} (α _{Isc})	+0.045%/°C					
Temperature Coefficient of V _{oc} (β _{Voc})	-0.275%/°C					
Temperature Coefficient of P _{max} (γ _{Pmp})	-0.350%/°C					
STC	Irradiance 1000W/m ² , cell temperature 25°C, AM1.5G					

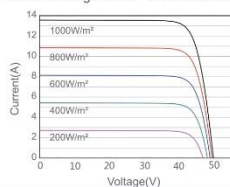
Remark: Electrical data in this catalog do not refer to a single module and they are not part of the offer. They only serve for comparison among different module types.

ELECTRICAL PARAMETERS AT NOCT NOCT-Nominal Operating Cell Temperature

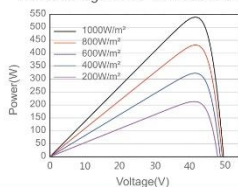
TYPE	JAM72S30 -525/MR	JAM72S30 -530/MR	JAM72S30 -535/MR	JAM72S30 -540/MR	JAM72S30 -545/MR	JAM72S30 -550/MR	OPERATING CONDITIONS
Rated Max Power(P _{max}) [W]	397	401	405	408	412	416	Maximum System Voltage 1000V/1500V DC
Open Circuit Voltage(V _{oc}) [V]	46.05	46.18	46.31	46.43	46.55	46.68	Operating Temperature -40°C~+85°C
Max Power Voltage(V _{mp}) [V]	38.36	38.57	38.78	38.99	39.20	39.43	Maximum Series Fuse Rating 25A
Short Circuit Current(I _{sc}) [A]	10.97	11.01	11.05	11.09	11.13	11.17	Maximum Static Load, Front* 5400Pa(112lb/ft ²) Maximum Static Load, Back* 2400Pa(50lb/ft ²)
Max Power Current(I _{mp}) [A]	10.35	10.39	10.43	10.47	10.51	10.55	NOCT 45±2°C
NOCT	Irradiance 800W/m ² , ambient temperature 20°C, wind speed 1m/s, AM1.5G						Safety Class Class II
							Fire Performance UL Type 1

CHARACTERISTICS

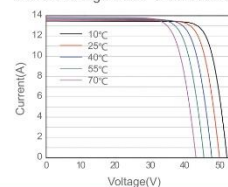
Current-Voltage Curve JAM72S30-540/MR



Power-Voltage Curve JAM72S30-540/MR



Current-Voltage Curve JAM72S30-540/MR

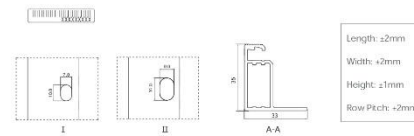
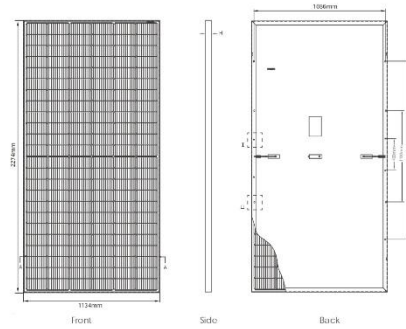


Premium Cells, Premium Modules

Version No. : Global_EN_20200928A

Apêndice F – Modelo do módulo FV JKM530-550M-72HL4

Engineering Drawings

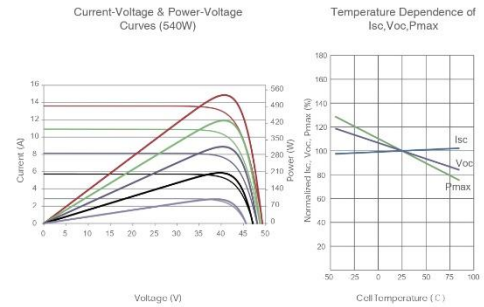


Packaging Configuration

(Two pallets = One stack)

31pcs/pallets, 62pcs/stack, 620pcs/ 40'HQ Container

Electrical Performance & Temperature Dependence



Mechanical Characteristics

Cell Type	P type Mono-crystalline
No. of cells	144 (6×24)
Dimensions	2274×1134×35mm (89.53×44.65×1.38 inch)
Weight	28.9 kg (63.7 lbs)
Front Glass	3.2mm, Anti-Reflection Coating, High Transmission, Low Iron, Tempered Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Junction Box	IP68 Rated
Output Cables	TUV 1×4.0mm (+): 400mm, (-): 200mm or Customized Length

SPECIFICATIONS

Module Type	JKM530M-72HL4 JKM530M-72HL4-V		JKM535M-72HL4 JKM535M-72HL4-V		JKM540M-72HL4 JKM540M-72HL4-V		JKM545M-72HL4 JKM545M-72HL4-V		JKM550M-72HL4 JKM550M-72HL4-V	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax)	530Wp	394Wp	535Wp	398Wp	540Wp	402Wp	545Wp	405Wp	550Wp	409Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	40.56V	37.84V	40.63V	37.91V	40.70V	38.08V	40.80V	38.25V	40.90V	38.42V
Maximum Power Current (Imp)	13.07A	10.42A	13.17A	10.50A	13.27A	10.55A	13.36A	10.60A	13.45A	10.65A
Open-circuit Voltage (Voc)	49.26V	46.50V	49.34V	46.57V	49.42V	46.65V	49.52V	46.74V	49.62V	46.84V
Short-circuit Current (Isc)	13.71A	11.07A	13.79A	11.14A	13.85A	11.19A	13.94A	11.26A	14.03A	11.33A
Module Efficiency STC (%)	20.55%		20.75%		20.94%		21.13%		21.33%	
Operating Temperature(°C)	-40°C ~ +85°C									
Maximum system voltage	1000/1500VDC (IEC)									
Maximum series fuse rating	25A									
Power tolerance	0~+3%									
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/m² Cell Temperature 25°C AM=1.5
 NOCT: Irradiance 800W/m² Ambient Temperature 20°C AM=1.5 Wind Speed 1m/s

©2020 Jinko Solar Co., Ltd. All rights reserved.
 Specifications included in this datasheet are subject to change without notice.

JKM530-550M-72HL4-(V)-F1-EN