



**Politécnico
de Viseu**

Escola Superior
de Tecnologia
e Gestão de Viseu

Comunidade Energética Renovável v.s. Autoconsumo Individual - Casos de Estudo

Manuel Lameirinhas Costa

Trabalho de Projeto

Mestrado em Engenharia Eletrotécnica - Energia e Automação Industrial

Trabalho efetuado sob a orientação de
Professor Doutor Vasco Eduardo Graça dos Santos

Março de 2025



**Politécnico
de Viseu**

Escola Superior
de Tecnologia
e Gestão de Viseu

Comunidade Energética Renovável v.s. Autoconsumo Individual - Casos de Estudo

Manuel Lameirinhas Costa

Dissertação

Mestrado em Eng. Eletrotécnica - Energia e Automação Industrial

Trabalho efetuado sob a orientação de

Professor Doutor Vasco Eduardo Graça dos Santos

Março de 2025

*"Não é o mais forte das espécies que sobrevive, nem o mais inteligente, mas o que
melhor se adapta às mudanças."*

Charles Darwin

AGRADECIMENTOS

A conclusão desta etapa não foi possível sem o apoio e o incentivo de muita gente, aos quais expresso a minha total gratidão.

Ao meu orientador de dissertação, Professor Doutor Vasco Eduardo Graça dos Santos, por toda a paciência e pelo tempo despendido ao longo de todo este processo.

Aos meus pais pelos sacrifícios e pelo apoio incondicional, que me deram forças para seguir em frente durante toda esta jornada.

Aos meus colegas e a professores, cujas contribuições seja de forma direta ou indireta, foram essenciais para o meu crescimento académico e pessoal.

RESUMO

Durante os últimos anos, a descarbonização tornou-se um dos temas centrais do setor energético. A necessidade de reduzir as emissões de gases com efeito de estufa, aliada ao impacto crescente das alterações climáticas, fez com que surgissem novas formas de produção e consumo de energia. Nesse contexto, as comunidades energéticas renováveis aparecem como uma alternativa inovadora do autoconsumo individual. Para além disso, a partilha de energia entre os consumidores normalmente resultam em ganhos bilaterais, o que resulta numa implementação mais eficaz dos recursos renováveis. No entanto, a escolha entre autoconsumo individual e participação numa comunidade energética não é trivial, pois envolve fatores técnicos, financeiros e regulatórios que devem ser cuidadosamente analisados.

O principal objetivo desta dissertação é comparar essas duas abordagens quando aplicadas a um caso específico. Para isso, foi realizado um estudo detalhado que inclui o dimensionamento e cálculo da produção de sistemas fotovoltaicos, a simulação de perfis de consumo e uma análise económica aprofundada. Foram também avaliadas, duas configurações distintas para a comunidade energética renovável aplicada ao caso específico, de modo a identificar qual a mais benéfica.

Em última análise, este estudo pode ter utilidade no entendimento das oportunidades e ameaças trazidas por essas duas abordagens e podendo servir de base lógica na tomada de decisões na esfera da transição energética e da sustentabilidade.

Palavras-chave: Autoconsumo individual; Comunidade energética renovável; Energia solar fotovoltaica; Unidade de produção para autoconsumo

ABSTRACT

In recent years, decarbonization has become one of the central topics in the energy sector. The need to reduce greenhouse gas emissions, combined with the growing impact of climate change, has led to the emergence of new forms of energy production and consumption. In this context, renewable energy communities appear as an innovative alternative to individual self-consumption. Furthermore, energy sharing among consumers often results in mutual benefits, leading to a more efficient implementation of renewable resources. However, the choice between individual self-consumption and participation in a renewable energy community is not trivial, as it involves technical, financial, and regulatory factors that must be carefully analyzed.

The main objective of this dissertation is to compare these two approaches when applied to a specific case. To achieve this, a detailed study was carried out, including the sizing and production calculation of photovoltaic systems, the simulation of consumption profiles, and an in-depth economic analysis. Additionally, two distinct configurations for the renewable energy community applied to the specific case were evaluated to determine which is the most beneficial.

Ultimately, this study may contribute to a better understanding of the opportunities and challenges brought by these two approaches, potentially serving as a logical basis for decision-making in the field of energy transition and sustainability.

Keywords: Individual self-consumption; Renewable energy community; Solar photovoltaic energy; Self-consumption production unit

ÍNDICE GERAL

ÍNDICE DE TABELAS.....	ix
ÍNDICE DE FIGURAS.....	x
ÍNDICE DE GRÁFICOS.....	xi
LISTA DE SIGLAS / ABREVIATURAS.....	xii
1. INTRODUÇÃO.....	1
1.1. Motivação.....	1
1.2. Objetivos.....	1
1.3. Estrutura da dissertação.....	2
2. ESTADO DA ARTE.....	4
2.1. Transição energética.....	4
2.2. Autoconsumo.....	5
2.2.1. Definições.....	5
2.2.1.1. Autoconsumo individual.....	6
2.2.1.2. Autoconsumo coletivo.....	6
2.2.2. Partilha de energia.....	7
2.2.3. Direitos e Deveres estabelecidos pelo Decreto-Lei n.º 15/2022.....	9
2.2.3.1. Direitos.....	9
2.2.3.2. Deveres.....	10
2.2.4. Legislação de unidades de produção de autoconsumo.....	11
2.3. Comunidades de energia renovável.....	13
2.3.1. Definição.....	14
2.3.2. Tarifas aplicáveis.....	15
2.3.3. Custos de interesse económico geral.....	15
2.3.4. Processo de constituição e licenciamento de uma CER.....	16
2.3.5. Conceitos e modelos de CER presentes em Portugal.....	17
2.3.5.1. Comunidade de energia de Telheiras.....	18
2.3.5.2. Comunidade de energia de Miranda do Douro.....	19
3. METODOLOGIA.....	21
3.1. Esquema metodológico do Caso de estudo.....	21
3.2. Caracterização da comunidade.....	23
3.3. Perfis de consumo.....	24
3.4. Previsão e cálculo da produção solar.....	25
3.4.1. Cálculo da Irradiância Global numa superfície Inclinada (GTI).....	25
3.4.2. Método do diodo único.....	30

3.5.	Modelo de partilha	33
3.6.	Indicadores económicos	34
3.6.1.	Valor Atual Líquido	35
3.6.2.	Taxa Interna de Retorno	35
3.6.3.	Payback	36
3.6.4.	Custo Nivelado de Energia	36
4.	CASOS DE ESTUDO	37
4.1.	Pressupostos do estudo	37
4.2.	Caso de estudo 1	38
4.2.1.	Dimensionamento e seleção de componentes	38
4.3.	Caso de estudo 2	45
4.3.1.	Caso de estudo 2.1	46
4.3.2.	Caso de estudo 2.2	46
4.3.3.	Caso de estudo 2.3	47
4.4.	Caso de estudo 3	47
4.4.1.	Dimensionamento e seleção de componentes	48
5.	RESULTADOS OBTIDOS E ANÁLISE ECONÓMICA	53
5.1.	Caso de estudo 1	53
5.2.	Caso de estudo 2	55
5.2.1.	Caso de estudo 2.1	57
5.2.2.	Caso de estudo 2.2	59
5.2.3.	Caso de estudo 2.3	61
5.2.4.	Comparação e Conclusões	63
5.3.	Caso de estudo 3	64
5.3.1.	Comparação com o modelo de CER anterior	66
5.4.	Comparação entre Autoconsumo Individual e CER	70
6.	CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS	71
6.1.	Conclusões Principais	71
6.2.	Limitações do Estudo	72
6.3.	Trabalhos futuros	72
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	74
	ANEXOS	76
	ANEXO A – Tabela de Valores de Consumo Médio Anual	76
	ANEXO B – Tabela de valores das taxas de processos administrativos	77
	ANEXO C - Datasheet Painel Fotovoltaico Canadian Solar HiKu6 Mono PERC	78
	ANEXO D - Datasheet Inversor SUN2000-2KTL-L1	80

ANEXO E - Datasheet inversor SUN2000-36-M3	82
ANEXO F - Datasheet Cabo PRYSOLAR H1Z2Z2-K.....	84

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 1 - Valores de Potência contratada no ramal	23
Tabela 2 – Configurações de Unidades de produção de autoconsumo (UPAC) desenvolvidas .	44
Tabela 3 - Unidades de Produção de autoconsumo Implementadas no caso de estudo 1	45
Tabela 4 - Unidades de Produção de autoconsumo Implementadas no Caso de Estudo 2.1.....	46
Tabela 5 - Unidades de Produção de autoconsumo Implementadas no caso de estudo 2.2	47
Tabela 6 - Unidades de Produção de autoconsumo Implementadas no caso de estudo 2.3	47
Tabela 7 - Frações da Unidade de Produção de autoconsumo (UPAC) divididas pelos investidores	48
Tabela 8 - Resultados obtidos para o caso de estudo 1	55
Tabela 9 - Resultados obtidos para o caso de estudo 2	57
Tabela 10 - Resultados obtidos para o caso de estudo 2.1	59
Tabela 11 - Resultados obtidos para o caso de estudo 2.2	61
Tabela 12 - Resultados obtidos para o caso de estudo 2.3	63
Tabela 13 - Resultados obtidos para o caso de estudo 3	66
Tabela 14 - Custos totais da CER para o caso 2.2 e para o caso 3	67
Tabela 15 - Cash-flows do caso de estudo 2.2	69
Tabela 16 - Cash-flows do caso de estudo 3	69

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 – Representação esquemática de uma instalação de ACI (Fonte:[6]).....	6
Figura 2 – Exemplo de ACC numa vizinhança próxima onde é utilizada a RESP para ligação da UPAC às IU (Fonte:[6])	7
Figura 3 - Módulos Fotovoltaicos Instalados na Comunidade Energética Renovável (CER) de Telheiras (Fonte: [18])	18
Figura 4 - Módulos Fotovoltaicos Instalados na CER de Miranda do Douro (Fonte: [20]).....	19
Figura 5 – Fluxograma da metodologia de dimensionamento e implementação da CER.....	22
Figura 6 - Comunidade utilizada no caso de estudo.....	23
Figura 7 - Componentes de Radiação Solar numa Superfície Inclinada (Fonte: [24]).....	26
Figura 8 - Geometria da Incidência Solar numa Superfície Inclinada (Fonte: [24]).....	28
Figura 9 – Circuito equivalente para o método do diodo único (Fonte: [26]).....	30
Figura 10 - Representação esquemática da distribuição dos painéis para a configuração 1	42
Figura 11 - Representação esquemática da distribuição dos painéis no caso de estudo 3	50

ÍNDICE DE GRÁFICOS

Gráfico 1 - Balanço energético do Autoconsumo Individual no caso de estudo 1.....	54
Gráfico 2 - Balanço energético da CER no caso de estudo 2.....	56
Gráfico 3 -Balanço energético da CER no caso de estudo 2.1.....	58
Gráfico 4 - Balanço energético da CER no caso de estudo 2.2.....	60
Gráfico 5 - Balanço energético da CER no caso de estudo 2.3.....	62
Gráfico 6 - Balanço energético da CER no caso de estudo 3.....	65
Gráfico 7 - Distribuição de custos da CER para o caso de estudo 3.....	68
Gráfico 8 - Distribuição de custos da CER para o caso de estudo 2.2.....	68

LISTA DE SIGLAS / ABREVIATURAS

AC – Corrente Alternada

ACC – Autoconsumo Coletivo

ACI – Autoconsumo Individual

CIEG – Custos de Interesse Económico Geral

CMA – Consumo Médio Anual

CNE – Custo Nivelado de Energia

CO₂ – Dióxido de Carbono

DC – Corrente Contínua

DGEG – Direção Geral de Energia e Geologia

EGAC – Entidade Gestora do Autoconsumo Coletivo

ERSE – Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos

GTI – Irradiação Total Global

IVA – Imposto sobre Valor Acrescentado

IU – Instalação de Utilização

kW – Quilowatt

kWh – Quilowatt-hora

kWp – Quilowatt-pico

MPPT – Maximum Power Point Tracking

MW – Megawatt

OMIE – Operador do Mercado Ibérico de Energia

ORD – Operador da Rede de Distribuição

RDF – Redes de Distribuição Fechadas

RESP – Rede Elétrica de Serviço Público

RNC2050 – Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050

TIR – Taxa Interna de Retorno

TMY – Typical Meteorological Year

UPAC – Unidade de Produção para Autoconsumo

VAL – Valor Atual Líquido

1. INTRODUÇÃO

1.1. Motivação

A transição energética é um dos desafios mais urgentes da atualidade, impulsionada pela necessidade de reduzir a dependência de fontes de energia fósseis e mitigar os impactos das alterações climáticas. Este imperativo ganhou ainda mais relevância após a crise energética global de 2022, que expôs a vulnerabilidade de sistemas centralizados dependentes de combustíveis importados. Neste contexto, o autoconsumo individual e as comunidades de energia renovável (CER) surgem como soluções viáveis para promover a sustentabilidade energética, reduzir custos para os consumidores e fortalecer a resiliência do sistema elétrico. Estes modelos representam não apenas uma resposta técnica, mas uma mudança de paradigma socioeconómico, alinhada com os princípios da economia circular e da democratização energética.

A descarbonização da economia e da sociedade tornou-se uma prioridade global, e os modelos de produção distribuída, como o autoconsumo individual e as CER, desempenham um papel crucial nesta transformação. A descentralização da produção energética permite reduzir perdas associadas ao transporte de eletricidade, aumentar a eficiência do sistema e promover uma maior independência energética das regiões. Estes modelos não só facilitam a integração de energias renováveis na matriz energética, como também capacitam os consumidores, transformando-os em produtores ativos na geração e gestão da sua própria energia.

Além disso, a crescente implementação de políticas e regulamentações favoráveis à geração descentralizada evidencia a necessidade de compreender melhor as vantagens e desafios associados a estas abordagens. A comparação entre autoconsumo individual e participação numa CER torna-se, assim, essencial para avaliar qual o modelo mais vantajoso em diferentes cenários. Esta dissertação procura contribuir para essa análise, fornecendo uma base sólida para decisões informadas sobre a adoção de sistemas de autoconsumo, tanto a nível individual como comunitário.

1.2. Objetivos

O principal objetivo desta dissertação é comparar o autoconsumo individual e as comunidades de energia renovável (CER) num caso concreto, avaliando a viabilidade económica e energética de ambos os modelos. Pretende-se identificar qual das abordagens apresenta maiores benefícios para os consumidores, considerando a produção energética

e os custos associados. Além disso, este estudo contribui para o debate sobre a descentralização e democratização do setor energético, promovendo práticas sustentáveis a nível local.

Para alcançar este objetivo, será realizado o dimensionamento dos sistemas fotovoltaicos em ambos os cenários, analisando a capacidade instalada necessária, a produção energética esperada e os fatores técnicos relevantes, como irradiação solar, orientação dos painéis e perdas do sistema. A avaliação incluirá simulações baseadas em perfis de consumo representativos, permitindo uma comparação realista entre os dois modelos.

Adicionalmente, será conduzida uma análise económica detalhada, comparando custos de investimento, despesas operacionais, período de retorno e benefícios financeiros diretos, como a redução da fatura energética e possíveis incentivos fiscais.

Por fim, a dissertação pretende fornecer uma visão abrangente e fundamentada sobre as vantagens e limitações do autoconsumo individual e das CERs, ajudando a fundamentar decisões no contexto da transição energética e da sustentabilidade.

Esta dissertação tem como objetivo principal a comparação do autoconsumo individual com as comunidades energéticas renováveis aplicado a um caso concreto, comparando a viabilidade dos dois sistemas.

1.3. Estrutura da dissertação

No Capítulo 1, é feita a introdução ao tema, apresentando a motivação que levou à escolha do estudo, os objetivos a alcançar e uma visão geral da dissertação.

No Capítulo 2, procede-se à revisão do estado da arte, onde são abordados os conceitos fundamentais da transição energética, o autoconsumo individual e as comunidades de energia renovável (CER). São exploradas as definições e o enquadramento legal destas soluções, tanto a nível nacional como internacional, bem como os diferentes modelos de partilha de energia e os direitos e deveres dos participantes.

O Capítulo 3 é dedicado à metodologia utilizada no estudo. Nele, descreve-se inicialmente a região onde será aplicado o caso de estudo, bem como o processo de

obtenção dos perfis de consumo. Também são apresentados os métodos utilizados para a determinação da produção de energia e as ferramentas empregadas para a modelação da produção fotovoltaica. Além disso, são definidos os modelos de partilha aplicados às Comunidades de Energia Renovável (CER) e os métodos económicos utilizados na avaliação dos diferentes cenários analisados.

No Capítulo 4, são apresentados os casos de estudo, evidenciando a diferença entre estes destacando as características específicas. Além disso, também é feito o dimensionamento das Unidades de Produção para Autoconsumo (UPAC).

No Capítulo 5, procede-se à análise económica dos cenários considerados, recorrendo a indicadores como o período de retorno do investimento (payback), o valor atual líquido (VAL), a taxa interna de retorno (TIR) e o Custo Nivelado de Energia (CNE). São discutidos os resultados obtidos, permitindo avaliar a viabilidade económica de cada modelo e identificar as vantagens e os desafios associados à implementação do autoconsumo individual e das CER.

Por fim, no Capítulo 6, são apresentadas as principais conclusões do estudo, sintetizando os resultados alcançados e destacando os contributos da dissertação. São também discutidas as limitações do estudo e propostas direções para trabalhos futuros, com vista ao aprofundamento da investigação sobre a implementação e viabilidade das comunidades de energia renovável.

2. ESTADO DA ARTE

2.1. Transição energética

A sociedade portuguesa ainda é bastante dependente de combustíveis fósseis para algumas necessidades energéticas, no entanto o setor elétrico tem avançado significativamente na descarbonização. Segundo a REN (Redes Energéticas Nacionais) em 2024, cerca de 71% da eletricidade produzida em Portugal teve origem em fontes renováveis [1], demonstrando uma preocupação para os problemas ambientais, nomeadamente as emissões de gases com efeito de estufa e as consequentes alterações climáticas. Para mitigar estes impactos, tem-se assistido a um esforço crescente na descarbonização do setor energético, com especial enfoque na produção de eletricidade a partir de fontes renováveis.

Um dos marcos mais importantes nesta transição foi o Acordo de Paris, um compromisso internacional assinado pela quase totalidade das nações do mundo, que reconhece a necessidade de descarbonizar as economias globais. O principal objetivo do acordo é limitar o aumento da temperatura global a valores bem abaixo dos 2°C em relação aos níveis pré-industriais, promovendo esforços para que esse aumento não ultrapasse 1,5°C [2], [3].

Em resposta a este compromisso, Portugal definiu metas ambiciosas para alcançar a neutralidade carbónica até 2050, alinhando-se com os objetivos do Acordo de Paris. Como parte desta estratégia, o Governo elaborou o Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050 (RNC2050), que estabelece diferentes trajetórias para a descarbonização da economia. No setor energético, o RNC2050 identifica os seguintes eixos principais para a transição energética [4]:

- Adoção massiva de energias renováveis, com ênfase na energia solar (centralizada e descentralizada), eólica (onshore e offshore) e hídrica (com e sem bombagem);
- Eliminação da produção de eletricidade a partir do carvão até 2030 (o que já foi concretizado em finais de 2021 [5]) e, numa fase subsequente, da produção baseada em gás natural até 2040;
- Desenvolvimento de novas soluções de armazenamento de energia, incluindo baterias e hidrogénio;
- Reforço da inteligência e flexibilidade das redes elétricas, denominadas de *Smart Grids*, para otimizar a integração das renováveis.

O RNC2050 projeta que, até 2050, mais de 20% da produção total de eletricidade em Portugal será proveniente de sistemas solares fotovoltaicos instalados por famílias e pequenas empresas. Além disso, prevê-se que a descentralização da produção energética, aliada a melhorias na eficiência, reduzirá as perdas na rede elétrica dos atuais 9% para cerca de 5% [4]. Estes fatores evidenciam a crescente relevância da produção descentralizada de eletricidade na construção de um sistema energético mais sustentável e resiliente.

2.2. Autoconsumo

Nos últimos anos, o autoconsumo tem registado um crescimento significativo, impulsionado pela redução dos custos da tecnologia fotovoltaica e pela crescente viabilidade económica face à eletricidade adquirida da rede. Atingida a paridade com a rede, ou seja, o ponto em que o custo da eletricidade gerada localmente se iguala ou torna inferior ao preço da eletricidade comprada à rede, o autoconsumo passa a ser uma opção mais atrativa para os consumidores [6]. Para além da poupança económica, o autoconsumo contribui para a descentralização da produção de energia, reduzindo a dependência da rede elétrica e promovendo uma maior integração das energias renováveis no sistema energético.

2.2.1. Definições

O conceito de autoconsumo está formalmente definido no Decreto-Lei n.º 15/2022, que regula o setor da energia renovável em Portugal. De acordo com o Artigo 3.º, alínea e), o autoconsumo corresponde ao consumo de energia elétrica produzido por uma ou mais Unidades de Produção para Autoconsumo (UPAC), podendo ser realizado por um ou mais autoconsumidores de energia renovável [7].

Um autoconsumidor, segundo o mesmo diploma legal, é qualquer consumidor final que produz eletricidade de origem renovável para consumo próprio. Além disso, pode armazenar ou vender a eletricidade excedente, desde que esta seja proveniente de fontes renováveis e de produção própria. O autoconsumo pode ocorrer de forma individual ou coletiva, desde que a unidade produtora esteja localizada nas proximidades dos consumidores e exista uma ligação entre os participantes, seja através da Rede Elétrica de Serviço Público (RESP), de uma rede interna ou de uma linha direta [7].

Esta definição formal estabelece a base para a análise do autoconsumo e da sua evolução, permitindo compreender a sua aplicabilidade tanto para consumidores individuais como para comunidades energéticas renováveis (CER).

2.2.1.1. Autoconsumo individual

O autoconsumo individual é um modelo de produção e consumo de energia elétrica no qual um único consumidor final seja doméstico, empresarial ou institucional gera energia renovável para consumo próprio. A produção ocorre através de unidades de geração instaladas no local de consumo ou em proximidade física, como ilustra a representação esquemática de uma instalação de Autoconsumo Individual (ACI) apresentada na Figura 1.

Em Portugal, este modelo está enquadrado pelo Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, que regula o autoconsumo de energia renovável. Segundo o decreto, um consumidor final que produz energia renovável nas suas instalações em território nacional, para consumo próprio, pode armazenar ou vender o excedente de eletricidade de origem renovável, desde que essa venda não seja a sua principal atividade comercial ou profissional [7].

O autoconsumo individual pode basear-se em diferentes fontes de energia renovável, como solar fotovoltaica, eólica ou hídrica, permitindo ao consumidor suprir total ou parcialmente as suas necessidades energéticas.

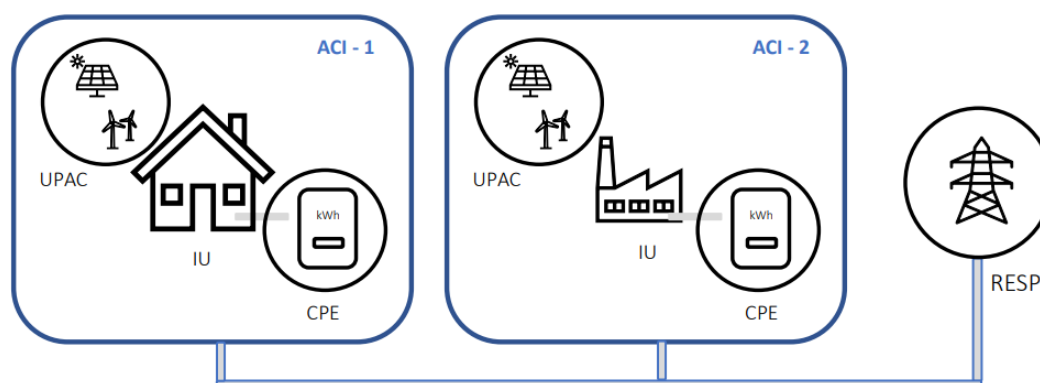


Figura 1 – Representação esquemática de uma instalação de ACI (Fonte:[8])

2.2.1.2. Autoconsumo coletivo

O Autoconsumo Coletivo (ACC), por sua vez, envolve a colaboração entre um grupo de consumidores que, por meio da partilha de uma ou mais Unidades de Produção para Autoconsumo (UPAC), produzem e consomem energia renovável de forma

conjunta. O ACC é especialmente pertinente quando aplicado em contextos onde a instalação individual de sistemas se revela inviável ou economicamente desvantajosa, como por exemplo em apartamentos ou zonas urbanas com muita densidade populacional, onde o espaço disponível para a instalação de painéis é muito limitado. Como exemplificado na Figura 2, que ilustra um caso de ACC numa vizinhança próxima utilizando a Rede Elétrica de Serviço Público (RESP) para conectar a UPAC às Instalações de Utilização (IU).

De acordo com o Decreto-Lei n.º 15/2022, o autoconsumo coletivo ocorre quando um grupo de consumidores utiliza energia elétrica proveniente de unidades de produção situadas nas suas proximidades, através de acordos de partilha de energia, podendo abranger diferentes tipos de instalações ou entidades coletivas [7].

A gestão da energia partilhada neste modelo permite otimizar recursos e reduzir custos, ou seja, ao distribuir a eletricidade produzida localmente entre vários consumidores, evita-se o desperdício de energia excedente e minimizam-se os custos individuais com a rede elétrica, promovendo a utilização eficiente de fontes renováveis.

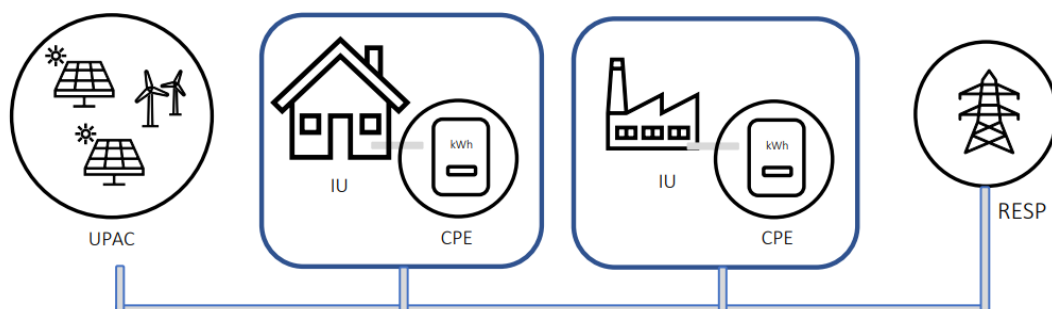


Figura 2 – Exemplo de ACC numa vizinhança próxima onde é utilizada a RESP para ligação da UPAC às IU (Fonte:[8])

2.2.2. Partilha de energia

No Autoconsumo Coletivo (ACC), um grupo de consumidores finais associa-se para partilhar a energia elétrica proveniente de unidades de produção para autoconsumo localizadas na sua proximidade. Este modelo é regulamentado pelo Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, que estabelece a organização e o funcionamento do Sistema Elétrico Nacional. De forma semelhante, as Comunidades de Energia Renovável (CER) encontram respaldo legal no mesmo diploma, onde se define que a partilha de energia entre os membros de uma CER deve respeitar um critério pré-estabelecido e transparente,

garantindo benefícios ambientais, económicos e sociais à comunidade, em conformidade com as diretivas europeias.

A gestão do ACC é realizada por uma Entidade Gestora do Autoconsumo Coletivo (EGAC), responsável por representar os membros do ACC perante operadores e entidades administrativas. A EGAC define a partilha de energia para cada autoconsumidor, comunicando ao Operador da Rede de Distribuição (ORD) os coeficientes de partilha acordados. No entanto, a decisão sobre as condições de partilha de energia dentro do ACC é da responsabilidade dos membros do autoconsumo coletivo, que devem acordar previamente a metodologia de distribuição da energia produzida. Estes acordos podem ser revistos e ajustados periodicamente, conforme as necessidades dos participantes.

No caso das CER, a definição das condições de partilha de energia é da responsabilidade da Comunidade e dos seus membros, podendo ser formalizada através dos estatutos ou de um contrato interno que estipule os critérios de distribuição. A gestão da partilha pode ser realizada por um gestor da CER, que pode ser uma entidade jurídica criada especificamente para esse efeito ou uma figura designada pela Comunidade. Além disso, a partilha deve ser comunicada ao ORD, tal como acontece no ACC, garantindo que a distribuição de energia respeita as regras de funcionamento da rede e os limites estabelecidos pela legislação em vigor [7].

As condições de partilha podem ser estabelecidas das seguintes formas:

- Coeficientes Fixos – A energia produzida é distribuída entre os membros do ACC ou da CER de acordo com percentagens previamente definidas e constantes, independentemente do consumo real de cada participante. Este método garante previsibilidade, mas pode levar a ineficiências caso os padrões de consumo variem significativamente [9].
- Proporcional ao Consumo – A energia é alocada proporcionalmente ao consumo de cada participante dentro de um determinado período. Desta forma, quem consome mais recebe uma maior parcela da energia produzida. Esta abordagem visa equilibrar a oferta e a procura dentro do coletivo [9].

- Hierárquica – A energia é distribuída com base numa hierarquia predefinida entre os participantes, dando prioridade a determinados consumidores. Este método pode ser usado, por exemplo, de modo a garantir a preferência na alocação da energia produzida a serviços essenciais ou instalações críticas, como hospitais [8].
- Dinâmica – A distribuição da energia é ajustada em tempo real, considerando o consumo efetivo de cada participante. Sensores e medidores inteligentes permitem que a energia seja distribuída da forma mais eficiente possível, adaptando-se automaticamente às necessidades energéticas do coletivo a cada momento [8].

2.2.3. Direitos e Deveres estabelecidos pelo Decreto-Lei n.º 15/2022

2.2.3.1. Direitos

Entre os direitos dos autoconsumidores, destaca-se a possibilidade de instalar uma ou mais UPAC (unidades de produção para autoconsumo), de forma a gerar a eletricidade necessária para o seu consumo. Caso não exista acesso direto à rede pública, é permitido também estabelecer e operar linhas diretas, assim como redes internas, para garantir o fornecimento de energia dentro da sua instalação. Além disso, os autoconsumidores podem estabelecer, adquirir ou operar Redes de Distribuição Fechadas (RDF), desde que cumpram com os requisitos técnicos e legais estabelecidos pela ERSE e pela DGEG [7].

Também é garantido o direito ao consumo da energia produzida ou armazenada na Instalação elétrica de Utilização (IU) associada à UPAC. Caso a produção de eletricidade seja superior ao consumo, o excedente pode ser transacionado para os mercados de eletricidade, através de mercados organizados, contratos bilaterais, ou até por meio de um regime de comercialização entre pares, diretamente ou através de terceiros [7].

Outro direito importante é o de suportar tarifas e encargos proporcionais e não discriminatórios, ou seja, os custos a que o autoconsumidor está sujeito não devem ser superiores aos custos reais relacionados com o acesso à rede, caso haja, e à operação da sua UPAC. Também está garantido o direito de operar instalações de armazenamento associadas à UPAC, sem que haja duplicação de encargos, incluindo os encargos de

acesso à rede para a eletricidade armazenada, desde que se circunscreva às instalações do próprio autoconsumidor [7].

Além disso, os autoconsumidores podem solicitar a emissão de garantias de origem para a eletricidade excedente produzida pela sua UPAC e injetada na rede. Outro direito essencial é a manutenção dos direitos e obrigações enquanto consumidor e autoconsumidor, permitindo que o autoconsumidor continue a ter os seus direitos como consumidor de eletricidade, enquanto beneficia das condições de autoconsumo [7].

Os autoconsumidores podem também aceder à plataforma eletrónica da DGEG, para controlar o seu perfil de produção e consumo de energia, e autorizar a terceiros o acesso a essa informação. Finalmente, os autoconsumidores têm o direito de cessar a atividade de autoconsumo, caso assim o desejem, respeitando as normas definidas para este processo [7].

2.2.3.2. Deveres

Além dos direitos, os autoconsumidores têm também uma série de deveres que garantem o cumprimento das normas estabelecidas pela legislação e o bom funcionamento do sistema de autoconsumo. Estes deveres são fundamentais para assegurar a integração das UPACs na rede elétrica, a transparência na gestão e a proteção do sistema energético [7].

De acordo com o Decreto-Lei n.º 15/2022, os autoconsumidores têm a obrigação de obter título de controlo nas condições definidas pela legislação, que atesta a conformidade da sua instalação e do sistema de autoconsumo. O autoconsumidor é também responsável por suportar os custos das alterações necessárias à ligação da sua instalação à Rede Elétrica de Serviço Público (RESP), conforme a regulamentação em vigor. Da mesma forma, quando forem necessários ajustes ou modificações para a ligação da UPAC à RESP ou para a instalação de sistemas específicos de gestão dinâmica, o autoconsumidor deve suportar esses encargos [7].

A utilização da RESP implica a obrigação de suportar as tarifas em vigor sempre que houver transporte de energia pela rede. Em situações em que a UPAC esteja instalada num local diferente do ponto de consumo, a energia gerada terá de ser transportada pela

RESP para ser utilizada no local pretendido. Nessa circunstância, os encargos tarifários incidem sobre o total da energia transportada [7].

Além disso, é necessário dimensionar a UPAC de forma a garantir a maior aproximação possível entre a energia elétrica produzida e a energia consumida, minimizando a necessidade de transporte e, conseqüentemente, os custos associados ao uso da rede [7].

Os autoconsumidores devem ainda prestar à entidade legalmente responsável pela fiscalização da atividade de produção em autoconsumo todas as informações e dados técnicos solicitados, incluindo dados relativos à produção de energia elétrica pela sua UPAC. Isso contribui para a supervisão e controlo da operação do sistema de autoconsumo. Além disso, os autoconsumidores têm o dever de permitir e facilitar o acesso às suas UPACs por parte do pessoal técnico das entidades responsáveis pela fiscalização, como o agregador e o operador da rede, para que possam exercer as suas competências e atribuições de forma eficaz [7].

É igualmente necessário que o autoconsumidor assegure que os equipamentos de produção instalados estejam devidamente certificados, garantindo a conformidade com as normativas de segurança e eficiência. Por fim, no caso de cessação da atividade de autoconsumo, o autoconsumidor deve adotar os procedimentos necessários para a remoção da UPAC e dos sistemas de gestão, equipamentos e instalações auxiliares, quando existirem, assegurando que a sua desativação seja feita de acordo com as regras legais e técnicas [7].

2.2.4. Legislação de unidades de produção de autoconsumo

A produção de eletricidade através de Unidades de Produção para Autoconsumo (UPAC) em Portugal encontra o seu enquadramento legal no Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, que define os regimes jurídicos aplicáveis tanto ao autoconsumo de energia renovável quanto às Comunidades de Energia Renovável (CER). Este diploma estabelece a disciplina da atividade de produção associada às instalações de utilização do autoconsumidor e procede, em parte, à transposição para o direito interno da Diretiva 2018/2001 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 11 de dezembro de 2018, relativa à promoção da utilização de energia proveniente de fontes renováveis. Nos termos do artigo 306.º deste decreto-lei, as disposições sancionatórias e normativas relativas aos decretos-

leis revogados mantêm-se em vigor naquilo que não contrarie o presente diploma, até à respetiva atualização [10].

Além do enquadramento geral estabelecido pelo Decreto-Lei n.º 15/2022, que define os regimes jurídicos para o autoconsumo de energia renovável e para as Comunidades de Energia Renovável (CER), a criação e operação de uma UPAC estão sujeitas a diversas normativas complementares que visam regular, de forma detalhada, os procedimentos administrativos e técnicos. Essas normas, emitidas por diferentes entidades reguladoras e órgãos governamentais, asseguram que as instalações não só cumpram os requisitos técnicos de segurança e eficiência, mas também se integrem de forma harmoniosa no Sistema Elétrico de Serviço Público [7].

Entre os instrumentos normativos relevantes, destaca-se o Despacho n.º 46/2019, de 30 de dezembro, que estabelece o procedimento para a obtenção do título de controlo prévio no âmbito da produção para autoconsumo. Esse procedimento engloba a apresentação de uma comunicação prévia de exploração, o pedido de registo e a emissão de um certificado de exploração, conforme disposto nos artigos 27.º B e 27.º C do Decreto-Lei n.º 172/2006, alterado pelo Decreto-Lei n.º 76/2019. Complementarmente, a Portaria n.º 16/2020, de 23 de janeiro, fixa o montante das taxas aplicáveis ao regime, enquanto o Despacho n.º 4/2020, de 3 de fevereiro, aprova os regulamentos de inspeção e certificação, bem como os aspetos técnicos de qualidade das instalações [10].

Adicionalmente, o Despacho n.º 15/2022 define as regras técnicas e os procedimentos para o correto dimensionamento e inspeção das instalações elétricas coletivas que utilizam UPAC. Em termos de encargos, o Despacho n.º 1177/2024, de 31 de janeiro, prorrogado até 31 de dezembro de 2025 pelo Despacho n.º 1393/2025, que estabelece as condições para a isenção dos encargos correspondentes aos Custos de Interesse Económico Geral (CIEG) que incidem sobre as tarifas de acesso à rede, conforme determinadas pela ERSE, quando o autoconsumo é veiculado através da RESP [7], [11], [12].

No que diz respeito aos procedimentos administrativos, estes variam em função da potência instalada da UPAC. Para instalações com potência inferior a 700 W, não é exigido controlo prévio se não houver injeção na RESP, permitindo uma instalação simplificada para sistemas de pequena escala. Para potências entre 700 W e 30 kW, torna-se necessária a apresentação de uma comunicação prévia, cujo comprovativo habilita a

instalação da UPAC, proporcionando um controlo inicial sem onerar excessivamente os pequenos produtores. No intervalo de 30 kW a 1 MW, é exigido o registo prévio acompanhado da emissão de um certificado de exploração. Finalmente, para UPACs com potência superior a 1 MW, é obrigatória a obtenção de uma licença de produção e de exploração, que permite não apenas o estabelecimento da instalação, mas também a sua entrada em operação, assegurando que todas as condições técnicas e de segurança estão rigorosamente cumpridas [7].

É importante salientar que a legislação aqui apresentada está sujeita a atualizações, podendo, no futuro, ser alterada, revogada ou caducar em alguns casos. Dado que o quadro legislativo é dinâmico e acompanha a evolução do setor energético, é fundamental a consulta regular das fontes oficiais para garantir a conformidade com as normas em vigor.

2.3. Comunidades de energia renovável

As Comunidades de Energia Renovável (CER) representam um modelo inovador e descentralizado de produção e gestão de energia, promovendo a participação ativa dos cidadãos no sistema energético. Diferente do autoconsumo individual, as CER baseiam-se na cooperação entre múltiplos membros, permitindo que consumidores locais partilhem os benefícios da produção renovável e contribuam para uma maior sustentabilidade energética. Estas iniciativas coletivas surgem como uma resposta à necessidade de transição energética e à democratização do setor elétrico, oferecendo vantagens ambientais, económicas e sociais [13].

A energia comunitária pode ser definida como um conjunto de ações coletivas que visam integrar os cidadãos na produção e consumo de energia renovável. Estas comunidades assumem diferentes formas organizacionais, como cooperativas, associações ou parcerias público-privadas, permitindo um grau variável de envolvimento na tomada de decisão e na distribuição dos benefícios. Para além da geração de eletricidade, as CER podem incluir serviços complementares, como armazenamento de energia, otimização do consumo e até soluções de mobilidade elétrica [8].

Além disso, as CER desempenham um papel fundamental na coesão social e na dinamização económica das regiões onde se inserem. Estas comunidades reforçam

normas sociais positivas, incentivam práticas sustentáveis e promovem um maior controlo dos cidadãos sobre a sua energia. Adicionalmente, podem gerar receitas locais, criar empregos e aumentar a aceitação de projetos renováveis por parte da sociedade. A combinação destes fatores torna as CER uma solução promissora para alcançar uma transição energética justa e eficiente, permitindo um maior envolvimento da população na produção e no consumo de energia renovável [13].

2.3.1. Definição

As Comunidades de Energia Renovável (CER) são definidas no Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, como entidades jurídicas compostas por pessoas singulares, empresas, autoridades locais ou outras organizações que se associam para produzir, consumir, armazenar e vender energia renovável. De acordo com este diploma, as CER devem operar de forma aberta e voluntária, assegurando que os seus membros mantêm o controlo efetivo da comunidade e que os benefícios económicos, ambientais e sociais sejam distribuídos localmente. Além disso, os membros ou participantes devem estar localizados na proximidade das Unidades de Produção para Autoconsumo (UPAC) associadas à comunidade [7].

Segundo o mesmo decreto-lei, o objetivo central das CER não pode ser o lucro, mas sim a obtenção de benefícios diretos para os seus membros e para a região onde estão inseridas. Esses benefícios incluem a redução de custos energéticos, o aumento da independência face ao mercado convencional e a promoção da sustentabilidade ambiental. Além disso, as CER podem adotar diferentes modelos de partilha de energia, permitindo que a eletricidade renovável gerada seja distribuída entre os membros segundo critérios previamente estabelecidos [7].

Ao fomentar a participação ativa dos consumidores na transição energética, as CER representam um passo fundamental para a descentralização da produção de eletricidade e a democratização do setor energético. Esse modelo contribui para que as comunidades locais tenham um papel mais relevante na gestão e no aproveitamento dos seus próprios recursos energéticos renováveis, fortalecendo a resiliência e autonomia energética das regiões.

2.3.2. Tarifas aplicáveis

O Artigo 212.º do Decreto-Lei n.º 15/2022 estabelece as tarifas aplicáveis às unidades de produção para autoconsumo, incluindo Autoconsumo Individual (ACI), Autoconsumo Coletivo (ACC) e Comunidades de Energia Renovável (CER). Quando a Rede Elétrica de Serviço Público (RESP) é utilizada para transportar energia entre a Unidade de Produção para Autoconsumo (UPAC) e a Instalação de Utilização (IU), os autoconsumidores estão obrigados ao pagamento das tarifas de acesso às redes, que são ajustadas consoante condições específicas [7].

A tarifa de acesso às redes, que é paga por todos os consumidores, reflete os custos das infraestruturas e serviços utilizados de forma partilhada. No entanto, quando a energia circula exclusivamente dentro de redes internas, sem recorrer à RESP, não se aplica qualquer tarifa. No caso de ACC e CER que utilizam a RESP, a responsabilidade pelo pagamento das tarifas ao Operador da Rede de Distribuição (ORD) recai sobre as Entidades Gestoras de Autoconsumo Coletivo (EGAC). Para isso, estas entidades devem estabelecer um contrato de uso das redes com o ORD, nos termos do Regulamento de Acesso às Redes e às Interligações e do Regulamento de Relações Comerciais [14].

O custo das tarifas de acesso às redes aplicáveis ao autoconsumo através da RESP, é composto por duas componentes principais: preços de potência em horas de ponta, definidos em €/kW por dia, e preços de energia ativa, definidos em €/kWh. No entanto para Baixa Tensão Normal (BTN) apenas é cobrado o valor de energia ativa em €/kWh [15].

Além destas tarifas, existem também encargos no âmbito dos procedimentos administrativos relativos à atividade de autoconsumo e às Comunidades de Energia Renovável (CER), os quais estão regulados pela Portaria n.º 16/2020 [16], sendo os respetivos valores apresentados no Anexo B.

2.3.3. Custos de interesse económico geral

Os Custos de Interesse Económico Geral (CIEG) são encargos incluídos na fatura de eletricidade, resultantes das políticas energéticas do país, estes custos são repercutidos no preço final pago pelos consumidores. Incluem, entre outros, as rendas pagas pelas empresas de eletricidade aos municípios pela utilização do espaço público, os sobrecustos

com a produção de eletricidade a partir de fontes renováveis e não renováveis e os custos associados à convergência tarifária entre Portugal continental e as Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira [14].

Atualmente, a isenção dos CIEG é regida pelo Despacho n.º 1177/2024, de 31 de janeiro, que determinava a sua vigência até ao final do ano civil de 2024. No entanto, com a publicação do Despacho n.º 1393/2025, de 30 de janeiro, este prazo foi prorrogado até 31 de dezembro de 2025. O novo despacho estabelece a isenção total (100%) dos CIEG para Comunidades de Energia Renovável (CER) e Autoconsumo Coletivo (ACC), bem como a isenção a 100% para Autoconsumo Individual (ACI), eliminando a diferenciação que existiu em 2021 e 2022, quando a isenção para ACI era de apenas 50%. Esta isenção tem uma duração de sete anos, contados a partir da data de início da exploração do projeto de autoconsumo ou da CER. A uniformização das condições para todas as modalidades de autoconsumo representa um incentivo adicional à transição energética, promovendo um maior equilíbrio entre os diferentes modelos de produção e consumo de energia renovável no país [11], [12].

2.3.4. Processo de constituição e licenciamento de uma CER

A implementação de uma Comunidade Energética Renovável (CER) em Portugal requer uma abordagem estruturada, passando por várias etapas essenciais que asseguram a viabilidade técnica, económica e legal do projeto. O primeiro passo consiste na definição dos participantes e na clarificação do seu envolvimento no projeto. É fundamental determinar se os membros atuarão como investidores, contribuindo financeiramente para a instalação e operação da infraestrutura, ou se participarão apenas como consumidores, sem necessidade de aporte de capital. Além disso, deve-se garantir que todos os membros estão localizados na proximidade da Unidade de Produção para Autoconsumo (UPAC), visto que a viabilidade da partilha de energia depende das regras de proximidade estabelecidas pela legislação [17].

Após a definição dos participantes, procede-se à análise detalhada dos seus consumos energéticos, o que permite um dimensionamento da produção de energia. Este processo deve ser complementado por um estudo económico rigoroso, que avalie os custos de instalação, operação e manutenção da unidade produtora, bem como os

potenciais retornos do investimento, assegurando a sustentabilidade a longo prazo da CER.

Paralelamente, deve-se definir o modelo jurídico mais adequado para formalizar a comunidade, sendo possível constituí-la como associação, cooperativa, sociedade comercial ou fundação. A escolha da estrutura jurídica depende dos objetivos do projeto, da relação entre os participantes e da forma como se pretende gerir a partilha de benefícios e responsabilidades [18].

Outro aspeto fundamental é a definição do modelo de financiamento e operação da CER, estabelecendo parâmetros como o preço da energia partilhada, os custos de adesão e as regras para a distribuição dos benefícios. Esta etapa é crucial para garantir a viabilidade económica da comunidade, influenciando a capacidade de atração de investimentos, a gestão de riscos e a eficiência na utilização dos recursos energéticos disponíveis [18].

Antes da implementação definitiva, a CER deve passar pelo processo de controlo prévio junto da Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG), onde será submetido o pedido de licenciamento da unidade de produção ou autoconsumo. A aprovação dependerá de fatores como a potência instalada, o possível impacto ambiental e a localização do empreendimento, especialmente se este se situar em áreas sensíveis, como proximidades de aeroportos, linhas férreas ou zonas de proteção histórica. A DGEG assegura que todas as normas e requisitos legais são cumpridos, garantindo que o projeto é implementado de forma segura, sustentável e em conformidade com a legislação vigente [8].

2.3.5. Conceitos e modelos de CER presentes em Portugal

Em Portugal existem diversas CER com modelos e estruturas Organizacionais de diversas naturezas. A diversidade de modelos e estruturas organizacionais das CER reflete a adaptação às necessidades locais e aos tipos de participantes, na tentativa de otimizar benefícios sociais, económicos e ambientais. Cabe à entidade gestora conceber cada projeto de acordo com o contexto específico, garantindo eficiência e equidade. Neste sentido, serão apresentados dois exemplos de CER implementadas em Portugal, destacando as suas características.

2.3.5.1. Comunidade de energia de Telheiras

Em Telheiras, Lisboa, foi desenvolvido um projeto-piloto de Comunidade Energética Renovável (CER) com uma potência de 7,15 kWp, contando com a participação de 17 membros. Entre eles, destaca-se o edifício do Lagar, onde os painéis fotovoltaicos estão instalados, como ilustrado na Figura 3, além de 13 famílias que aderiram à iniciativa e três famílias em situação de vulnerabilidade. O investimento total de 8.900 euros foi financiado pelas 13 famílias participantes e pela Junta de Freguesia do Lumiar, que cobriu integralmente os custos de adesão de duas das famílias vulneráveis, enquanto a terceira foi suportada de forma partilhada pelas famílias inscritas [19].

A partilha de energia é realizada por meio de coeficientes fixos, com cada família detendo uma participação de 6,25%. Este projeto em Telheiras demonstra como a transição energética pode ser inclusiva e socialmente responsável [19]. Para além da redução dos custos energéticos e da promoção da sustentabilidade, esta iniciativa reflete um modelo colaborativo onde a comunidade se une para apoiar aqueles que mais necessitam. Através da partilha de energia e do envolvimento ativo dos participantes, reforça-se não só a autonomia energética local, mas também o espírito de solidariedade e cooperação. Modelos como este mostram que a energia renovável pode ser uma ferramenta poderosa no combate à pobreza energética e na construção de comunidades mais resilientes e sustentáveis.



Figura 3 - Módulos Fotovoltaicos Instalados na Comunidade Energética Renovável (CER) de Telheiras (Fonte: [20])

2.3.5.2. Comunidade de energia de Miranda do Douro

Já em Miranda do Douro, no norte de Portugal, a *Cleanwatts* instalou 239 painéis fotovoltaicos nos edifícios da Santa Casa da Misericórdia, alcançando uma potência de 73,3 kWp, conforme representado na Figura 4. Todo o financiamento e a gestão do projeto foram assumidos pela *Cleanwatts*, sem custos diretos para a instituição. Segundo a empresa, a iniciativa gerou uma poupança de 18.000 euros em custos energéticos para a Santa Casa, beneficiando também mais de 100 famílias locais com energia renovável a preços reduzidos. Além disso, o projeto conseguiu suprir 44% das suas necessidades energéticas da CER, reduzindo as emissões de CO₂ em cerca de 19 toneladas por ano [21].

Este modelo tem um impacto significativo, pois apoia uma instituição de solidariedade que presta serviços sociais essenciais, incluindo uma casa de repouso para idosos, um jardim de infância e serviços de apoio domiciliário. Além disso, a iniciativa implementa um sistema eficiente de venda de excedentes, permitindo que os membros da comunidade acessem a energia a um custo reduzido, sem necessidade de um investimento inicial.



Figura 4 - Módulos Fotovoltaicos Instalados na CER de Miranda do Douro (Fonte: [22])

Os exemplos de Telheiras e Miranda do Douro evidenciam a flexibilidade das CER em Portugal, que podem variar entre estruturas cooperativas, com financiamento comunitário e municipal, e modelos empresariais, suportados por entidades privadas como a *Cleanwatts*. Ambos os casos mostram que, independentemente da escala ou origem do investimento, as CER têm potencial para combinar sustentabilidade ambiental com justiça social, oferecendo soluções adaptadas às realidades locais e contribuindo para comunidades mais resilientes.

3. METODOLOGIA

3.1. Esquema metodológico do Caso de estudo

A metodologia utilizada no presente estudo está ilustrada no fluxograma da Figura 5. O processo inicia-se com a contextualização da comunidade, onde são determinados os perfis de consumo dos participantes, avaliado o recurso solar disponível e identificada a área útil para a instalação das unidades fotovoltaicas.

Após a obtenção dos dados fundamentais ao cálculo da produção, procede-se ao cálculo da produção solar, que envolvendo três etapas fundamentais, primeiramente é efetuado o cálculo da Irradiação Global Incluída (GTI), e em seguida é selecionada o módulo fotovoltaico utilizado na instalação e é aplicado do método do díodo único de modo a estimar a produção energética.

Depois de determinada a produção para o painel previamente selecionado, é dimensionada a UPAC, onde é determinada a potência de instalação e a seleção dos componentes.

Seguidamente é definido o modelo de partilha da CER estabelecendo as condições e os requisitos para divisão da energia na CER. Também é feito o cálculo e a gestão dos excedentes seguindo as condições estabelecidas.

Por fim, é feita a análise económica do caso de estudo onde é avaliada a viabilidade económica do projeto, recorrendo a indicadores económicos, tais como o período de retorno do investimento (payback), o valor atual líquido (VAL), a taxa interna de retorno (TIR) e o custo nivelado de energia (CNE).

Caso necessário, o processo pode ser adaptado para um novo caso de estudo, conforme indicado na Figura 5, pela ligação tracejada no fluxograma.

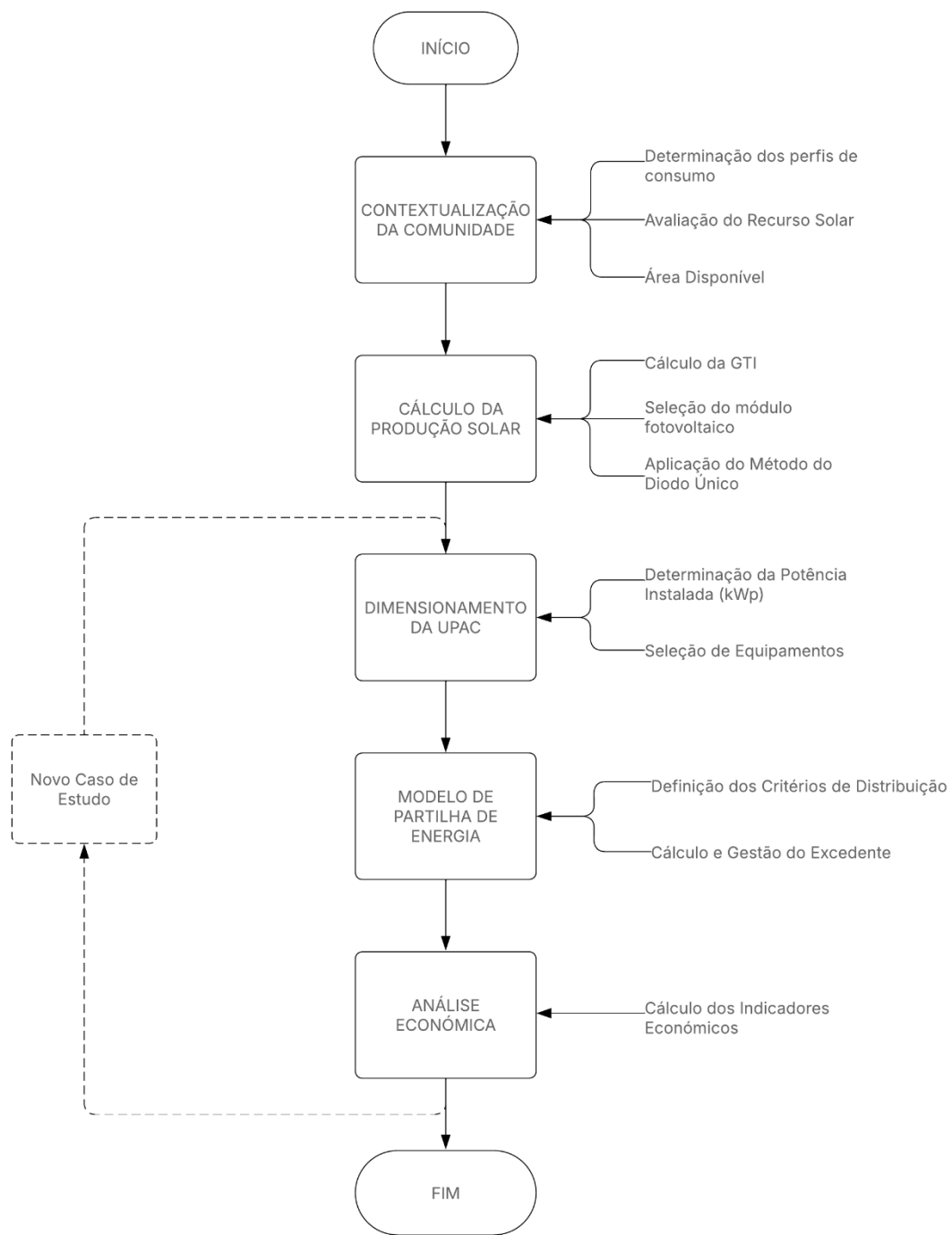


Figura 5 – Fluxograma da metodologia de dimensionamento e implementação da CER

3.2. Caracterização da comunidade

A comunidade selecionada para este caso de estudo é composta por 20 consumidores, todos localizados na mesma linha de Baixa Tensão (BT) no concelho de Mangualde, distrito de Viseu, uma região caracterizada por uma combinação de áreas rurais e pequenos aglomerados urbanos (Figura 6). Estes consumidores são predominantemente residências familiares, com alguns pequenos estabelecimentos comerciais, refletindo um perfil típico de consumo energético em comunidades de média densidade populacional em Portugal. A escolha desta comunidade deve-se à sua representatividade de contextos onde a implementação de soluções de autoconsumo, seja individual ou coletiva, pode ser viável e impactante, especialmente numa região com potencial solar significativo e acesso à RESP.



Figura 6 - Comunidade utilizada no caso de estudo

A potência contratada de cada membro da linha BT que compõe a comunidade analisada neste caso de estudo é fundamental para entender o perfil de consumo energético. A tabela 1 lista esses valores:

Tabela 1 - Valores de potência contratada no ramal

Potência (kVA)	3,45	4,6	5,75	6,9	10,35	17,25	20,7
Nº Consumidores	4	1	1	10	2	1	1

3.3. Perfis de consumo

Para determinar os perfis de consumo em conformidade com os valores de consumo médio anual sugeridos pela ERSE na Diretiva n.º 12/2024, Artigo 114.º [23] presentes no Anexo A, foi desenvolvido um método em *Python* que combina a criação de perfis a partir de dados originais para uma dada potência contratada e a adaptação desses perfis para novas potências.

Como ponto de partida, utilizou-se um perfil real de um consumidor com uma potência contratada de 4,6 kVA, onde os dados de consumo em kWh foram registados a cada 15 minutos durante um ano. Inicialmente, os dados foram extraídos de um ficheiro Excel e passaram por um processo de tratamento, no qual todos os valores foram convertidos para formato numérico e os valores nulos ou iguais a zero foram substituídos por 0,01 kW. Esse procedimento garantiu a integridade dos cálculos, evitando que dados ausentes comprometessem as simulações. No perfil real, observou-se que o consumo máximo anual atingiu 89,47% da potência contratada, enquanto o consumo mínimo foi de 40 W, esses limites serviram de referência para definir os intervalos dos perfis gerados.

Para adaptar os perfis a novas potências contratadas (P_{nova}), foi adotado um fator de ajuste linear. O fator de ajuste obtém-se através da razão entre a nova potência contratada e a potência original ($P_{original}$), que representa a razão entre a potência contratada para o perfil procuramos obter e a potência contratada para o perfil de consumo que já possuímos. Cada valor do perfil original ($V_{original}$) é então multiplicado por esse fator, resultando no valor ajustado (equação (1)):

$$V_{novo} = \frac{P_{nova}}{P_{original}} \times V_{original} \quad (1)$$

Para gerar novos perfis dentro da mesma potência contratada, foi aplicada uma perturbação aleatória a cada valor original ($V_{original}$). Essa perturbação (Δ) foi aplicada, representando 20% da potência contratada ($P_{original}$), de modo a permitir uma variação significativa entre os perfis gerados, sem comprometer a plausibilidade dos valores simulados. Esta margem foi escolhida para refletir possíveis flutuações no consumo real, garantindo que os novos perfis mantêm uma correlação realista com o comportamento

energético original, enquanto introduzem variações suficientes para uma análise abrangente das dinâmicas do consumo. O valor perturbado foi calculado recorrendo à equação (2):

$$V_{novo} = V_{original} + \Delta \quad \text{com,} \quad -0.2P_{original} \leq \Delta \leq 0.2P_{original} \quad (2)$$

Posteriormente, os valores foram ajustados para garantir que se mantivessem entre um mínimo de 0,01 kW e um máximo de 90% da potência contratada do próprio perfil de consumo. Essa limitação assegura que as variações máximas e mínimas simuladas sejam percentualmente consistentes com os limites observados no perfil real.

3.4. Previsão e cálculo da produção solar

A adoção de metodologias robustas é indispensável para estimar com precisão a irradiação disponível e o desempenho dos painéis fotovoltaicos, considerando as variações climáticas e as especificidades técnicas de cada caso de estudo. Nos subcapítulos seguintes, serão apresentados de forma detalhada os procedimentos adotados para realizar esses cálculos. Para a determinação da Irradiação Global numa superfície Inclinada (GTI), foi empregue o método sugerido por *Hay e Davies* [24], que considera a natureza anisotrópica da radiação difusa. Já para o cálculo da produção de energia, utilizou-se o modelo do díodo único, amplamente reconhecido por sua simplicidade e aplicabilidade na simulação do comportamento elétrico de painéis fotovoltaicos.

3.4.1. Cálculo da Irradiância Global numa superfície Inclinada (GTI)

Estimar a GTI é um passo crucial no projeto de sistemas fotovoltaicos, pois quantifica a radiação solar total incidente numa superfície inclinada ao longo de um período. Esse parâmetro é essencial para avaliar a eficiência energética de painéis fotovoltaicos, especialmente em locais com variações sazonais de clima e trajetória solar. A GTI é composta por três elementos distintos da radiação solar: a radiação que chega diretamente à superfície, a radiação difusa através da atmosfera e a radiação refletida pelo

meio envolvente, conforme representado na Figura 7. Cada uma dessas componentes desempenha um papel específico no total da energia captada, sendo influenciada por variáveis como o ângulo de inclinação do painel, as propriedades reflexivas do solo e a posição do sol em relação à superfície.

A radiação direta refere-se à luz solar que incide sem obstáculos sobre o painel, sendo a principal responsável pela produção de energia em condições de céu claro. Já a radiação difusa é aquela dispersa pelas partículas atmosféricas, alcançando o painel de forma indireta e ganhando relevância em dias nublados. Por fim, a radiação refletida provém de superfícies próximas, como o chão ou estruturas adjacentes, a sua contribuição depende do albedo (ρ_g), que mede a capacidade de reflexão dessas áreas [25].

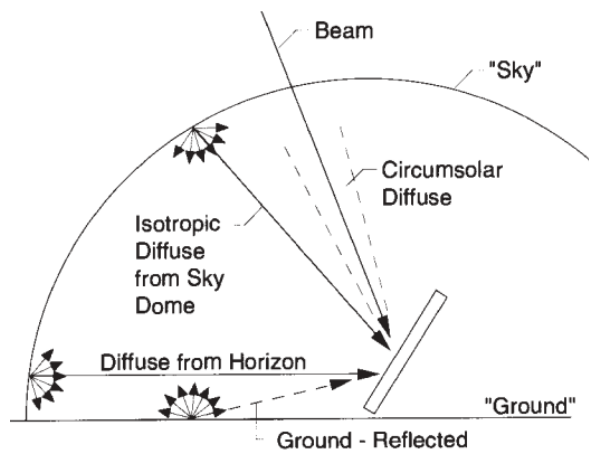


Figura 7 - Componentes de Radiação Solar numa Superfície Inclinada (Fonte: [26])

O cálculo da GTI envolve a soma dessas componentes, ajustadas pela inclinação da superfície e pelo ângulo de incidência da radiação solar. Para tal, optou-se pelo método de *Hay e Davies* (1980) [24], que proporciona uma estimativa precisa ao levar em conta a natureza anisotrópica da radiação difusa, dividindo-a em parte isotrópica e parte circumsolar alinhada à radiação direta. Essa abordagem é particularmente vantajosa para superfícies inclinadas, permitindo uma avaliação confiável e prática da energia solar disponível para sistemas fotovoltaicos [26].

A irradiância total numa superfície inclinada (I_T) é dada pela equação (3):

$$I_T = (I_b + I_d A_i) R_b + I_d (1 - A_i) \left(\frac{1 + \cos \beta}{2} \right) + I \rho_g \left(\frac{1 - \cos \beta}{2} \right) \quad (3)$$

Onde:

I_T – Irradiância total inclinada (W/m^2)

I_b – Irradiância direta num plano horizontal (W/m^2)

I_d – Irradiância difusa num plano horizontal (W/m^2)

A_i - Índice de anisotropia

R_b - Razão da radiação direta inclinada para horizontal

β – Ângulo de inclinação da superfície

I - Irradiação horária total (W/m^2)

ρ_g – Albedo do solo

Os valores da irradiância direta e difusa no plano horizontal assim como a irradiação horária total foram obtidos através do PVGIS, utilizando dados de TMY (ano típico meteorológico), garantindo representatividade climática. O ângulo de inclinação e o albedo foram definidos com base nas especificidades do caso de estudo analisado.

O índice de anisotropia (A_i) determina a fração da radiação difusa horizontal que deve ser considerada como incidindo na mesma direção da radiação direta, enquanto o restante da radiação difusa assumido como isotrópico, ou seja, distribuído uniformemente pelo céu. Em condições de céu claro, o índice de anisotropia será elevado, indicando que a maior parte da radiação difusa será considerada espalhada para a frente. Por outro lado, na ausência de radiação direta, como em dias totalmente nublados, o índice de anisotropia será zero, e toda a radiação difusa será tratada como completamente isotrópica [26]. Assim sendo o índice de anisotropia é dado pela equação (4):

$$A_i = \frac{I_b}{I_o} \quad (4)$$

Onde:

I_b – Irradiância direta num plano horizontal (W/m^2)

I_o - Irradiância solar extraterrestre (W/m^2)

A irradiância extraterrestre (I_o) representa a quantidade de energia solar por unidade de área que incide sobre uma superfície perpendicular aos raios solares, antes que estes sejam atenuados ou alterados pela atmosfera terrestre. Em termos simples, I_o corresponde à irradiância que a Terra receberia se estivesse localizada fora da atmosfera. Como a distância entre a Terra e o Sol varia ao longo do ano devido à órbita elíptica, esse valor é ajustado por um fator sazonal, geralmente expresso como $\left(1 + 0.033 \cos \frac{360n}{365}\right)$, onde n é o número do dia no ano. Para considerar a incidência da radiação sobre uma superfície horizontal, incorpora-se o fator $\cos \theta_z$, sendo θ_z o ângulo de Zênite, que mede o ângulo entre a vertical e a direção dos raios solares [26]. Dessa forma, a expressão completa para a irradiância extraterrestre em uma superfície horizontal pode ser representada pela equação (5):

$$I_o = G_{SG} \left(1 + 0.033 \cos \frac{360n}{365}\right) \cos \theta_z \quad (5)$$

Onde:

G_{SG} – Constante solar $1367 \text{ (W/m}^2\text{)}$

n – Dia do ano (1-365)

θ_z – Zênite

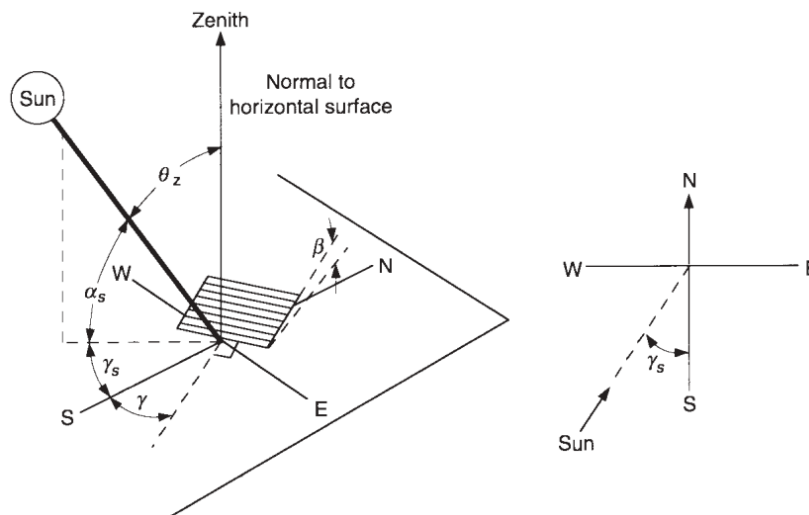


Figura 8 - Geometria da Incidência Solar numa Superfície Inclinada (Fonte: [26])

O angulo Zénite (θ_z) identificado na Figura 8 representa o angulo entre a vertical e a direção dos raios solares, sendo obtido pela equação (6):

$$\cos \theta_z = \sin \delta \sin \phi + \cos \delta \cos \phi \cos \omega \quad (6)$$

Onde:

δ - Declinação

ϕ - Latitude

ω - Hora angular

A declinação solar (δ), que indica a posição angular do Sol em relação ao equador ao meio-dia solar, de acordo com *Cooper* (1969), aplicada ao hemisfério norte pode ser obtida através da equação (7) [27]:

$$\delta = 23.45 \sin \left(360 \frac{284 + n}{365} \right) \quad (7)$$

Existem um conjunto de relações úteis entre esses ângulos, que desempenham um papel essencial na análise da geometria solar. As equações que relacionam o ângulo de incidência da radiação direta (θ) numa superfície com os demais ângulos permitem uma compreensão detalhada da interação entre a posição do Sol e a orientação da superfície, sendo fundamentais para a metodologia utilizada no cálculo da radiação global [26]. Sendo essas as equações (8) e (9):

$$\cos \theta = \sin \delta \sin \phi \cos \beta - \sin \delta \cos \phi \sin \beta \cos \gamma + \cos \delta \cos \phi \cos \beta \cos \omega + \cos \delta \sin \phi \sin \beta \cos \gamma \cos \omega + \cos \delta \sin \beta \sin \gamma \sin \omega \quad (8)$$

ou

$$\cos \theta = \cos \beta \cos \theta_z + \sin \theta_z \sin \beta \cos(\gamma_s - \gamma) \quad (9)$$

Onde:

γ - Angulo de azimute

γ_s - Angulo azimute solar

Por fim, para a determinação da irradiância total numa superfície inclinada ainda é necessário a determinação da razão da radiação solar direta incidente numa superfície inclinada e a radiação solar direta incidente numa superfície horizontal (R_b) que é dada pela equação (10):

$$R_b = \frac{\cos \theta}{\cos \theta_z} \quad (10)$$

Com os valores do índice de anisotropia (A_i) e da razão R_b calculados é possível aplicar a expressão (3) e determinar a irradiância total (I_T) concluindo o processo metodológico para a GTI neste estudo.

3.4.2. Método do diodo único

O modelo do diodo único é uma representação amplamente adotada para descrever o comportamento elétrico de uma célula fotovoltaica por meio de um circuito equivalente. Esse modelo, ilustrado na Figura 9, é composto por uma fonte de corrente sensível à luz solar, um diodo, uma resistência em série e uma resistência em paralelo.

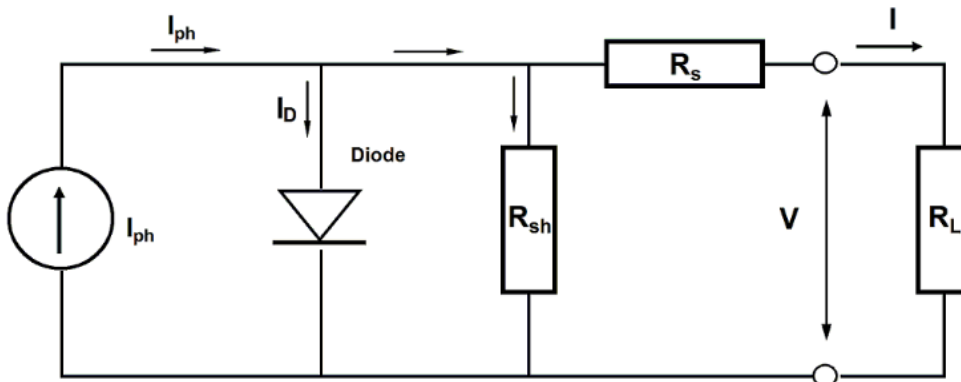


Figura 9 – Circuito equivalente para o método do diodo único (Fonte: [28])

A análise deste circuito permite expressar a corrente de saída da célula fotovoltaica como a soma da corrente fotogerada (I_{ph}), da corrente que atravessa o diodo (I_D) e da corrente dissipada pela resistência paralela (R_{sh}), ajustada pela resistência série (R_s). Assim, a equação inicial pode ser escrita como (equação (11)):

$$I = I_{ph} - I_D - \frac{(V + I.R_s)}{R_{sh}} \quad (11)$$

Nesse contexto, a corrente fotogerada (I_{ph}) depende diretamente da irradiação incidente, enquanto a corrente do diodo (I_D) é descrita pela equação de *Shockley* [29], que detalha o comportamento do diodo em função da tensão e da temperatura. Substituindo I_D , obtém-se a equação clássica do modelo do diodo único (equação (12)):

$$I = I_{ph} - I_0 \left[\exp\left(\frac{q(V + I.R_s)}{\gamma.k.T}\right) - 1 \right] - \frac{(V + I.R_s)}{R_{sh}} \quad (12)$$

Onde, I_0 representa a corrente de saturação do diodo, q é a carga elementar do elétron, γ é o fator de idealidade do diodo, k é a constante de *Boltzmann* e T é a temperatura absoluta da junção p-n. De modo a simplificar a manipulação da equação exponencial, é comum introduzir a tensão térmica (V_T), definida pela equação (13) [30]:

$$V_T = \frac{k.T}{q} \quad (13)$$

Quando aplicado a painéis fotovoltaicos, que consistem em múltiplas células ligadas em série e paralelo, o modelo é ajustado para refletir essa configuração. A conexão em série aumenta a tensão total do painel, enquanto a paralela eleva a corrente de saída sob a mesma irradiância [30]. Assim, a equação adaptada para um painel com número de células (N_s) em série encontra-se expressa em (equação (14)):

$$I = I_{ph} - I_0 \left[\exp\left(\frac{(V + I.R_s)}{\gamma.N_s.V_T}\right) - 1 \right] - \frac{(V + I.R_s)}{R_{sh}} \quad (14)$$

O modelo do díodo único depende de cinco parâmetros desconhecidos: I_{ph} , I_0 , γ , R_s e R_{sh} . A precisão do modelo, portanto, depende das técnicas utilizadas para determinar e ajustar esses parâmetros. Uma abordagem consolidada para tal finalidade é a proposta por *De Soto* [31], na qual I_{ph} e I_0 são calculados diretamente por meio de expressões que relacionam irradiação e temperatura. Segundo esse modelo, a corrente fotogerada é expressa por (equação (15)):

$$I_{ph} = \frac{G}{G_n} \left(I_{phn} + K1 (T - T_n) \right) \quad (15)$$

Onde G é a irradiação incidente, G_n e T_n são os valores de referência para irradiação e temperatura, I_{phn} é o valor de referência da corrente fotocondutora e $K1$ é um coeficiente térmico. Já a corrente de saturação do díodo (I_0) é obtida através da equação (16):

$$I_0 = I_{0n} \left(\frac{T}{T_n} \right)^3 \exp \left(\frac{q \cdot E_g}{\gamma \cdot k} \left(\frac{1}{T_n} - \frac{1}{T} \right) \right) \quad (16)$$

Sendo I_{0n} o valor de referência da corrente de saturação e E_g a energia de gap do semicondutor.

Diferentemente de I_{ph} e I_0 , os parâmetros R_s , R_{sh} e γ não possuem fórmulas analíticas explícitas no modelo de *De Soto* [31]. Neste caso de estudo foram utilizados os valores sugeridos pelo PVsyst para o painel fotovoltaico selecionado.

Após a obtenção dos cinco parâmetros, a equação (12) pode ser resolvida para obter a curva I/V , ou seja, determinar a corrente (I) em função da tensão (V) ou vice-versa. Como essa equação não pode ser resolvida diretamente de forma simples, é necessário utilizar um método iterativo baseado em aproximações sucessivas até convergir para a solução correta, correspondente ao ponto onde o produto $V \cdot I$ atinge o seu valor máximo.

3.5. Modelo de partilha

A escolha de um modelo de partilha numa Comunidade de Energia Renovável (CER) desempenha um papel determinante no sucesso e sustentabilidade do projeto, uma vez que influencia não só a longevidade da iniciativa, mas também a sua capacidade de atrair membros e investidores.

Neste contexto, o modelo de partilha adotado é caracterizado pela sua natureza dinâmica, permitindo uma distribuição da energia proveniente da CER ajustada em tempo real, que responde de forma eficiente às variações na produção e consumo de energia. Esta flexibilidade não só otimiza a utilização dos recursos renováveis disponíveis, como também potencia a equidade e a resiliência do sistema, oferecendo uma base sólida para explorar os benefícios técnicos, económicos e sociais desta abordagem.

Depois de atender ao autoconsumo dos membros investidores, a energia excedente gerada pela CER é distribuída entre os restantes membros da comunidade com base num coeficiente de partilha dinâmico, definido da seguinte forma (equação (17)):

$$C_{partilha} = \begin{cases} \frac{\sum C_{CER}}{\sum P_{CER}} & \text{Se } \sum P_{CER} \geq \sum C_{CER} \\ \frac{\sum P_{CER}}{\sum C_{CER}} & \text{Se } \sum P_{CER} < \sum C_{CER} \end{cases} \quad (17)$$

Onde:

$C_{partilha}$ – Coeficiente de partilha

$\sum C_{CER}$ – Somatório dos consumos da CER em intervalos de 15 min

$\sum P_{CER}$ – Somatório dos Excedentes da CER em intervalos de 15 min

Após a determinação do Coeficiente de partilha ($C_{partilha}$), no caso da oferta ser suficiente para suprir a procura dentro da CER, esse coeficiente será aplicado ao excedente de cada produtor da UPAC, garantindo uma distribuição equitativa e proporcionando a todos a oportunidade de vender o seu excedente à comunidade. O excedente remanescente é injetado na rede e comercializado ao preço de mercado, com a

dedução de uma comissão de 25% cobrada pelo comercializador. A escolha dessa comissão de 25% é baseada nos valores praticados pelo mercado, refletindo as taxas habitualmente aplicadas por comercializadoras em Portugal para a gestão e intermediação [32].

Por outro lado, quando na CER a procura por energia supera a oferta, ocorre o processo inverso, ou seja, o $C_{partilha}$ é multiplicado pelo consumo de cada membro, assegurando uma distribuição justa da energia disponível e permitindo que todos os membros da comunidade tenham acesso à compra.

No que diz respeito à comercialização de energia dentro da CER, o objetivo é garantir uma remuneração justa aos produtores pelo excedente injetado na rede, ao mesmo tempo em que os consumidores beneficiam de preços competitivos, alinhados às dinâmicas de mercado e aos custos envolvidos.

Atualmente ao vender o seu excedente por meio de um comercializador, o autoconsumidor recebe o valor do preço horário do OMIE, após a dedução de uma comissão de aproximadamente 25%. No entanto, este estudo propõe condições mais vantajosas: o preço de venda da energia para os produtores na CER é fixado com base no preço horário do OMIE, enquanto o preço de compra da energia pela CER corresponde ao valor do OMIE acrescido das tarifas de acesso à rede e do IVA aplicável.

De modo a comparar os diferentes modelos de autoconsumo, nomeadamente o autoconsumo coletivo através de Comunidades de Energia Renovável (CER) e o autoconsumo individual, foram desenvolvidos três casos de estudo principais, que serão apresentados em detalhe nos capítulos seguintes. Estes casos permitem analisar as especificidades de cada abordagem.

3.6. Indicadores económicos

Os indicadores económicos são utilizados como métricas para identificar se um projeto é economicamente viável, auxiliando o investidor durante a tomada de decisões. Nesta dissertação foram utilizados os principais indicadores financeiros normalmente aplicados a projetos de produção fotovoltaica renovável, nomeadamente: Custo Nivelado de Energia (CNE), o Valor Atual Líquido (VAL), a Taxa Interna de Retorno (TIR) e o *Payback*, que serão abordados nos subcapítulos seguintes com maior detalhe.

3.6.1. Valor Atual Líquido

Em gestão de projetos, o Valor Atual Líquido (VAL) é utilizado para prever se o retorno financeiro de um projeto será superior ao investimento atual, indicando se o projeto é um bom ou mau investimento. Uma das grandes vantagens da utilização deste indicador económico é que o VAL considera o valor de inflação do dinheiro no tempo, refletido na taxa de atualização (r). O VAL pode ser determinado utilizando a equação (18) [33]:

$$VAL = \sum_{t=0}^n \frac{CF_t}{(1+r)^t} \quad (18)$$

Onde:

CF_t – Cash-flow no ano t

n – Tempo de vida do projeto

t – Ano

r – Taxa de atualização do projeto

3.6.2. Taxa Interna de Retorno

A Taxa Interna de Retorno (TIR) é um indicador financeiro essencial para avaliar a rentabilidade de um investimento, pois representa a taxa de atualização que faz com que o Valor Atual Líquido (VAL) seja igual a zero, equilibrando o investimento inicial com os retornos futuros ajustados ao valor presente. A TIR pode ser obtida igualando a equação (18) do VAL a zero e resolver em função de r como demonstrado na equação (19) [33]:

$$0 = \sum_{t=0}^n \frac{CF_t}{(1+TIR)^t} \quad (19)$$

Onde:

TIR - Taxa Interna de Retorno

3.6.3. Payback

O payback representa o tempo que demora ao investimento ser completamente recuperado, este indicador financeiro é importante pois permite visualizar a quantidade de anos até o projeto começar a ser rentável. O valor do payback é definido pela soma dos cash-flows até que o total iguale o investimento inicial [33]. Para este estudo foi utilizado o payback atualizado, que considera a desvalorização do dinheiro ao longo dos anos.

3.6.4. Custo Nivelado de Energia

O Custo Nivelado de Energia (CNE) determina qual o custo do kWh produzido pelo projeto necessário para suprir todos os custos do projeto ao longo do seu período de vida útil. Ou seja, o custo nivelado de energia representa o preço mínimo que a energia gerada deve atingir de modo que o projeto seja economicamente viável. Este indicador é particularmente útil pois, facilita a comparação entre projetos mesmo que se trate de tecnologias de produção de energia diferentes, tornando-se uma ferramenta essencial para investidores e gestores. De modo a determinar o custo nivelado de energia, alguns parâmetros devem ser pré-definidos como, a vida útil do sistema, a quantidade total de energia que será produzida e os custos iniciais de investimento. Todos esses fatores serão utilizados de modo a obter a equação (20) [34]:

$$CNE = \frac{I_0 + \sum_{t=0}^n \frac{C_{O\&M}}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}} \quad (20)$$

Onde:

I_0 – Investimento inicial

$C_{O\&M}$ – Custos de operação e manutenção para o ano t

r – Taxa de atualização

t – Ano

n – Tempo de vida útil do projeto

E_t – Energia gerada pela UPAC no ano t (kWh)

4. CASOS DE ESTUDO

4.1. Pressupostos do estudo

Durante este estudo, foram considerados pressupostos de natureza técnica e económica para sustentar as análises realizadas. Esses pressupostos foram definidos para simplificar os cálculos e refletir condições realistas aplicáveis ao estudo. Em seguida, são apresentados, divididos em categorias técnicas, económicas e específicas para a CER.

Pressupostos Técnicos:

- O sombreamento é desprezado, é assumido que não há perdas de produção devido a sombreamento nos locais de instalação dos painéis fotovoltaicos.
- A Degradação dos painéis fotovoltaicos é de 2% no primeiro ano e 0,55% nos seguintes, como garantido pelo fabricante.
- O tempo de vida útil das UPAC é considerado 20 anos.
- O fator de potência ($\cos \varphi$) é 1 para todos os casos.

Pressupostos Económicos:

- A taxa de atualização (r) considerada é de 10%.
- Os custos de manutenção anual representam 1% dos custos de aquisição da UPAC.
- Taxa de inflação é de 3% ao ano para a energia e custos de manutenção.
- O preço de venda do excedente à rede, por intermédio de um comercializador é equivalente a 75% do preço do mercado horário OMIE, sendo os 25% retirados de comissão do comercializador.
- Todos os membros da comunidade estão sujeitos a um único período tarifário, em que o custo da energia fornecida pelo comercializador é de 0,17 €/kWh acrescido de IVA.

Pressupostos para a CER:

- Não há desistências ou alterações no número de membros da CER durante o período do estudo.

4.2. Caso de estudo 1

O Caso de Estudo 1, representa o modelo de autoconsumo individual no âmbito da comunidade descrita anteriormente em 3.2. Neste cenário, cada membro dispõe de uma Unidade de Produção para Autoconsumo (UPAC) individual, instalada na área disponível do telhado. O excedente energético gerado por cada UPAC é comercializado diretamente na rede elétrica, ao valor do preço horário do OMIE, por intermédio de um comercializador, que aplica uma comissão de 25% sobre o valor da transação.

Este caso procura ilustrar uma abordagem descentralizada e independente, caracterizando o modelo tradicional de autoconsumo, onde a gestão da energia ocorre a nível individual, sem interação ou partilha entre os membros da comunidade. A análise deste cenário permite avaliar as implicações técnicas e económicas de uma configuração isolada, servindo como base de comparação com modelos coletivos explorados nos casos subsequentes.

4.2.1. Dimensionamento e seleção de componentes

O dimensionamento e a seleção dos componentes de um sistema fotovoltaico constituem etapas fundamentais para assegurar a eficiência energética, a viabilidade económica e a durabilidade da instalação. Neste caso de estudo, optou-se pelos módulos fotovoltaicos HiKu6 Mono PERC de 455 W, fabricados pela Canadian Solar, e pelos inversores da linha Huawei SUN2000. A escolha dessas marcas teve como principal motivação a fiabilidade e a qualidade dos seus produtos, sendo que a datasheet dos módulos fotovoltaicos está disponível no Anexo C.

Para otimizar o dimensionamento das UPAC destinadas aos 20 membros do ramal, foram desenvolvidas onze configurações distintas.

O processo de seleção e dimensionamento para as onze configurações de UPAC representadas na Tabela 2, foi executado da seguinte forma:

Cálculo do Número de Painéis

De modo a determinar o número de painéis fotovoltaicos necessários ($N_{painéis}$), utilizou-se a equação (21):

$$N_{painéis} = \frac{P_{UPAC}}{P_{painel}} \quad (21)$$

Onde:

P_{UPAC} - Potência total da UPAC (W)

P_{painel} - Potência do módulo fotovoltaico utilizado (W)

Aplicando a equação (21) aos valores ao caso em questão ($P_{UPAC} = 2000W$, $P_{painel} = 455W$), obteve-se $N_{painéis} = 4,39$ painéis, arredondando o valor temos que, o número de painéis fotovoltaicos necessários ($N_{painéis}$) são, 5 painéis o que representa uma potência de pico instalada de 2275 Wp.

O inversor selecionado para a potência instalada, foi o SUN2000-2KTL-L1, cuja datasheet pode ser encontrada no Anexo D.

Número máximo de painéis por string

De modo a determinar o número máximo de painéis por string, foi necessário antes determinar a tensão de um único painel nas condições mais desfavoráveis, ou seja, a tensão de curto-circuito do painel para a temperatura mínima ($V_{oc}^{T_{min}}$) obtida pela equação (22):

$$V_{oc}^{T_{min}} = \left(1 - \frac{\Delta V(25 - T_{min})}{100}\right) \cdot V_{oc}^{STC} \quad (22)$$

Onde:

$V_{oc}^{T_{min}}$ - Tensão de curto-circuito do painel para a temperatura mínima (V)

ΔV - Coeficiente de Temperatura (%/°C)

T_{min} – Temperatura mínima para o caso de estudo (°C)

V_{oc}^{STC} – Tensão de curto-circuito do painel em condições STC (V)

Aplicando a equação (22) ao caso de estudo temos:

$$V_{oc}^{T_{min}} = \left(1 - \frac{-0,26 \times (25 - (-10))}{100}\right) \times 41,2 = 44,95 \text{ V} \quad (23)$$

Depois de determinada a tensão de curto-circuito do painel para a temperatura mínima, é possível determinar o número máximo de painéis por string ($N_{S_{string}}^{Max}$) recorrendo á equação (24):

$$N_{S_{string}}^{Max} = \frac{V_{inversor}^{Max}}{V_{oc}^{T_{min}}} \quad (24)$$

Onde:

$V_{inversor}^{Max}$ – Tensão Máxima de input do inversor (V)

Aplicando equação (24) á configuração onde $V_{inversor}^{Max} = 600\text{V}$ temos que o valor máximo por string é de 13 painéis.

Número mínimo de painéis por string

O número mínimo de painéis por string ($N_{S_{string}}^{min}$) é calculado e modo semelhante só que neste caso é necessário a determinação da tensão de funcionamento do painel para a temperatura máxima ($V_{mp}^{T_{max}}$), para a obtenção de $V_{mp}^{T_{max}}$ é recorrido á equação (25):

$$V_{mp}^{T_{max}} = \left(1 - \frac{\Delta V(25 - T_{max})}{100}\right) \cdot V_{mp}^{STC} \quad (25)$$

Onde:

T_{max} – Temperatura máxima no caso de estudo (°C)

$V_{mp}^{T_{max}}$ - Tensão de funcionamento do painel á temperatura máxima (V)

Para a localização foi considerado como valor máximo de temperatura 70°C, aplicando a equação (22) temos:

$$V_{mp}^{T_{max}} = \left(1 - \frac{-0,26 \times (25 - 70)}{100}\right) \times 34,6 = 30,6 \text{ V} \quad (26)$$

Após determinado a tensão de funcionamento do painel para a temperatura máxima ($V_{mp}^{T_{max}}$) é possível determinar o número mínimo de painéis por string (N_{string}^{min}) recorrendo á equação (27):

$$N_{string}^{min} = \frac{V_{inversor}^{min}}{V_{mp}^{T_{max}}} \quad (27)$$

Onde:

$V_{inversor}^{min}$ – Tensão mínima do input para o funcionamento do inversor (V)

Aplicando a equação (27), sendo $V_{inversor}^{min} = 100 \text{ V}$ obtemos que o número mínimo de painéis por string para o inversor utilizado é de 4 painéis.

O último passo antes de definir a distribuição dos painéis é determinar se a corrente dos painéis fotovoltaicos não ultrapassa o limite máximo da corrente de entrada do inversor. De modo a determinar o valor máximo de painéis em paralelo por string (N_{string}^{Max}) é utilizada a equação (28):

$$N_{string}^{Max} = \frac{I_{inversor}^{Max}}{I_{mp}} \quad (28)$$

Onde:

$I_{inversor}^{Max}$ – Corrente Máxima de input por MPPT do inversor (A)

I_{mp} – Corrente de funcionamento do painel fotovoltaico (A)

Aplicando a equação (25), sendo $I_{inversor}^{Max} = 13,5A$ e que $I_{mp} = 13,17A$, ambos presentes nos Anexos C e D respectivamente, obtemos que o valor máximo de strings de painéis em paralelo por MPPT do inversor é de 1 string.

Depois de determinar, quantidade máxima e mínima de painéis por string, e a quantidade máxima de strings em paralelo, é possível concluir que a única configuração possível são, os 5 painéis em série constituindo assim apenas uma única string como representado na Figura (10).

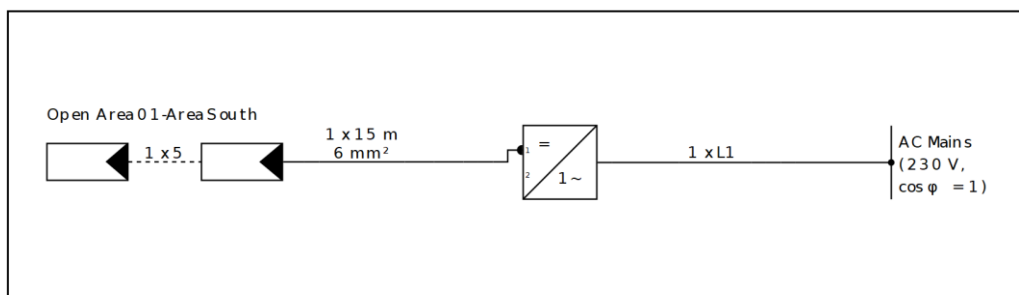


Figura 10 - Representação esquemática da distribuição dos painéis para a configuração 1

Seleção dos cabos das strings

Segunda a norma europeia IEC 60364-7-712 a cabagem da string deve ser capaz de suportar 1,25 vezes a corrente de curto-circuito (I_{SC}), ou seja, a corrente máxima de curto-circuito é pela equação (I_{MAX}):

$$I_{MAX} = 1,25 \times I_{SC} \quad (29)$$

Aplicando a equação (29) ao caso de estudo temos:

$$I_{MAX} = 1,25 \times 13,95 = 17,44 \text{ A} \quad (30)$$

Depois de calculada I_{MAX} é selecionado o cabo garantindo que a corrente máxima admissível (I_Z) seja maior ou superior que o I_{MAX} como representado na expressão (31):

$$I_Z \geq I_{MAX} \quad (31)$$

O cabo selecionado foi o PRYSOLAR H1Z2Z2-K de 6mm^2 representado no Anexo F, com uma $I_Z = 53 \text{ A}$, para uma instalação em tubo enterrado com resistividade

térmica do terreno padrão de 2,5Km/W e temperatura do terreno 25 °C, com um método de instalação D1 definido na norma IEC 60364-5-52.

Após a seleção do cabo ainda é necessário garantir que a queda de tensão no circuito condutor não é superior a 1 % da tensão nominal do sistema fotovoltaico para as condições de referência, que pode ser verificado utilizando a equação (32) [35]:

$$S = \frac{2 \cdot L \cdot I_{mps} \cdot \rho \cdot \cos \varphi}{1\% V_{mps}} \quad (32)$$

Onde:

S – Secção do Cabo (mm^2)

L – Comprimento do cabo (m)

I_{mps} – Corrente nominal da sting (A)

V_{mps} – Tensão nominal da sting (V)

ρ – Resistividade elétrica do condutor ($\Omega \times mm^2/m$)

$\cos \varphi$ – Fator potência

Verificando a queda de tensão no caso de estudo, visto que para o cabo selecionado o cálculo da resistividade elétrica do condutor (ρ), é obtido utilizando os dados disponíveis no Anexo F e que cada string é composta por 5 painéis em série, temos que:

$$S = \frac{2 \times 15 \times 13,17 \times (0,00339 \times 6) \times 1}{1\% \times (5 \times 34,6)} = 4,65 \text{ mm}^2 \quad (33)$$

Como a secção S obtida é inferior á selecionada anteriormente, foi garantido que a queda de tenção no cabo é inferior a 1% do seu valor nominal.

Este processo foi repetido para todas as UPAC detalhadas na Tabela 2.

Tabela 2 – Configurações de Unidades de produção de autoconsumo (UPAC) desenvolvidas

Configuração	Tipo de Instalação	Potência Instalada (Wp)	Nº Painéis	Inversor	Área Ocupada (m ²)
1	Monofásico	2275	5	SUN2000-2KTL-L1	10
2	Monofásico	3185	7	SUN2000-3KTL-L1	14
3	Monofásico	3640	8	SUN2000-3.6KTL-L1	16
4	Monofásico	4095	9	SUN2000-4KTL-L1	18
5	Monofásico	5005	11	SUN2000-5KTL-L1	22
6	Monofásico	5915	13	SUN2000-6KTL-L1	26
7	Trifásico	3185	7	SUN2000-3KTL-M1	14
8	Trifásico	4095	9	SUN2000-4KTL-M1	18
9	Trifásico	5005	11	SUN2000-5KTL-M1	22
10	Trifásico	5915	13	SUN2000-6KTL-M1	26
11	Trifásico	8190	18	SUN2000-8KTL-M1	36

Por fim, através da utilização dos indicadores económicos VAL, TIR, Payback e Custo Nivelado de Energia (CNE), foi selecionada a configuração mais adequada entre as 11 opções disponíveis para cada perfil de consumo, assim obtendo os resultados apresentados na Tabela 3.

Tabela 3 - Unidades de Produção de autoconsumo Implementadas no caso de estudo 1

Utilizador	Potência Contratada (kVA)	Configuração
1	3,45	1
2	3,45	1
3	3,45	1
4	3,45	1
5	4,6	1
6	5,75	1
7	6,90	2
8	6,90	2
9	6,90	2
10	6,90	2
11	6,90	2
12	6,90	2
13	6,90	2
14	6,90	2
15	6,90	2
16	6,90	2
17	10,35	7
18	10,35	7
19	17,25	10
20	20,7	11

4.3. Caso de estudo 2

O caso de estudo 2 explora a criação de uma Comunidade Energética Renovável (CER) constituída por diversas Unidades de Produção para Autoconsumo (UPAC) cada uma delas situadas na própria Instalação de Utilização (IU), eliminando a necessidade de usar a Rede Elétrica de Serviço Público (RESP) para o autoconsumo, sendo esta utilizada apenas para a partilha do excedente. As UPAC são exatamente as mesmas que no caso de estudo 1, ou seja, segue-se a configuração apresentada da Tabela 3. Os custos associados à criação e ao licenciamento da CER são distribuídos entre os produtores de forma proporcional à potência instalada, enquanto a adesão de membros exclusivamente consumidores é gratuita. Este modelo evidencia os benefícios da partilha de energia renovável no seio da comunidade, promovendo uma maior eficiência coletiva.

4.3.1. Caso de estudo 2.1

O Caso 2.1 mantém a estrutura do Caso 2, mas reduz a potência instalada da CER para 80% do total do Caso 2, limitando o número de produtores a 14, como representado na Tabela 4. Esta variação permite avaliar o impacto de uma redução moderada na capacidade de produção, mantendo a lógica de partilha da CER.

Tabela 4 - Unidades de Produção de autoconsumo Implementadas no Caso de Estudo 2.1

Utilizador	Potência Contratada (kVA)	Configuração
7	6,90	2
8	6,90	2
9	6,90	2
10	6,90	2
11	6,90	2
12	6,90	2
13	6,90	2
14	6,90	2
15	6,90	2
16	6,90	2
17	10,35	7
18	10,35	7
19	17,25	10
20	20,7	11

4.3.2. Caso de estudo 2.2

No Caso 2.2, a potência instalada da CER é reduzida para 56% do Caso 2, com apenas 9 produtores, o que é possível constatar na Tabela 5. Este caso de estudo permite avaliar as consequências da redução da potência de uma CER em praticamente metade e ao mesmo tempo aumentado a procura por energia renovável na comunidade.

Tabela 5 - Unidades de Produção de autoconsumo Implementadas no caso de estudo 2.2

Utilizador	Potência Contratada (kVA)	Configuração
12	6,90	2
13	6,90	2
14	6,90	2
15	6,90	2
16	6,90	2
17	10,35	7
18	10,35	7
19	17,25	10
20	20,7	11

4.3.3. Caso de estudo 2.3

O caso de estudo 2.3 reduz a potência da CER para 27% do Caso 2, com apenas 3 produtores, representados na Tabela 6. Este cenário permite avaliar o comportamento de uma CER com pouca oferta em comparação com as necessidades da comunidade.

Tabela 6 - Unidades de Produção de autoconsumo Implementadas no caso de estudo 2.3

Utilizador	Potência Contratada (kVA)	Configuração
18	10,35	7
19	17,25	10
20	20,7	11

4.4. Caso de estudo 3

O caso de estudo 3 propõe uma Comunidade Energética Renovável (CER) baseada numa única Unidade de Produção para Autoconsumo (UPAC), cuja potência foi selecionada por ser a mais vantajosa entre as analisadas no caso de estudo 2, alcançando um equilíbrio de benefícios para todos os membros da comunidade, tanto produtores quanto consumidores. Neste caso, a configuração escolhida corresponde ao caso de estudo 2.2, com uma potência próxima de 36 kWp, cujo dimensionamento se apresenta em 4.3.2. A UPAC única é instalada num terreno adquirido pela CER, e o autoconsumo como a partilha dos excedentes entre os membros, é realizado através da Rede Elétrica de Serviço Público (RESP). Os custos de investimento são divididos entre 9 membros, sendo o contributo de cada um proporcional à sua fração na UPAC. Essa fração é equivalente

ao percentual da potência de pico instalada que cada membro detinha no caso de estudo 2.2, conforme detalhado na Tabela 7.

Tabela 7 - Frações da Unidade de Produção de autoconsumo (UPAC) divididas pelos investidores

Utilizador	Potência Contratada (kVA)	Fração da UPAC
12	6,90	8,57%
13	6,90	8,57%
14	6,90	8,57%
15	6,90	8,57%
16	6,90	8,57%
17	10,35	8,57%
18	10,35	8,57%
19	17,25	17,14%
20	20,7	22,86%

4.4.1. Dimensionamento e seleção de componentes

Para este caso de estudo, foram utilizados os módulos fotovoltaicos HiKu6 Mono PERC de 455 W, fabricados pela Canadian Solar, e o inversor da Huawei SUN2000-36KTL-M3, cujas características estão detalhadas nos Anexos C e E, respetivamente. A potência de pico instalada foi definida para se aproximar da potência adotada no caso de estudo 2.2, onde a potência total da Comunidade de Energia Renovável (CER) é de aproximadamente 36 kWp. O dimensionamento da Unidade de Produção para Autoconsumo (UPAC) foi realizado conforme descrito a seguir.

Cálculo do Número de Painéis

De modo a determinar o número de painéis fotovoltaicos necessários ($N_{painéis}$), utilizou-se a equação (21):

Aplicando a equação (21) aos valores ao caso em questão ($P_{UPAC} = 36000W$, $P_{painel} = 455W$), obteve-se $N_{painéis} = 80$ painéis, resultando numa potência total próxima à do caso 2.2.

Número máximo de painéis por string

Utilizando o valor da tensão de curto-circuito do painel para a temperatura mínima (V_{oc}^{Tmin}) calculada na equação (23), é possível determinar o número máximo de painéis por string (N_{string}^{Max}), como V_{oc}^{Tmin} é 44,95 V e a tensão máxima de input do inversor ($V_{inversor}^{Max}$) é de 1100V. Recorrendo à equação (24) concluímos que o valor máximo por string é de 24 painéis.

Número mínimo de painéis por string

Para o cálculo do número mínimo de painéis por string (N_{string}^{min}), é possível obter utilizando o valor da tensão de funcionamento do painel para a temperatura máxima (V_{mp}^{Tmax}) obtido na equação (26). Onde V_{mp}^{Tmax} é de 30,6 V e a tensão mínima do input para o funcionamento do inversor ($V_{inversor}^{min}$) é de 600 V. Aplicando a equação (27), obtemos que o número mínimo de painéis por string (N_{string}^{min}) é de 7 painéis.

Valor máximo de painéis em paralelo por string

Antes de definir a distribuição dos painéis, ainda é necessário determinar se a corrente dos painéis fotovoltaicos não ultrapassa o limite máximo da corrente de entrada do inversor. De modo a determinar o valor máximo de painéis em paralelo por string (Np_{string}^{Max}) é utilizada a equação (28).

Aplicando a equação (28) ao caso de estudo, obtemos que o valor máximo de string de painéis em paralelo para o inversor são de 2 strings por MPPT.

De modo a distribuir 80 painéis a configuração mais adequada foi distribuir 20 painéis em série por 4 strings ligadas nas 4 entradas de MPPT disponíveis no inversor, como representado na Figura (11), assim garantimos que as condições determinadas analiticamente são garantidas.

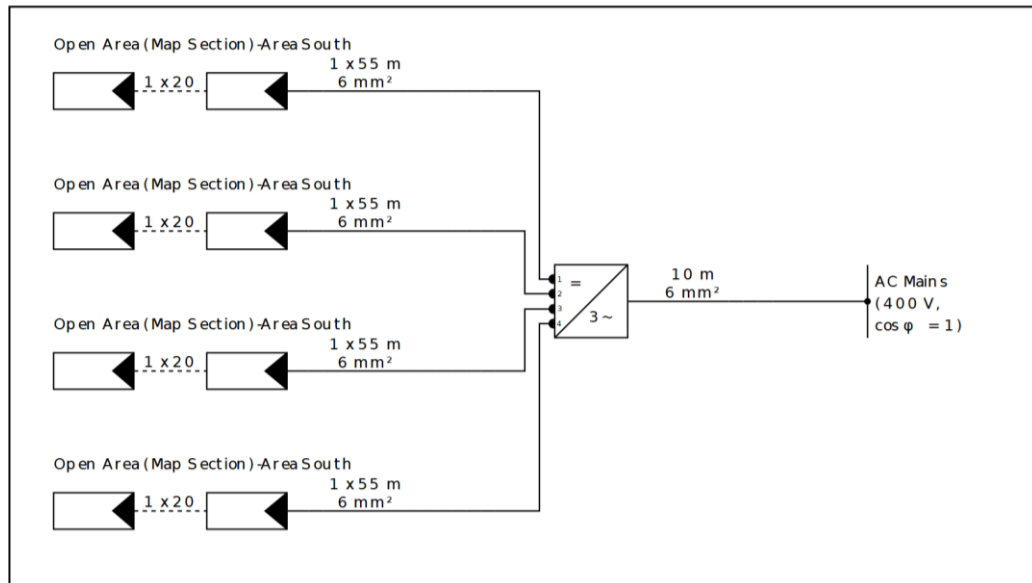


Figura 11 - Representação esquemática da distribuição dos painéis no caso de estudo 3

Seleção dos cabos das strings

Repetindo o mesmo processo utilizado para a seleção dos cabos das strings anteriormente, com já mencionado a norma europeia IEC 60364-7-712 estipula que a cabagem da string deve ser capaz de suportar 1,25 vezes a corrente de curto-circuito (I_{SC}), como descrito na equação (29). Aplicando a equação (29) ao caso de estudo obtemos que, $I_{MAX} = 17,44$ A.

Depois de calculada I_{MAX} é selecionado o cabo garantindo que a corrente máxima admissível (I_Z) seja maior ou superior que o I_{MAX} como representado na expressão (31)

O cabo selecionado foi o PRYSOLAR H1Z2Z2-K de 6mm^2 , representado no Anexo F, com uma $I_Z = 53$ A, para uma instalação em tubo enterrado com resistividade térmica do terreno padrão de $2,5\text{Km/W}$ e temperatura do terreno 25°C , com um método de instalação D1 definido na norma IEC 60364-5-52.

Após a seleção do cabo, ainda é necessário garantir que a queda de tensão no circuito condutor, não é superior a 1 % da tensão nominal do sistema fotovoltaico para as condições de referência, utilizando a equação (32) [35].

Verificando a queda de tensão no caso de estudo, visto que para o cabo selecionado o cálculo da resistividade elétrica do condutor (ρ), é obtido utilizando os dados disponíveis no Anexo F e que cada string é composta por 20 painéis em série, temos que:

$$S = \frac{2 \times 55 \times 13,17 \times (0,00339 \times 6) \times 1}{1\% \times (20 \times 34,6)} = 4,10 \text{ mm}^2 \quad (34)$$

Como a secção S obtida é inferior á selecionada anteriormente, foi garantido que a queda de tenção no cabo é inferior a 1% do seu valor nominal.

Proteções nas strings

No sistema fotovoltaico analisado, cada uma das quatro strings está associada a um MPPT do inversor. De acordo com a norma IEC 60364-7-712, a proteção contra sobrecargas não é necessária se a capacidade de condução de corrente dos cabos for, no mínimo, 1,25 vezes a corrente de curto-circuito (I_{SC}) da string [36].

Além disso, a necessidade de proteção contra curto-circuito depende do número de strings em paralelo. Em sistemas com até duas strings, essa proteção geralmente não é necessária, uma vez que a corrente resultante da falha não ultrapassa a capacidade dos cabos. No entanto, quando existem três ou mais strings em paralelo, a corrente de curto-circuito pode exceder os limites dos cabos, tornando obrigatória a proteção contra sobreintensidades [36].

No presente caso, como cada string está conectada a um MPPT distinto e não há interconexão direta entre elas, a corrente de curto-circuito máxima será limitada á I_{SC} de cada string individualmente. Assim, a instalação segue as diretrizes de segurança sem a necessidade de proteção adicional contra sobreintensidade nos cabos das strings.

Interruptor DC

A norma IEC 60364-7-712 exige que conste na instalação um interruptor de corte geral DC entre os painéis fotovoltaicos e o inversor. O interruptor deve ser projetado para suportar a tensão máxima do circuito aberto do painel fotovoltaico à temperatura de -10°C

(V_{oc}^{Tmin}), além de ser dimensionado para suportar 1,25 vezes a corrente de curto-circuito [36].

Como visto anteriormente cada string é composta por 20 painéis fotovoltaicos em série e V_{oc}^{Tmin} de cada um é de 45 V, ou seja, a tensão máxima da string é cerca de 900 V.

Quanto à corrente necessária a ser suportada pelo interruptor de corte geral equivale a I_{MAX} calculada anteriormente que corresponde a 17,44 A.

Concluindo assim, que o interruptor de corte geral DC deve ser capaz de operar sob uma tensão de 900V e uma corrente de 17,44 A.

5. RESULTADOS OBTIDOS E ANÁLISE ECONÓMICA

Neste capítulo, serão apresentados os resultados obtidos para cada um dos casos de estudo mencionados no capítulo anterior. Os valores mais relevantes para o desenvolvimento deste estudo serão destacados, sendo apresentados de forma clara por meio de gráficos ou tabelas, a fim de compilar as informações essenciais desta dissertação, de maneira mais compreensível. Além disso, serão comparados os diferentes modelos de autoconsumo e retiradas as conclusões correspondentes.

5.1. Caso de estudo 1

Em primeiro lugar, no caso de estudo 1 como podemos constatar no Gráfico (1), todos os membros produzem energia através de cada uma das suas Unidades de Produção para Autoconsumo (UPAC) independentes, aqui o excedente é vendido diretamente á rede, não existindo assim a constituição de patilha de energia em comunidade. Também é possível constatar que, como esperado, os membros com potências contratadas maiores possuem um valor de energia autoconsumida superior, mesmo quando a potência da UPAC instalada é exatamente a mesma que para o utilizador de inferior potência contratada. Algo bastante visível quando se compara o caso do perfil 18 com o do perfil 7.

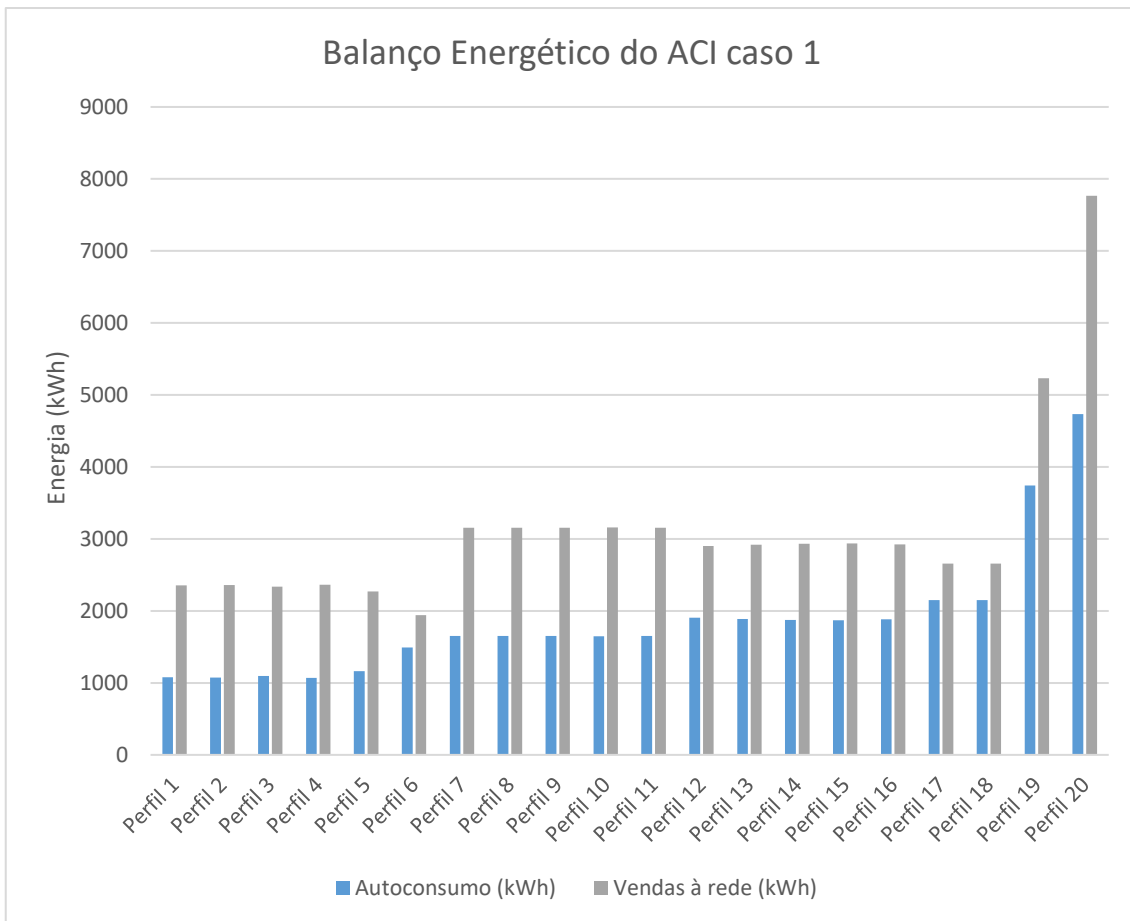


Gráfico 1 - Balanço energético do Autoconsumo Individual no caso de estudo 1

Observando os indicadores económicos obtidos para o caso de estudo 1, representados na Tabela (8) é possível concluir que todos os investimentos são economicamente viáveis, uma vez que o período de retorno do investimento (payback) varia entre 5,65 e 8 anos. Além disso, o Valor Atual Líquido (VAL) e o Custo Nivelado de Energia (CNE) aplicados a 20 anos demonstram valores bastante positivos, com o VAL a variar entre 1216 e 6129 euros e o CNE entre 0,0576 e 0,0774 €/kWh. A Taxa Interna de Retorno (TIR) também reforça a atratividade do investimento, situando-se entre 19% e 25%.

Tabela 8 - Resultados obtidos para o caso de estudo 1

	Perfil 1	Perfil 2	Perfil 3	Perfil 4	Perfil 5	Perfil 6	Perfil 7
Payback (Anos)	7.90	7.94	7.80	8.00	7.46	5.90	6.45
VAL(20)	1216.39	1205.74	1243.87	1189.79	1341.88	1929.28	2146.17
TIR	19.2%	19.1%	19.4%	19.0%	20.0%	23.9%	22.3%
CNE (€/kWh)	0.0636	0.0636	0.0636	0.0636	0.0636	0.0636	0.0576
Investimento	-1589.85	-1589.85	-1589.85	-1589.85	-1589.85	-1589.85	-2018.76
	Perfil 8	Perfil 9	Perfil 10	Perfil 11	Perfil 12	Perfil 13	Perfil 14
Payback	6.46	6.46	6.47	6.45	5.65	5.70	5.76
VAL(20)	2144.57	2145.19	2140.05	2148.73	2612.11	2582.65	2544.25
TIR	22.2%	22.3%	22.2%	22.3%	24.8%	24.6%	24.4%
CNE (€/kWh)	0.0576	0.0576	0.0576	0.0576	0.0576	0.0576	0.0576
Investimento	-2018.76	-2018.76	-2018.76	-2018.76	-2018.76	-2018.76	-2018.76
	Perfil 15	Perfil 16	Perfil 17	Perfil 18	Perfil 19	Perfil 20	
Payback	5.75	5.72	7.56	7.56	6.94	6.20	
VAL(20)	2545.63	2566.97	2236.24	2236.24	4292.71	6129.17	
TIR	24.4%	24.5%	19.7%	19.7%	21.0%	22.9%	
CNE (€/kWh)	0.0576	0.0576	0.0774	0.0774	0.0693	0.0597	
Investimento	-2018.76	-2018.76	-2709.36	-2709.36	-4531.27	-5433.92	

5.2. Caso de estudo 2

Como mencionado anteriormente, neste caso de estudo é representada uma Comunidade Energética Renovável (CER) constituída pelas mesmas Unidades de Produção para Autoconsumo (UPAC) presentes no caso de estudo anterior o que podemos verificar no balanço energético para a CER do caso 2 (Gráfico (2)) visto que, a energia produzida é exatamente a mesma, com a única particularidade de que uma pequena parte dessa energia produzida é vendida á CER. Especificamente, essa parcela corresponde a 2430 kWh, o que representa apenas 3,9% dos excedentes da CER.

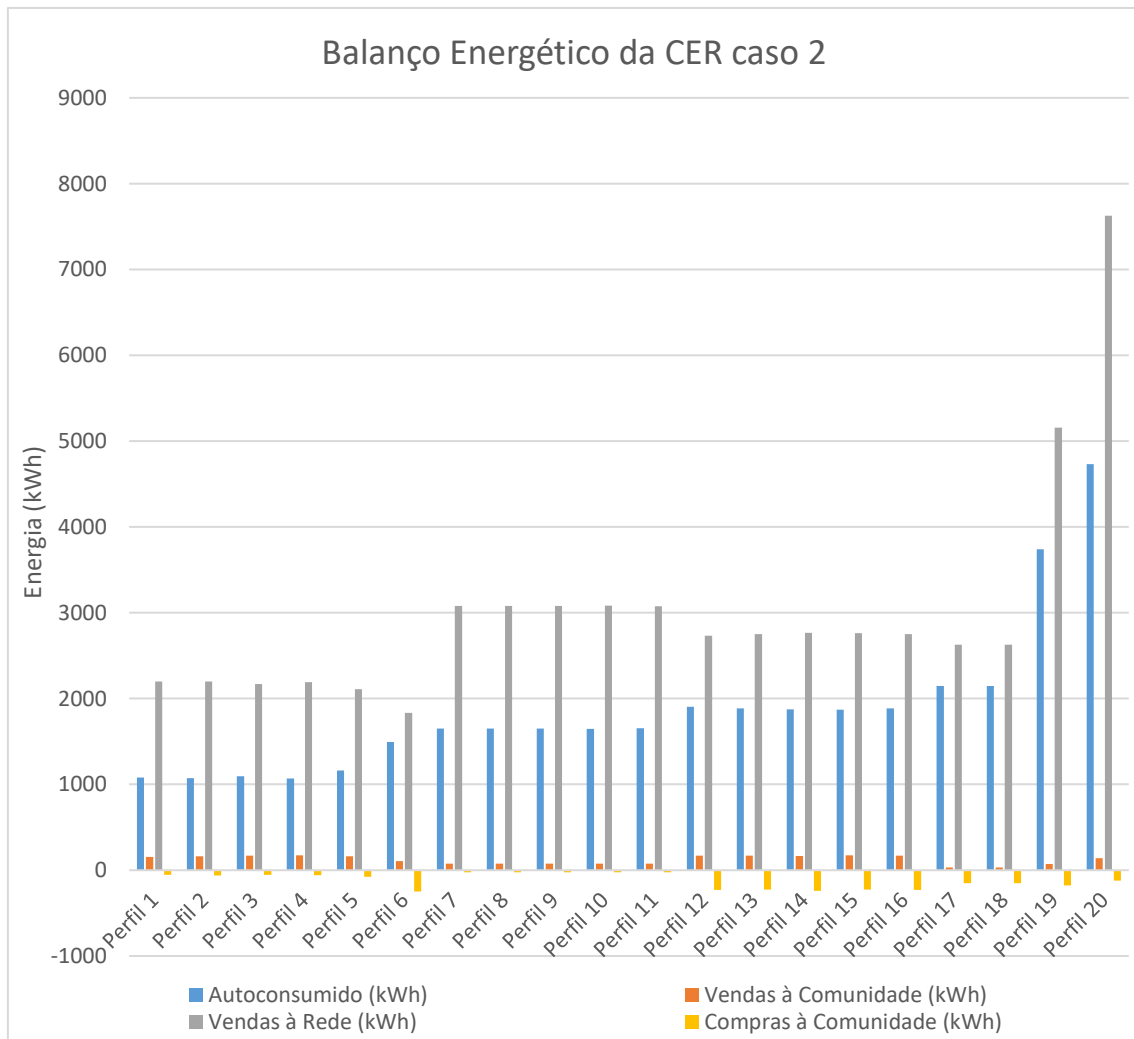


Gráfico 2 - Balanço energético da CER no caso de estudo 2

Avaliando os indicadores económicos obtidos na Tabela (9) é possível concluir que a constituição da CER não se tornou muito vantajosa neste caso de estudo, visto que, temos muita oferta em comparação com a procura. Como todos os membros possuem uma UPAC, nos intervalos com irradiância solar disponível a procura por energia só se verificará, após a energia gerada pela sua própria UPAC for totalmente consumida.

Na Tabela (9), também é possível identificar novos indicadores que representam o valor economizado ao longo de 20 anos ao comprar energia da CER, em vez de adquiri-la da rede. O *Ganho venda à CER (%)* indica a percentagem adicional de receita obtida ao vender energia à CER, em comparação com a receita que seria gerada ao vender diretamente à rede elétrica através de um comercializador, considerando um período de

um ano. Por fim, o *Poupado adesão (%)* caracteriza, o percentual poupado com a adesão à CER em comparação com o que seria gasto na aquisição de energia pela tarifa fixa durante um ano.

Tabela 9 - Resultados obtidos para o caso de estudo 2

	Perfil 1	Perfil 2	Perfil 3	Perfil 4	Perfil 5	Perfil 6	Perfil 7
Payback	7.89	7.93	7.79	7.99	7.46	5.92	6.51
VAL 20 anos	1227.04	1215.82	1255.82	1200.50	1351.56	1933.18	2137.54
TIR	19.2%	19.1%	19.4%	19.0%	20.0%	23.9%	22.3%
CNE (€/kWh)	0.0640	0.0640	0.0640	0.0640	0.0640	0.0640	0.0581
Investimento	-1601.46	-1601.46	-1601.46	-1601.46	-1601.46	-1601.46	-2036.18
Poupado 20 anos (€)	162.37	170.70	139.18	163.95	195.07	696.09	55.55
Ganho venda à CER (%)	3%	3%	3%	3%	3%	3%	1%
Poupado adesão (%)	2%	2%	2%	2%	2%	4%	0%
	Perfil 8	Perfil 9	Perfil 10	Perfil 11	Perfil 12	Perfil 13	Perfil 14
Payback	6.51	6.51	6.52	6.50	5.68	5.72	5.78
VAL 20 anos	2136.10	2136.70	2131.47	2140.30	2618.85	2589.42	2548.08
TIR	22.2%	22.3%	22.2%	22.3%	24.8%	24.6%	24.4%
CNE (€/kWh)	0.0581	0.0581	0.0581	0.0581	0.0581	0.0581	0.0581
Investimento	-2036.18	-2036.18	-2036.18	-2036.18	-2036.18	-2036.18	-2036.18
Poupado 20 anos (€)	56.14	55.66	56.49	55.54	607.84	619.47	636.26
Ganho venda à CER (%)	1%	1%	1%	1%	3%	3%	2%
Poupado adesão (%)	0%	0%	0%	0%	3%	3%	3%
	Perfil 15	Perfil 16	Perfil 17	Perfil 18	Perfil 19	Perfil 20	
Payback	5.78	5.75	7.62	7.62	7.00	6.26	
VAL 20 anos	2550.92	2571.57	2222.28	2222.28	4265.98	6098.26	
TIR	24.4%	24.5%	19.7%	19.7%	21.0%	22.9%	
CNE (€/kWh)	0.0581	0.0581	0.0778	0.0778	0.0698	0.0601	
Investimento	-2036.18	-2036.18	-2726.78	-2726.78	-4566.11	-5480.37	
Poupado 20 anos (€)	574.65	615.55	369.01	369.01	427.81	294.47	
Ganho venda à CER (%)	2%	2%	0%	0%	1%	1%	
Poupado adesão (%)	3%	2%	2%	0%	1%	1%	

5.2.1. Caso de estudo 2.1

Ao visualizar o Gráfico (3), é possível constatar que o caso de estudo 2.1 é baseado no caso de estudo 2, visto que, do perfil 7 ao perfil 20 as produções das UPAC são

mantidas constantes, no entanto neste caso de estudo os primeiros 7 perfis deixam de investir sendo exclusivamente consumidores na CER, que consequentemente provocou um aumento exponencial das trocas de energia na CER, assim sendo o volume de trocas de energia entre os membros da comunidade situou-se em 6503 kWh o que representa 13,4 % do valor total dos excedentes da CER.

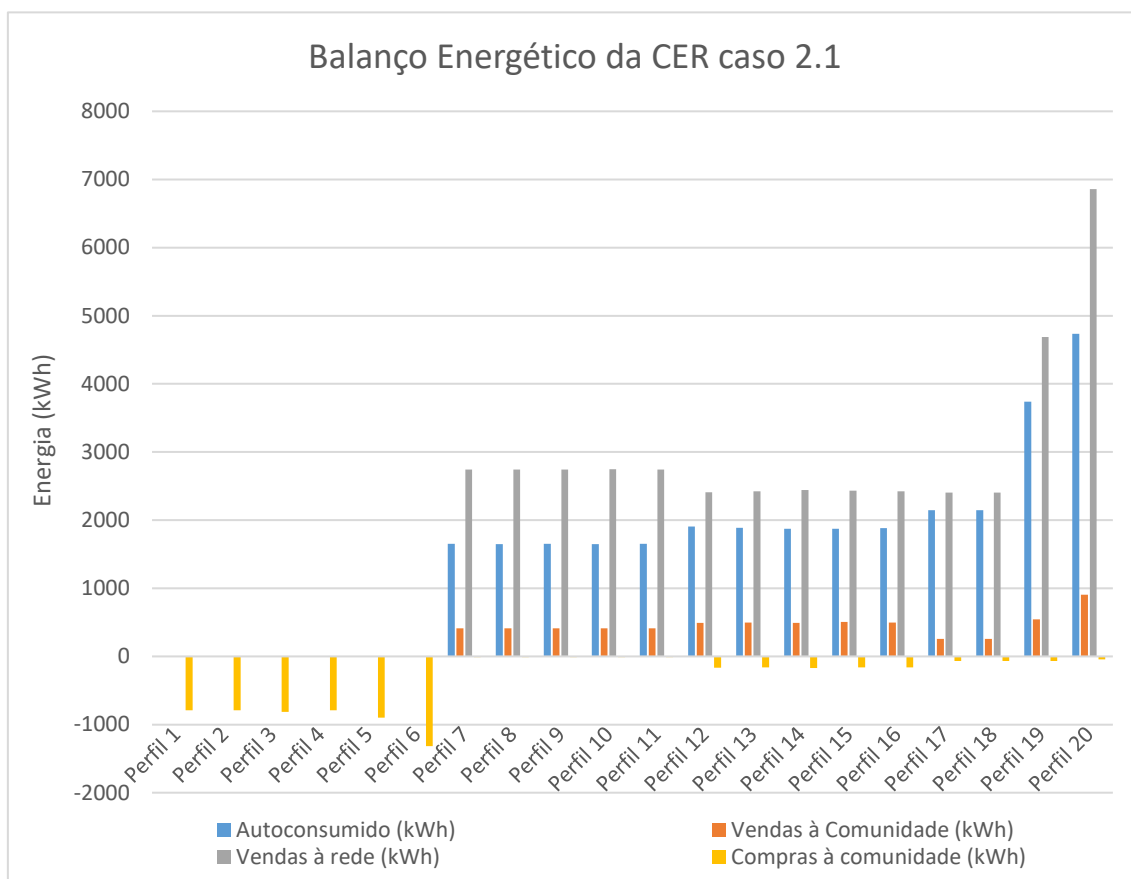


Gráfico 3 -Balanço energético da CER no caso de estudo 2.1

Para o caso 2.1, a perspectiva de criação de uma CER é muito mais favorável em comparação ao caso anterior, consequência da procura de energia pelos membros não investidores. Na tabela (10) é possível verificar um ligeiro aumento do VAL a 20 anos para todos os produtores. Por exemplo, no perfil 13, o VAL passa de 2.589 € para 2.623€. Além disso, os membros apenas consumidores registaram uma poupança média de aproximadamente 17% na compra anual de energia.

Tabela 10 - Resultados obtidos para o caso de estudo 2.1

	Perfil 1	Perfil 2	Perfil 3	Perfil 4	Perfil 5	Perfil 6	Perfil 7
Payback	-	-	-	-	-	-	6.45
VAL 20 anos	-	-	-	-	-	-	2171.86
TIR	-	-	-	-	-	-	22.4%
CNE (€/kWh)	-	-	-	-	-	-	0.0582
Investimento	-	-	-	-	-	-	-2040.36
Poupado 20 anos (€)	2224.65	2229.21	2272.14	2199.80	2450.62	3707.75	20.82
Ganho venda à CER (%)	-	-	-	-	-	-	5%
Poupado adesão (%)	16%	16%	17%	16%	18%	16%	0%
	Perfil 8	Perfil 9	Perfil 10	Perfil 11	Perfil 12	Perfil 13	Perfil 14
Payback	6.45	6.45	6.46	6.44	5.64	5.68	5.74
VAL 20 anos	2170.39	2170.98	2165.84	2174.46	2652.63	2623.40	2581.07
TIR	22.4%	22.4%	22.4%	22.4%	24.9%	24.8%	24.5%
CNE (€/kWh)	0.0582	0.0582	0.0582	0.0582	0.0582	0.0582	0.0582
Investimento	-2040.36	-2040.36	-2040.36	-2040.36	-2040.36	-2040.36	-2040.36
Poupado 20 anos (€)	21.01	20.85	21.12	20.88	440.55	441.85	464.68
Ganho venda à CER (%)	5%	5%	5%	5%	7%	7%	6%
Poupado adesão (%)	0%	0%	0%	0%	2%	2%	2%
	Perfil 15	Perfil 16	Perfil 17	Perfil 18	Perfil 19	Perfil 20	
Payback	5.74	5.70	7.58	7.58	6.96	6.22	
VAL 20 anos	2585.43	2605.66	2242.72	2242.72	4310.03	6173.71	
TIR	24.6%	24.7%	19.8%	19.8%	21.1%	23.1%	
CNE (€/kWh)	0.0582	0.0582	0.0779	0.0779	0.0699	0.0602	
Investimento	-2040.36	-2040.36	-2730.96	-2730.96	-4574.47	-5491.52	
Poupado 20 anos (€)	413.06	443.97	162.38	162.38	164.11	102.95	
Ganho venda à CER (%)	7%	7%	4%	4%	4%	4%	
Poupado adesão (%)	2%	1%	1%	0%	0%	0%	

5.2.2. Caso de estudo 2.2

Ao avaliar o Gráfico (4), observa-se que o número de produtores diminuiu novamente, provocando uma redução na potência total instalada da comunidade, reduzindo assim a oferta para todos os membros. Por outro lado, as tendências do aumento

de trocas energéticas entre os membros da comunidade mantêm-se com a redução de produtores.

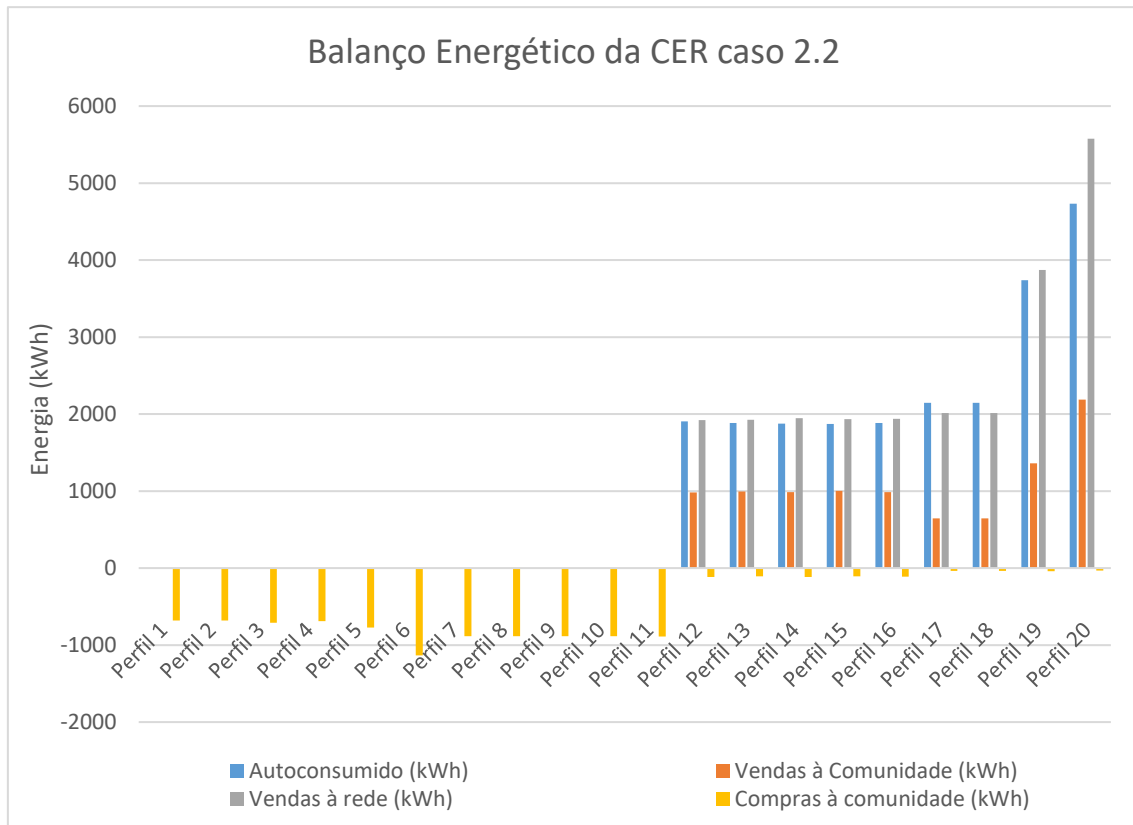


Gráfico 4 - Balanço energético da CER no caso de estudo 2.2

Avaliando os resultados da Tabela (11), é nos possível concluir que com o aumento da procura na CER, a quantidade poupada na compra de energia á CER reduziu ligeiramente para os membros que eram apenas compradores no caso 2.1. Por exemplo, para o perfil 1, o valor poupado ao longo de 20 anos reduziu de 2.224 € para 1.927 €. Por outro lado, os produtores beneficiaram-se do aumento das vendas à comunidade, refletindo-se na melhoria dos seus indicadores económicos. Com o aumento das vendas à comunidade, os produtores saíram beneficiados. O VAL cresceu, refletindo um retorno financeiro maior, a TIR subiu, tornando o investimento mais atrativo, e o Payback encurtou, reduzindo o tempo necessário para recuperar o investimento.

Tabela 11 - Resultados obtidos para o caso de estudo 2.2

	Perfil 1	Perfil 2	Perfil 3	Perfil 4	Perfil 5	Perfil 6	Perfil 7
Payback	-	-	-	-	-	-	-
VAL 20 anos	-	-	-	-	-	-	-
TIR	-	-	-	-	-	-	-
CNE (€/kWh)	-	-	-	-	-	-	-
Investimento	-	-	-	-	-	-	-
Poupado 20 anos (€)	1927.71	1939.36	2003.70	1924.90	2116.93	3212.85	2467.23
Ganho venda à CER (%)	-	-	-	-	-	-	-
Poupado adesão (%)	14%	14%	15%	14%	15%	14%	12%
	Perfil 8	Perfil 9	Perfil 10	Perfil 11	Perfil 12	Perfil 13	Perfil 14
Payback	-	-	-	-	5.38	5.43	5.47
VAL 20 anos	-	-	-	-	2827.10	2794.95	2762.00
TIR	-	-	-	-	25.1%	24.9%	24.7%
CNE (€/kWh)	-	-	-	-	0.0584	0.0584	0.0584
Investimento	-	-	-	-	-2049.62	-2049.62	-2049.62
Poupado 20 anos (€)	2467.29	2464.26	2458.98	2473.18	300.68	290.97	316.19
Ganho venda à CER (%)	-	-	-	-	13%	13%	13%
Poupado adesão (%)	12%	12%	12%	12%	2%	2%	2%
	Perfil 15	Perfil 16	Perfil 17	Perfil 18	Perfil 19	Perfil 20	
Payback	5.48	5.44	7.45	7.45	6.86	6.13	
VAL 20 anos	2752.50	2779.95	2313.42	2313.42	4425.11	6325.95	
TIR	24.7%	24.8%	19.9%	19.9%	21.2%	23.2%	
CNE (€/kWh)	0.0584	0.0584	0.0782	0.0782	0.0702	0.0605	
Investimento	-2049.62	-2049.62	-2740.22	-2740.22	-4592.98	-5516.21	
Poupado 20 anos (€)	279.96	303.01	85.60	85.60	98.40	74.30	
Ganho venda à CER (%)	13%	13%	9%	9%	10%	10%	
Poupado adesão (%)	1%	1%	0%	0%	0%	0%	

5.2.3. Caso de estudo 2.3

Neste último caso de estudo constituído por múltiplas UPAC, é possível observar no Gráfico (5), que com a diminuição drástica na energia produzida pela Comunidade

como um todo, a quantidade de energia que é vendida à rede representa uma pequena parte da energia total produzida.

Outra característica visível no Gráfico (5) é que, com o aumento dos membros não produtores, o valor comprado à CER pelos Perfis que eram apenas consumidores no caso 2.2 reduziu consideravelmente, fruto do aumento da procura e redução da oferta na CER.

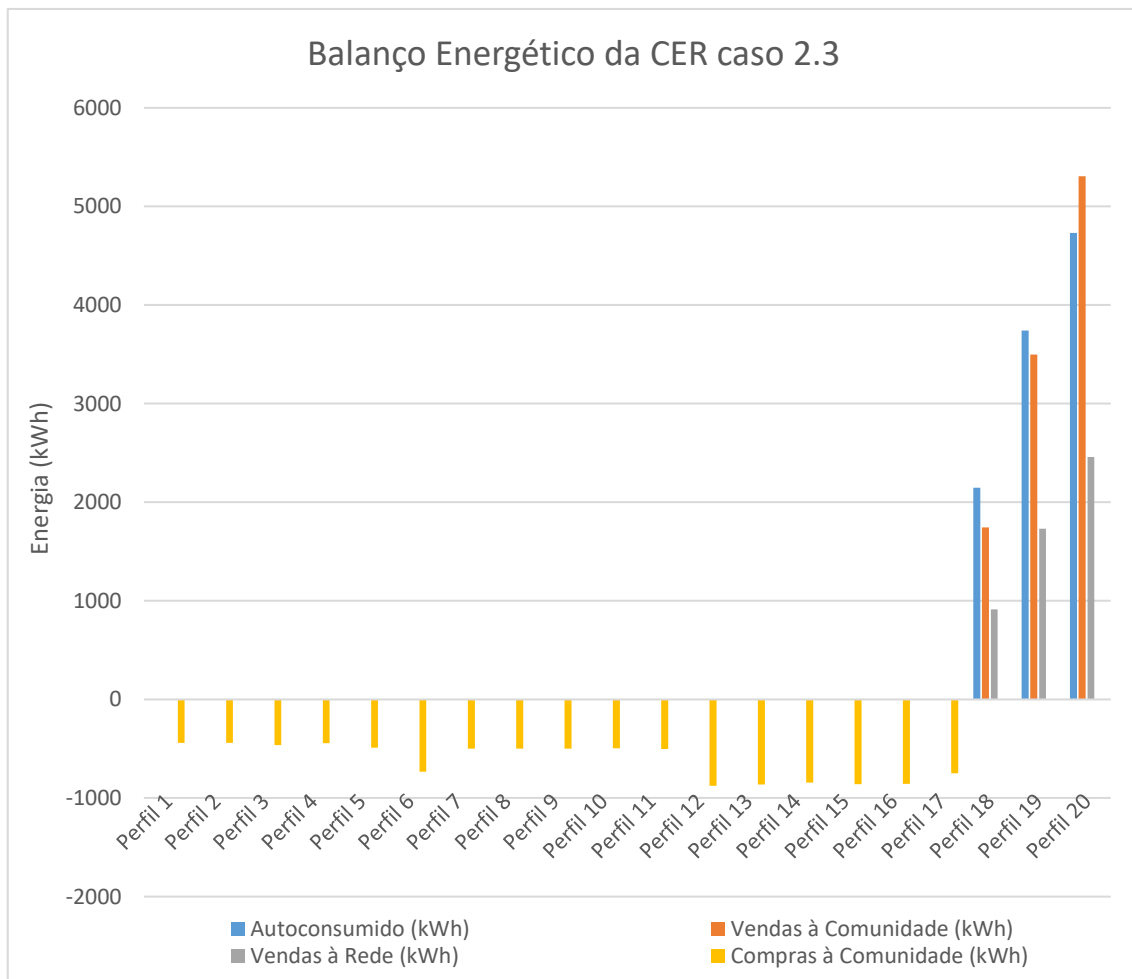


Gráfico 5 - Balanço energético da CER no caso de estudo 2.3

A maior diferença deste caso de estudo 2.3 comparado com os anteriores, é o facto de o percentual de ganhos por venda à comunidade estar no seu valor máximo entre todos os casos, causado pelo impacto da redução da oferta de energia na comunidade, o que por sua vez também provocou uma redução no ganho percentual da adesão.

Outro fator evidenciado na Tabela (12) é o aumento do investimento individual ao longo dos casos de estudo sendo o valor máximo no caso 2.3, isto acontece devido à divisão dos encargos de constituição da CER que cada vez são divididos por menos investidores.

Tabela 12 - Resultados obtidos para o caso de estudo 2.3

	Perfil 1	Perfil 2	Perfil 3	Perfil 4	Perfil 5	Perfil 6	Perfil 7
Payback	-	-	-	-	-	-	-
VAL 20 anos	-	-	-	-	-	-	-
TIR	-	-	-	-	-	-	-
CNE (€/kWh)	-	-	-	-	-	-	-
Investimento	-	-	-	-	-	-	-
Poupado 20 anos (€)	1270.64	1294.19	1345.12	1269.69	1369.24	2117.74	1441.95
Ganho venda à CER (%)	-	-	-	-	-	-	-
Poupado adesão (%)	9%	9%	10%	9%	10%	9%	7%
	Perfil 8	Perfil 9	Perfil 10	Perfil 11	Perfil 12	Perfil 13	Perfil 14
Payback	-	-	-	-	-	-	-
VAL 20 anos	-	-	-	-	-	-	-
TIR	-	-	-	-	-	-	-
CNE (€/kWh)	-	-	-	-	-	-	-
Investimento	-	-	-	-	-	-	-
Poupado 20 anos (€)	1441.29	1439.17	1436.08	1446.30	2550.54	2534.66	2449.68
Ganho venda à CER (%)	-	-	-	-	-	-	-
Poupado adesão (%)	7%	7%	7%	7%	9%	9%	9%
	Perfil 15	Perfil 16	Perfil 17	Perfil 18	Perfil 19	Perfil 20	
Payback	-	-	-	7.43	6.82	6.07	
VAL 20 anos	-	-	-	2356.66	4537.00	6527.57	
TIR	-	-	-	20.1%	21.4%	23.5%	
CNE (€/kWh)	-	-	-	0.0790	0.0711	0.0613	
Investimento	-	-	-	-2772.89	-4658.33	-5603.33	
Poupado 20 anos (€)	2486.23	2376.11	2059.72	1.79	0.51	0	
Ganho venda à CER (%)	-	-	-	23%	23%	24%	
Poupado adesão (%)	9%	6%	7%	0%	0%	0%	

5.2.4. Comparação e Conclusões

A comparação entre os casos de estudo 2 é de extrema importância pois permite nos identificar diversos fatores que, à primeira vista, podem não ser muito evidentes.

Como, por exemplo, o impacto das variações na energia disponível e na procura dentro de uma CER. Constatou-se que, com a redução da produção de energia renovável e o aumento da procura na CER, os membros produtores tinham um percentual de ganhos pela aderência à CER tendendo para 25%. Isso ocorre porque, segundo as condições de partilha estabelecidas anteriormente, o produtor, na melhor das hipóteses (vendendo 100% à CER), teria um ganho de 25%.

Além do impacto das variações na produção da CER, também foi possível constatar que os custos associados à criação da CER são significativos. Isso porque, quando há um número menor de investidores, os encargos são distribuídos entre menos membros, resultando em um aumento, ainda que pequeno, no Custo Nivelado de Energia (CNE).

Adicionalmente, verificou-se a importância que os membros apenas consumidores têm neste modelo de CER pois, olhando para o caso de estudo 2 com a ausência de procura, a existência da CER não tem muito fundamento pois o benefício económico e social não está presente nesse caso de estudo.

Por fim, concluiu-se que o caso de estudo 2.2 é o mais vantajoso do ponto de vista económico, para a comunidade em geral, pois representa um equilíbrio entre a oferta e a procura. Este cenário corresponde ao ponto de convergência entre os benefícios da adesão tanto para os membros produtores como para os membros exclusivamente consumidores.

5.3. Caso de estudo 3

O caso de estudo 3, como mencionado no capítulo 4, consiste numa CER composta por apenas uma UPAC (centralizada). A seleção da potência da UPAC instalada teve por base o caso de estudo mais vantajoso para a comunidade em geral entre os casos de estudo 2, uma vez que o objetivo deste caso é avaliar o impacto de uma configuração centralizada em comparação com as opções analisadas anteriormente. Desta forma, pretende-se perceber até que ponto a centralização da produção pode influenciar os membros da CER e a viabilidade económica do projeto.

Analisando o Gráfico (6), é possível constatar que o balanço energético do caso 3 é muito semelhante ao balanço do caso 2.2 o que é algo esperado, visto que, a produção total é a mesma e a procura energética na comunidade também.

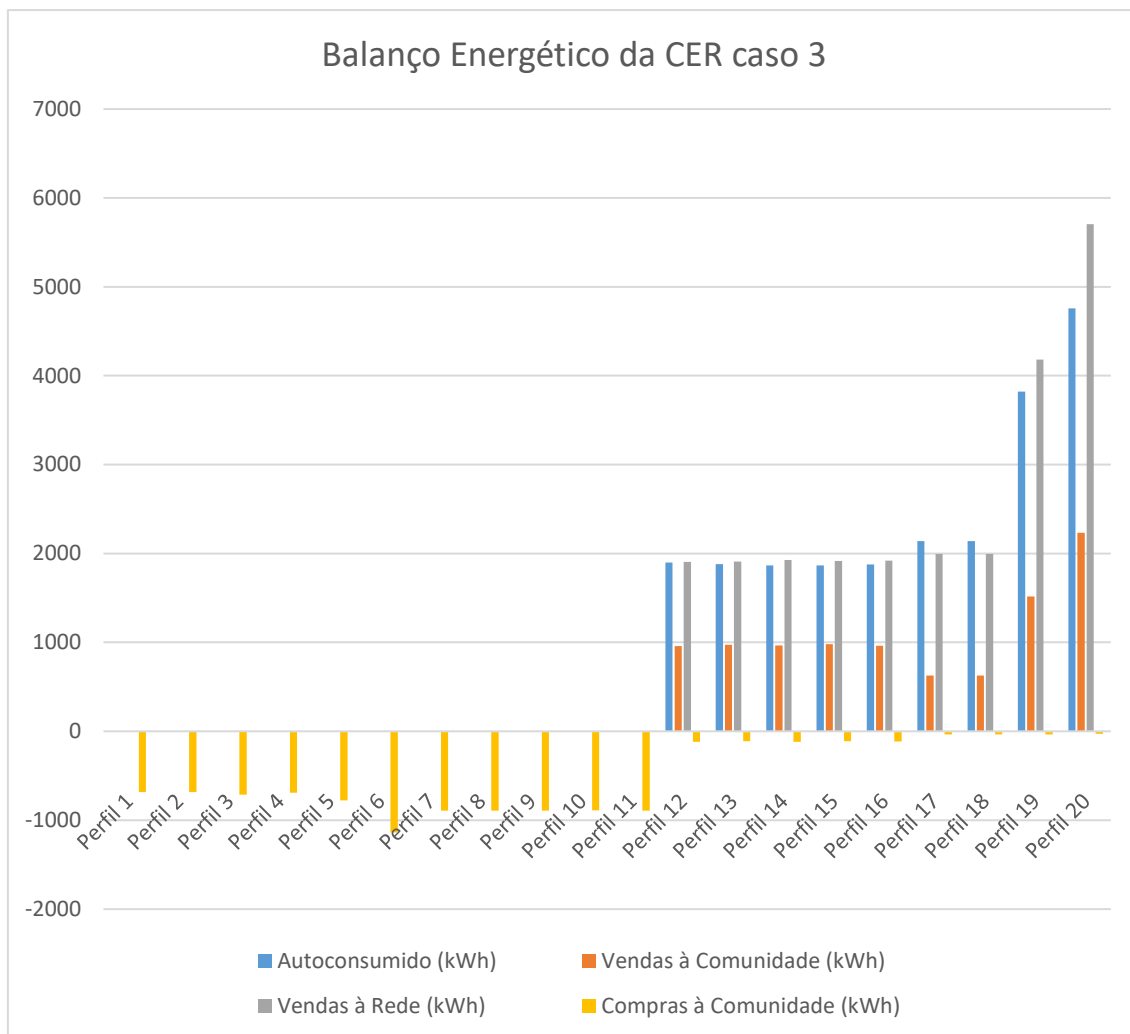


Gráfico 6 - Balanço energético da CER no caso de estudo 3

Neste último caso de estudo 3, comparando a Tabela (13) com a tabela de resultados do caso de estudo 2.2 (Tabela (11)). é possível perceber, que os membros exclusivamente consumidores não sofreram nenhuma alteração significativa, algo expectável pois, a produção da CER é praticamente a mesma nos dois casos assim como a procura de energia.

Para os membros investidores, as conclusões não são assim tão lineares, uma vez que, conforme se observa na Tabela 13, o Payback para a maior parte dos membros produtores passou a demorar mais tempo, quando comparado com os valores para o caso de estudo 2.2 (Tabela 11), com exceção dos perfis 17 e 18, que apresentam um investimento menor para a mesma potência instalada. Já o VAL a 20 anos reduziu para todos os produtores, refletindo o impacto da utilização da RESP para o autoconsumo

Tabela 13 - Resultados obtidos para o caso de estudo 3

	Perfil 1	Perfil 2	Perfil 3	Perfil 4	Perfil 5	Perfil 6	Perfil 7
Payback	-	-	-	-	-	-	-
VAL 20 anos	-	-	-	-	-	-	-
TIR	-	-	-	-	-	-	-
CNE (€/kWh)	-	-	-	-	-	-	-
Investimento	-	-	-	-	-	-	-
Poupado 20 anos (€)	1936.33	1947.96	2011.62	1933.11	2127.36	3227.22	2480.66
Ganho venda á CER (%)	-	-	-	-	-	-	-
Poupado adesão (%)	14%	14%	15%	14%	16%	14%	12%
	Perfil 8	Perfil 9	Perfil 10	Perfil 11	Perfil 12	Perfil 13	Perfil 14
Payback	-	-	-	-	6.01	6.07	6.12
VAL 20 anos	-	-	-	-	1998.95	1972.74	1944.26
TIR	-	-	-	-	21.5%	21.3%	21.1%
CNE (€/kWh)	-	-	-	-	0.0599	0.0599	0.0599
Investimento	-	-	-	-	-2115.9	-2115.9	-2115.9
Poupado 20 anos (€)	2480.75	2477.70	2472.40	2486.62	309.95	300.62	326.25
Ganho venda á CER (%)	-	-	-	-	13%	13%	12%
Poupado adesão (%)	12%	12%	12%	12%	2%	2%	2%
	Perfil 15	Perfil 16	Perfil 17	Perfil 18	Perfil 19	Perfil 20	
Payback	6.14	6.09	5.72	5.72	6.32	6.69	
VAL 20 anos	1935.54	1958.95	2166.63	2166.63	3685.41	4449.43	
TIR	21.2%	21.2%	23.0%	23.0%	21.3%	20.3%	
CNE (€/kWh)	0.0599	0.0599	0.0599	0.0599	0.0599	0.0599	
Investimento	-2115.9	-2115.9	-2115.9	-2115.9	-4231.8	-5642.4	
Poupado 20 anos (€)	288.77	313.05	88.33	88.33	80.74	70.30	
Ganho venda á CER (%)	13%	13%	9%	9%	10%	10%	
Poupado adesão (%)	2%	1%	0%	0%	0%	0%	

5.3.1. Comparação com o modelo de CER anterior

Com um nível maior de detalhe, procederemos à comparação entre o caso de estudo 2.2 e o Caso de estudo 3, com o intuito de perceber quais as vantagens ou desvantagens de cada modelo e o porquê do caso de estudo 2.2 ser mais vantajoso em comparação com o modelo de uma única UPAC.

Comparando os custos totais de cada CER presentes na Tabela (14), permite-nos concluir que como um todo, o caso 3 teve um valor de execução ligeiramente menor, o que não significa que todos os membros tenham reduzido os custos de aquisição pois, como observado anteriormente apenas dois dos membros investidores conseguiram reduzir os seus custos iniciais onde, notoriamente esses eram os membros que possuíam as UPAC com menor custo-benefício no caso de estudo 2.2.

Tabela 14 - Custos totais da CER para o caso 2.2 e para o caso 3

	Caso 2.2	Caso 3
Inversores	7,633.51 €	3,636.00 €
Painéis	6,563.20 €	4,972.28 €
Estrutura	2,714.00 €	3,320.08 €
Cabelagem	1,305.00 €	530.00 €
Proteções	539.22 €	196.08 €
Contador Totalizador	914.00 €	457.00 €
Mão de obra	3,933.79 €	6,164.00 €
Criação da CER	360.00 €	360.00 €
Envio	1,875.00 €	310.00 €
Terreno	-	4,500.00 €
Licenciamento da UPAC + Inspeção	-	240.00 €
Total	25,837.72 €	24,685.44 €

Analisando dos Gráficos (8) e (9) de distribuição dos custos das CER, é nos possível observar que numa CER constituída por uma única UPAC, existem alguns benefícios económicos nesse modelo, nomeadamente a redução de custos de aquisição de painéis fotovoltaicos, visto que, a aquisição de painéis em grande volume reduz o preço por unidade. Foi verificada também uma redução de custos de inversores, pois as aquisições de inversores de maiores potências tendem a ser mais eficientes economicamente. O último benefício observado foi, a redução de despesas de envio e cabeleagem, são provenientes da menor necessidade de quantidade de material e de uma logística mais simplificada.

Quanto às desvantagens económicas para o modelo constituído por uma única UPAC, o aumento da mão de obra e a aquisição do terreno são os gastos que mais impactam na estrutura de custos total, tornando o modelo centralizado ligeiramente mais atrativo quanto aos investimentos iniciais

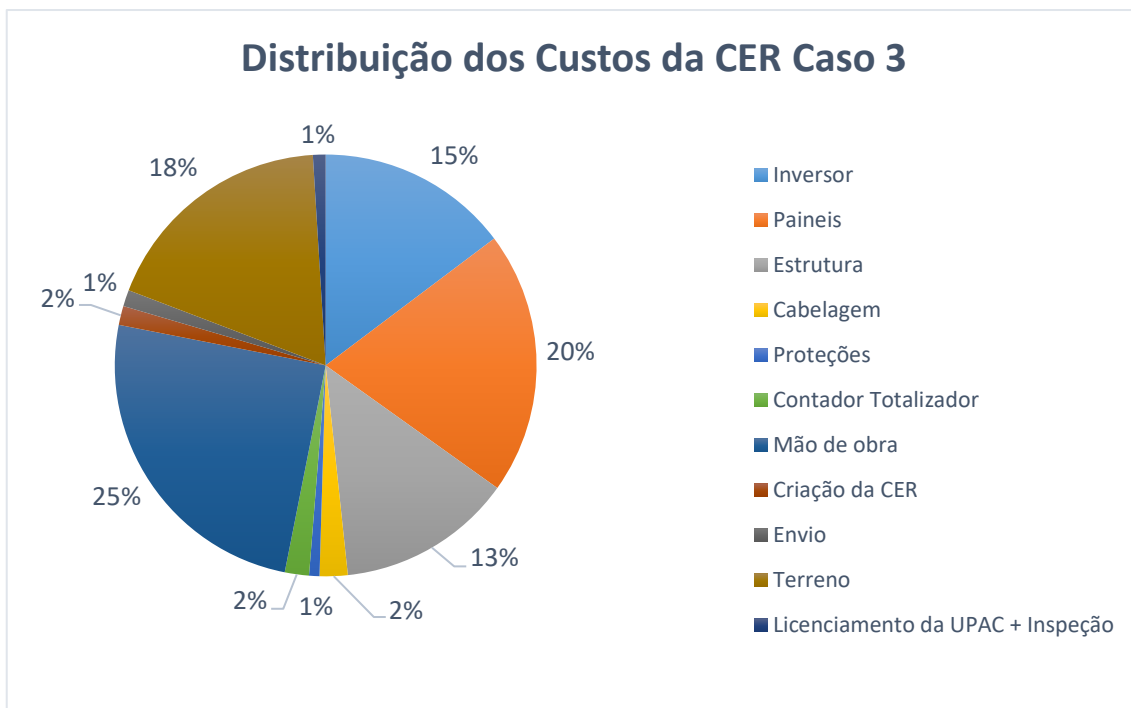


Gráfico 7 - Distribuição de custos da CER para o caso de estudo 3

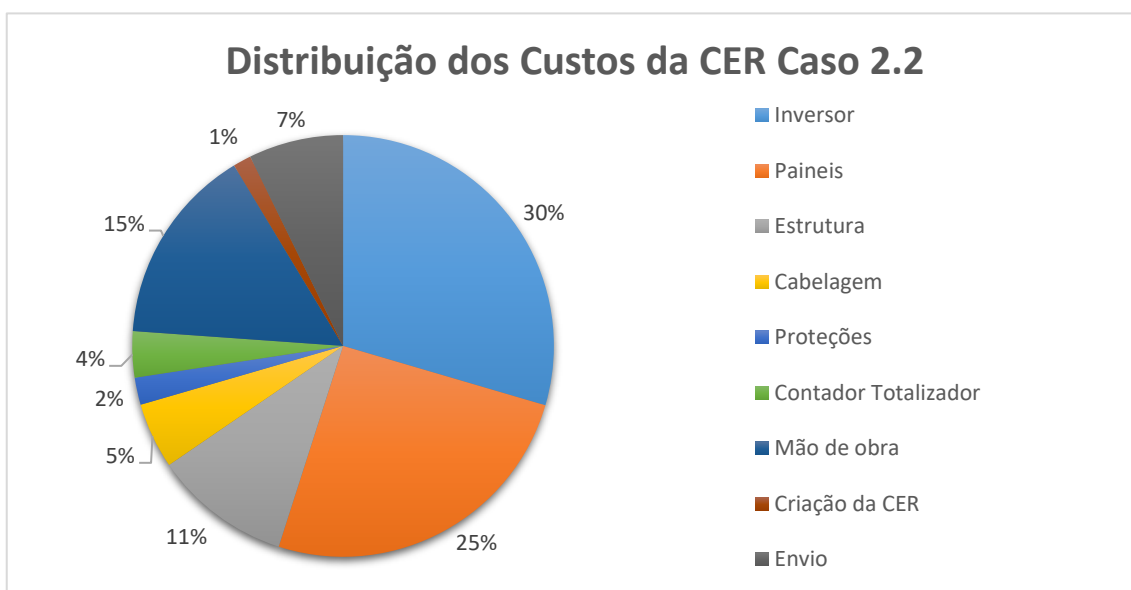


Gráfico 8 - Distribuição de custos da CER para o caso de estudo 2.2

De modo a compreender a causa da discrepância dos valores económicos, entre os dois casos de estudo, avaliados para o tempo de vida útil das UPAC, nomeadamente o Valor Atual Líquido (VAL) e a Taxa Interna de Retorno (TIR) assim como o Payback presentes nas Tabelas (11) e (13). Foi necessário analisar os cash-flows de ambos os casos de estudo representados nas Tabelas (16) e (17).

Tabela 15 - Cash-flows do caso de estudo 2.2

ANO	Perfil 12	Perfil 13	Perfil 14	Perfil 15	Perfil 16	Perfil 17	Perfil 18	Perfil 19	Perfil 20
0	-2049.62	-2049.62	-2049.62	-2049.62	-2049.62	-2740.22	-2740.22	-4592.98	-5516.21
1	472.56	469.80	465.47	466.01	467.80	499.48	499.48	893.51	1175.46
2	484.20	481.37	476.94	477.49	479.32	511.76	511.76	915.48	1204.39
3	496.11	493.22	488.67	489.23	491.11	524.32	524.32	937.97	1234.00
4	508.30	505.34	500.67	501.25	503.18	537.17	537.17	960.98	1264.30
5	520.77	517.74	512.96	513.55	515.53	550.32	550.32	984.52	1295.31
6	533.54	530.43	525.53	526.14	528.16	563.78	563.78	1008.62	1327.04
7	546.61	543.42	538.40	539.02	541.09	577.55	577.55	1033.27	1359.51
8	559.97	556.71	551.57	552.21	554.33	591.63	591.63	1058.49	1392.73
9	573.65	570.30	565.04	565.69	567.87	606.05	606.05	1084.30	1426.73
10	587.65	584.22	578.82	579.49	581.72	620.79	620.79	1110.71	1461.51
11	601.97	598.45	592.92	593.61	595.89	635.88	635.88	1137.72	1497.09
12	616.61	613.01	607.35	608.05	610.39	651.31	651.31	1165.35	1533.49
13	631.60	627.91	622.11	622.83	625.22	667.10	667.10	1193.62	1570.72
14	646.93	643.15	637.20	637.94	640.40	683.24	683.24	1222.54	1608.82
15	662.61	658.74	652.65	653.40	655.92	699.76	699.76	1252.11	1647.78
16	678.65	674.68	668.44	669.22	671.79	716.65	716.65	1282.36	1687.63
17	695.06	690.99	684.60	685.39	688.03	733.92	733.92	1313.30	1728.40
18	711.84	707.67	701.12	701.94	704.64	751.59	751.59	1344.94	1770.08
19	729.00	724.73	718.02	718.86	721.63	769.65	769.65	1377.30	1812.72
20	746.55	742.18	735.31	736.16	739.00	788.13	788.13	1410.38	1856.32

Tabela 16 - Cash-flows do caso de estudo 3

ANO	Perfil 12	Perfil 13	Perfil 14	Perfil 15	Perfil 16	Perfil 17	Perfil 18	Perfil 19	Perfil 20
0	-2115.89	-2115.90	-2115.90	-2115.90	-2115.90	-2115.90	-2115.90	-4231.79	-5642.39
1	443.76	441.23	437.08	437.71	439.28	474.30	474.30	879.69	1121.96
2	454.67	452.08	447.83	448.48	450.08	485.98	485.98	901.33	1149.55
3	465.86	463.21	458.85	459.51	461.16	497.94	497.94	923.50	1177.81
4	477.32	474.60	470.14	470.81	472.50	510.20	510.20	946.22	1206.77
5	489.06	486.28	481.70	482.39	484.12	522.76	522.76	969.50	1236.44
6	501.10	498.24	493.55	494.26	496.03	535.63	535.63	993.34	1266.84
7	513.42	510.49	505.69	506.41	508.23	548.81	548.81	1017.77	1297.99
8	409.13	406.99	402.67	403.51	404.80	434.24	434.24	807.96	1032.61
9	419.16	416.97	412.54	413.41	414.72	444.90	444.90	827.77	1057.91
10	429.44	427.19	422.66	423.54	424.89	455.82	455.82	848.07	1083.83
11	439.97	437.67	433.02	433.92	435.31	467.00	467.00	868.86	1110.38
12	450.76	448.40	443.63	444.56	445.98	478.46	478.46	890.15	1137.59
13	461.81	459.39	454.50	455.46	456.91	490.20	490.20	911.97	1165.45
14	473.13	470.65	465.64	466.62	468.11	502.22	502.22	934.33	1194.00
15	484.73	482.19	477.05	478.06	479.58	514.55	514.55	957.22	1223.24
16	496.61	494.00	488.74	489.77	491.33	527.17	527.17	980.68	1253.20
17	508.78	506.11	500.72	501.77	503.37	540.10	540.10	1004.71	1283.89
18	521.25	518.51	512.99	514.07	515.71	553.34	553.34	1029.33	1315.33
19	534.02	531.22	525.56	526.66	528.34	566.91	566.91	1054.55	1347.54
20	547.10	544.23	538.43	539.56	541.29	580.82	580.82	1080.38	1380.53

Analisando os cash-flows de ambos os casos de estudo (Tabelas (15) e (16)) é possível constatar que os cash-flows do caso de estudo 3 são ligeiramente inferiores nos primeiros 7 anos de implementação da UPAC, no entanto, a partir do 8º ano de atividade, a diferença é acentuada. A causa para essa diferença está no facto de que no caso de estudo 3 está a ser utilizada a RESP para realizar o autoconsumo, e como para projetos de ACI ou CER existe uma isenção dos CEIG a 100% nos primeiros 7 anos de implementação da UPAC, segundo o Despacho n.º 1393/2025 [12]. Não se nota uma grande diferença enquanto a isenção é aplicada, no entanto, após serem retirados os apoios para a utilização da RESP o impacto nos cash-flows é significativo.

Perspetivando os impactos ambientais de cada um dos modelos de Comunidades Energéticas Renováveis (CER) apresentados anteriormente, é um facto que a comunidade constituída pelas diversas UPAC implementadas em cada instalação de utilização induz um impacto ambiental muito menor. Isto porque, como as UPAC são instaladas nos telhados das residências dos membros investidores, as alterações ao meio ambiente são praticamente nulas. Em contrapartida, no caso de estudo 3, onde é necessária a ocupação de um espaço para a implementação da UPAC única, e caso não seja feita uma avaliação dos impactos causados pela instalação das mesmas, a repercussão na fauna e na flora pode ser considerável. A instalação de UPAC em zonas florestais promove eventualmente a desflorestação da área ocupada pela UPAC e alguns metros nas imediações, condicionado pela ânsia de evitar o sombreamento causado pela vegetação nas redondezas.

5.4. Comparação entre Autoconsumo Individual e CER

Comparando os resultados obtidos podemos concluir que, nem sempre é evidente qual dos modos de autoconsumo é o mais vantajoso até porque foram apresentados dois casos de estudo onde os membros investidores se sujeitavam a um modelo mais desvantajoso economicamente ao estar numa Comunidade Energética Renovável (CER), nomeadamente o caso 2 e o caso 3. Por outro lado, também foram apresentados casos que beneficiavam todos os membros da comunidade tanto investidores como consumidores, que no caso foram os casos de estudo 2.1, 2.2 e o 2.3 onde o benefício entre investidores e consumidores variava consoante a procura e a oferta, no entanto todos os membros obtinham benefícios de qualquer uma das maneiras.

6. CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS

6.1. Conclusões Principais

A transição energética para fontes renováveis é um dos principais desafios da atualidade, e este estudo procurou contribuir para o entendimento das vantagens e limitações entre o autoconsumo individual e as comunidades energéticas renováveis (CER). Através da comparação de diferentes cenários, foi possível analisar a viabilidade técnica e económica de cada abordagem, fornecendo uma base sólida para a tomada de decisões, sobre qual solução melhor se adapta a determinados perfis de consumo e contextos regulatórios.

Os resultados indicam que o autoconsumo individual é uma opção viável para consumidores que desejam autonomia energética e controlo sobre a sua produção e consumo. No entanto, como produtor a participação em uma CER pode oferecer benefícios adicionais, como a venda do excedente a outros membros da CER a valores mais lucrativos, dos que normalmente se obteria a vender diretamente à rede. As CER também permitem a inclusão de consumidores que, de outra forma, teriam dificuldade em investir em soluções de produção própria, tanto por motivos económicos ou por falta de área disponível para a implementação de uma Unidade de Produção para Autoconsumo (UPAC), promovendo maior equidade e acesso à energia renovável, a preços mais competitivos.

A análise económica reforçou essa percepção. Embora o autoconsumo individual tenha um retorno mais previsível para quem pode investir, as CER permitem um aproveitamento otimizado dos recursos e um custo mais equilibrado para todos. No entanto, para que uma CER tenha longevidade e beneficie todos os participantes de forma justa, é fundamental que o modelo de partilha seja bem estruturado. A definição de regras claras para a distribuição da energia gerada, considerando as necessidades e contribuições de cada membro, é essencial para garantir a sustentabilidade do projeto. Sem um modelo sólido e transparente, podem surgir conflitos que comprometam a viabilidade da comunidade a longo prazo.

Em termos de sustentabilidade, ambos os modelos contribuem significativamente para a redução das emissões de gases de efeito estufa e para o aumento da penetração das energias renováveis no sistema elétrico. No entanto, a abordagem coletiva das CER, poderá causar um impacto na fauna e flora, dependendo do local de instalação, visto que

pode promover medidas de desflorestação, tanto para o local da implementação como nos arredores para evitar o sombreamento.

Por fim, esta dissertação confirmou que não existe uma resposta única para todos os casos, e que a escolha depende dos objetivos e posses económicas de cada um. O desenvolvimento de políticas públicas que incentivem tanto o autoconsumo individual quanto as CER podem acelerar a transição para um sistema energético mais limpo, eficiente e acessível.

6.2. Limitações do Estudo

A primeira limitação, está no facto das análises dos casos de estudo terem sido feitas com dados de produção e consumo estimados, o que nos dá uma base sólida para o caso de estudo, no entanto, pode não refletir com total precisão a realidade de todas as situações.

A segunda limitação, é que o estudo considerou o atual enquadramento legal aplicado as Comunidades Energéticas Renováveis (CER) e as Unidades de Produção para Autoconsumo (UPAC) em Portugal, mas possíveis mudanças na legislação podem alterar a viabilidade dos modelos analisados.

A última limitação, foi o facto de se ter considerado que os participantes no caso de estudo mantêm os padrões de consumo energéticos ao longo dos anos, não considerando fatores como, mudança de hábitos, aumento da eficiência energética e entre outros, que podem influenciar significativamente os resultados.

6.3. Trabalhos futuros

A dissertação apresentada abre caminho para possíveis aprofundamentos e complementações que podem enriquecer ainda mais o estudo realizado. Desse modo, numa perspetiva de trabalho futuro e continuidade do presente estudo, seria interessante explorar as seguintes propostas:

- A integração de Baterias nos casos de estudo, permitindo avaliar as consequências da implementação de armazenamento.

- Estudar o impacto de diferentes modelos de partilha de energia em Comunidades Energéticas Renováveis (CER)
- Impactos causados na rede elétrica com a produção descentralizada

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] «Recorde de produção de renováveis abastece 71% do consumo de eletricidade em 2024». Acedido: 23 de janeiro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://www.ren.pt/pt-pt/media/noticias/recorde-de-producao-de-renovaveis-abastece-71-do-consumo-de-eletricidade-em-2024>
- [2] «english_paris_agreement.pdf». Acedido: 23 de fevereiro de 2025. [Online]. Disponível em: https://unfccc.int/sites/default/files/english_paris_agreement.pdf
- [3] «The Paris Agreement | UNFCCC». Acedido: 23 de fevereiro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://unfccc.int/process-and-meetings/the-paris-agreement>
- [4] «RNC2050_PT-22-09-2019.pdf». Acedido: 23 de fevereiro de 2025. [Online]. Disponível em: https://unfccc.int/sites/default/files/resource/RNC2050_PT-22-09-2019.pdf
- [5] A. Lusa, «Portugal deixou definitivamente de usar carvão para produzir eletricidade», Observador. Acedido: 23 de março de 2025. [Online]. Disponível em: <https://observador.pt/2021/11/21/portugal-deixou-definitivamente-de-usar-carvao-para-produzir-eletricidade/>
- [6] «Policy brief on renewable energy self-consumption.pdf». Acedido: 23 de fevereiro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://www.interregeurope.eu/sites/default/files/2021-12/Policy%20brief%20on%20renewable%20energy%20self-consumption.pdf>
- [7] «Decreto-Lei n.º 15/2022 | DR». Acedido: 23 de fevereiro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://diariodarepublica.pt/dr/detalhe/decreto-lei/15-2022-177634016>
- [8] «Manual-Digital-Autoconsumo-e-Comunidade-de-Energia-Renovavel-Guia-Legislativo_vs2.pdf». Acedido: 23 de fevereiro de 2025. [Online]. Disponível em: https://www.adene.pt/wp-content/uploads/2022/11/Manual-Digital-Autoconsumo-e-Comunidade-de-Energia-Renovavel-Guia-Legislativo_vs2.pdf
- [9] «Coeficientes de partilha | E-REDES». Acedido: 23 de fevereiro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://www.e-redes.pt/pt-pt/coeficientes-de-partilha-0>
- [10] «3. Enquadramento legal». Acedido: 23 de fevereiro de 2025. [Online]. Disponível em: <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/3-enquadramento-legal/>
- [11] «Despacho n.º 1177/2024 | DR». Acedido: 23 de fevereiro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://diariodarepublica.pt/dr/detalhe/despacho/1177-2024-839796348>
- [12] D. da República, «Análise Jurídica - Despacho n.º 1393/2025», Diário da República. Acedido: 23 de fevereiro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://diariodarepublica.pt/dr/analise-juridica/despacho/1393-2025-905459896>
- [13] Joint Research Centre (European Commission), A. Uihlein, e A. Caramizaru, *Energy communities: an overview of energy and social innovation*. Publications Office of the European Union, 2020. Acedido: 23 de fevereiro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://data.europa.eu/doi/10.2760/180576>
- [14] «Compreender a fatura - ERSE». Acedido: 23 de fevereiro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://www.erse.pt/consumidores-de-energia/eletricidade/compreender-a-fatura/>
- [15] «Manual-acc-PEH_V02_0224-1.pdf». Acedido: 23 de fevereiro de 2025. [Online]. Disponível em: https://portoenergyhub.pt/wp-content/uploads/2024/02/Manual-acc-PEH_V02_0224-1.pdf
- [16] «Portaria n.º 16/2020 | DR». Acedido: 23 de fevereiro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://diariodarepublica.pt/dr/detalhe/portaria/16-2020-128415687>
- [17] «Community Energy: A practical guide to reclaiming power - REScoop». Acedido: 23 de fevereiro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://www.rescoop.eu/toolbox/community-energy-a-practical-guide-to-reclaiming-power>

- [18] «PDF». Acedido: 23 de fevereiro de 2025. [Online]. Disponível em: https://jf-lumiar.pt/wp-content/uploads/2024/09/Guia_web_spread.pdf
- [19] M. R. André, «Em Telheiras, há vizinhos a produzir a sua própria energia e a partilhá-la entre si», LPP / Lisboa Para Pessoas. Acedido: 23 de fevereiro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://lisboaparapessoas.pt/2024/05/31/comunidade-de-energia-renovavel-telheiras/>
- [20] LPP e M. R. André, «Como juntar os vizinhos para produzir energia? Telheiras explica num guia prático», LPP / Lisboa Para Pessoas. Acedido: 23 de fevereiro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://lisboaparapessoas.pt/2025/01/03/comunidade-de-energia-renovavel-telheiras-guia/>
- [21] «Sharing is caring: How one of Portugal’s leading charities reduced costs and supports local families with a Renewable Energy Community - Cleanwatts». Acedido: 23 de fevereiro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://cleanwatts.energy/case-study/miranda-do-douro/>
- [22] J. G. R. André Rita Pinto, Mário Rui e J. G. Ribeiro, «O sonho por cumprir da democratização energética», Shifter. Acedido: 23 de fevereiro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://shifter.pt/2024/06/comunidades-de-energia-renovavel-portugal/>
- [23] «diretiva-erse-12-2024-tse-2025.pdf». Acedido: 1 de março de 2025. [Online]. Disponível em: <https://www.erse.pt/media/12ibss3c/diretiva-erse-12-2024-tse-2025.pdf>
- [24] J. E. Hay e J. A. Davies, «Calculation of the solar irradiance incident on an inclined surface», 1980.
- [25] «Radiação e energia solar.pdf». Acedido: 2 de março de 2025. [Online]. Disponível em: <https://www.spf.pt/magazines/gfis/119/article/993/pdf>
- [26] J. A. Duffie e W. A. Beckman, *Solar Engineering of Thermal Processes*, 4th Edition. New York: John Wiley & Sons, 2013.
- [27] P. I. Cooper, «The absorption of radiation in solar stills», *Solar Energy*, vol. 12, n.º 3, 1969.
- [28] «Physical models used > PV Module - Standard one-diode-model». Acedido: 2 de março de 2025. [Online]. Disponível em: https://www.pvsyst.com/help-pvsyst7/index.html?pvmodule_model.htm
- [29] W. Shockley, *Electrons and holes in semiconductors*. 1953.
- [30] S. Bader, X. Ma, e B. Oelmann, «One-diode photovoltaic model parameters at indoor illumination levels – A comparison», *Solar Energy*.
- [31] W. De Soto, S. A. Klein, e W. A. Beckman, «Improvement and validation of a model for photovoltaic array performance», *Solar Energy*, 2006.
- [32] «Preço de Venda do Kwh em Portugal: quanto posso receber?», Livo. [Online]. Disponível em: <https://www.livo.pt/preco-de-venda-do-kwh-em-portugal-quanto-posso-receber/>
- [33] A. ASSAF NETO, *Finanças corporativas e valor*. SÃO PAULO: ATLAS S.A, 2014.
- [34] D. J.M.K.C., «Energy Education». [Online]. Disponível em: <https://energyeducation.ca>.
- [35] GREENPRO, «Energia Fovoltaica - manual sobre tecnologias, projeto e instalação». 2004. [Online]. Disponível em: \
- [36] ABB, «Photovoltaic plants - Technical Application Paper». [Online]. Disponível em: <https://library.e.abb.com/public/fb75869122d24b408ab985833cd472db/9AKK107492A3277%20Photovoltaic%20plants%20-%20Technical%20Application%20Paper.pdf>

ANEXOS

ANEXO A – Tabela de Valores de Consumo Médio Anual

Valores de Consumo Medio Anual (CMA) sugeridos pela ERSE na DIRETIVA N.º 12/2024.

Unidade: kWh

Cliente	Potência contratada (kVA)	CMA	Desvio padrão
BTN	1,15	175	430
	2,3	550	795
	3,45	1 357	1 216
	4,6	2 216	1 518
	5,75	2 667	1 786
	6,9	2 756	3 223
	10,35	3 701	3 910
	13,8	5 263	5 268
	17,25	7 343	14 469
	20,7	9 791	9 905
	27,6	19 928	17 138
	34,5	24 600	21 207
	41,4	29 962	26 855
BTE		80 031	97 653
MT		537 537	1 504 216
AT		18 671 553	43 565 037
MAT		28 314 899	107 014 509

ANEXO B – Tabela de valores das taxas de processos administrativos

Tabela com valores das taxas devidas no âmbito dos procedimentos administrativos relativos à ao autoconsumo e às Comunidades de Energia Renovável (CER). Disponível no Diário da República, Ambiente e Ação Climática. Portaria n.º 16/2020, de 23 de janeiro de 2020.

Procedimento administrativo	Potência (kW)	Registo de UPAC com injeção na RESP	Registo de UPAC sem injeção na RESP
Apreciação do pedido de registo	≤30 kW	Isento	Isento
	>30 kW e ≤100 kW	200 €	140 €
	>100 kW e ≤250 kW	400 €	240 €
	>250 kW e ≤1000 kW	600 €	400 €
Apreciação do pedido de certificado de exploração sem inspeção DGEG	>30 kW e ≤250 kW	80 €	80 €
	>250 kW e ≤1000 kW	120 €	120 €
Apreciação do pedido de certificado de exploração com inspeção DGEG	>30 kW e ≤250 kW	240 €	240€
	>250 kW e ≤1000 kW	360 €	360 €
Pedido de averbamento de alterações que não careçam de novo certificado de exploração		50 €	50 €
Pedido de averbamento de alterações que careçam de novo certificado de exploração.....		70 €	70 €
Pedido de inspeção periódica		40 €	40 €

ANEXO C - Datasheet Painel Fotovoltaico Canadian Solar HiKu6 Mono PERC



HiKu6 Mono PERC

445 W ~ 465 W





CS6L-445 | 450 | 455 | 460 | 465MS

CanadianSolar





*Black frame product can be provided upon request.

MORE POWER

-  Module power up to 465 W
Module efficiency up to 21.5 %
-  Lower LCOE & system cost
-  Comprehensive LID / LeTID mitigation technology, up to 50% lower degradation
-  Better shading tolerance

MORE RELIABLE

-  Minimizes micro-crack impacts
-  Heavy snow load up to 5400 Pa, wind load up to 2400 Pa*

-  **Enhanced Product Warranty on Materials and Workmanship***
-  **Linear Power Performance Warranty***

1st year power degradation no more than 2%
Subsequent annual power degradation no more than 0.55%

*According to the applicable Canadian Solar Limited Warranty Statement.

MANAGEMENT SYSTEM CERTIFICATES*

ISO 9001:2015 / Quality management system
 ISO 14001:2015 / Standards for environmental management system
 ISO 45001: 2018 / International standards for occupational health & safety
 IEC62941: 2019 / Photovoltaic module manufacturing quality system

PRODUCT CERTIFICATES*

IEC 61215 / IEC 61730 / CE / UL 61730 / Take-e-way



* The specific certificates applicable to different module types and markets will vary, and therefore not all of the certifications listed herein will simultaneously apply to the products you order or use. Please contact your local Canadian Solar sales representative to confirm the specific certificates available for your Product and applicable in the regions in which the products will be used.

CSI Solar Co., Ltd. is committed to providing high quality solar photovoltaic modules, solar energy and battery storage solutions to customers. The company was recognized as the No. 1 module supplier for quality and performance/price ratio in the IHS Module Customer Insight Survey. Over the past 21 years, it has successfully delivered over 82 GW of premium-quality solar modules across the world.

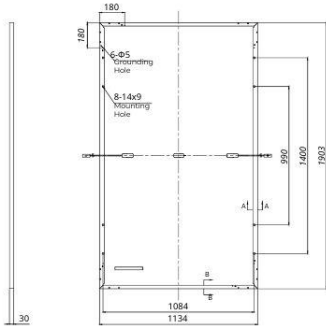
* For detailed information, please refer to the Installation Manual.

CSI Solar Co., Ltd.

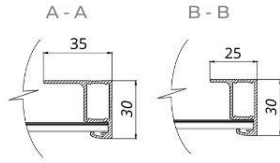
199 Lushan Road, SND, Suzhou, Jiangsu, China, 215129, www.csisolar.com, support@csisolar.com

ENGINEERING DRAWING (mm)

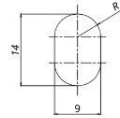
Rear View



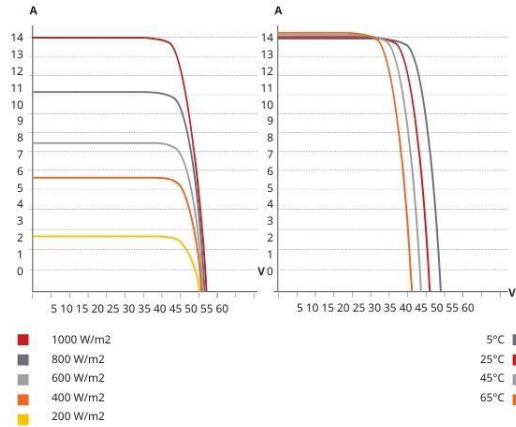
Frame Cross Section



Mounting Hole



CS6L-460MS / I-V CURVES



ELECTRICAL DATA | STC*

CS6L	445MS	450MS	455MS	460MS	465MS
Nominal Max. Power (Pmax)	445 W	450 W	455 W	460 W	465 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	34.2 V	34.4 V	34.6 V	34.8 V	35.0 V
Opt. Operating Current (Imp)	13.03 A	13.10 A	13.17 A	13.24 A	13.30 A
Open Circuit Voltage (Voc)	40.8 V	41.0 V	41.2 V	41.4 V	41.6 V
Short Circuit Current (Isc)	13.86 A	13.9 A	13.95 A	14.00 A	14.09 A
Module Efficiency	20.6%	20.9%	21.1%	21.3%	21.5%
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C				
Max. System Voltage	1500V (IEC/UL) or 1000V (IEC/UL)				
Module Fire Performance	TYPE 1 (UL 61730 1500V) or TYPE 2 (UL 61730 1000V) or CLASS C (IEC 61730)				
Max. Series Fuse Rating	25 A				
Application Classification	Class A				
Power Tolerance	0 ~ + 10 W				

* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m²; spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.

ELECTRICAL DATA | NMOT*

CS6L	445MS	450MS	455MS	460MS	465MS
Nominal Max. Power (Pmax)	334 W	338 W	341 W	345 W	349 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	32.1 V	32.2 V	32.4 V	32.6 V	32.8 V
Opt. Operating Current (Imp)	10.41 A	10.47 A	10.52 A	10.58 A	10.63 A
Open Circuit Voltage (Voc)	38.6 V	38.8 V	38.9 V	39.1 V	39.3 V
Short Circuit Current (Isc)	11.18 A	11.21 A	11.25 A	11.29 A	11.36 A

* Under Nominal Module Operating Temperature (NMOT), irradiance of 800 W/m², spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.

MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	Mono-crystalline
Cell Arrangement	120 [2 X (10 X 6)]
Dimensions	1903 x 1134 x 30 mm
Weight	(74.9 x 44.6 x 1.18 in)
Front Cover	24.2 kg (53.4 lbs)
Frame	3.2 mm tempered glass with anti-reflective coating
J-Box	Anodized aluminium alloy
Cable	IP68, 3 bypass diodes
Connector	4 mm ² (IEC), 12 AWG (UL)
Cable Length	1600 mm (5.6 ft) or 1400 mm (4.6 ft)
(Including Connector)	T6 or MC4 or MC4-EVO2 or MC4-EVO2A, landscape: 1100 mm (35.8 in) or 1000 mm (32.8 in)
	Portrait: 410 mm (16.1 in) (+) / 290 (43.3 in)*
Per Pallet	35 pieces
Per Container (40' HQ)	840 pieces

* For detailed information, please contact your local Canadian Solar sales and technical representatives.

TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.34 % / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.26 % / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.05 % / °C
Nominal Module Operating Temperature	41 ± 3°C

PARTNER SECTION



* The specifications and key features contained in this datasheet may deviate slightly from our actual products due to the on-going innovation and product enhancement. CSI Solar Co., Ltd. reserves the right to make necessary adjustment to the information described herein at any time without further notice.

Please be kindly advised that PV modules should be handled and installed by qualified people who have professional skills and please carefully read the safety and installation instructions before using our PV modules.

CSI Solar Co., Ltd.

199 Lushan Road, SND, Suzhou, Jiangsu, China, 215129, www.csisolar.com, support@csisolar.com

ANEXO D - Datasheet Inversor SUN2000-2KTL-L1



SMART ENERGY CONTROLLER

SUN2000-2/3/3.68/4/4.6/5/6KTL-L1
(High Current Version)



*Only launched in UK & Latin America & Middle East & Africa & APAC



Active Safety
Active Arcing Protection



Higher Yields
Up to 30% More Energy
with Optimizer



Battery Ready
Plug & Play, Whole-house
power backup

Version No.: 03-202312

SUN2000-2/3/3.68/4/4.6/5/6KTL-L1(High Current Version)
Technical Specification

Technical Specification	SUN2000 -2KTL-L1	SUN2000 -3KTL-L1	SUN2000 -3.68KTL-L1	SUN2000 -4KTL-L1	SUN2000 -4.6KTL-L1	SUN2000 -5KTL-L1	SUN2000 -6KTL-L1
Efficiency							
Max. efficiency	98.2%	98.3%	98.4%	98.4%	98.4%	98.4%	98.4%
European weighted efficiency	96.7%	97.3%	97.3%	97.5%	97.7%	97.8%	97.8%
Input (PV)							
Recommended max. PV power ¹	3,000 Wp	4,500 Wp	5,520 Wp	6,000 Wp	6,900 Wp	7,500 Wp	9,000 Wp
Max. input voltage ²	600 V						
Startup voltage	100 V						
MPPT operating voltage range	90 ~ 530 V						
Rated input voltage	360 V						
Max. input current per MPPT	13.5 A						
Max. short-circuit current	20 A						
Number of MPP trackers	2						
Max. inputs per MPP tracker	1						
Input (DC Battery)							
Compatible battery	LUNA2000-5/10/15-50						
Operating voltage range	350 ~ 560 Vdc						
Max. operating current	15 A						
Max. charge power	5,000 W						
Max. discharge power	2,200 W	3,300 W	3,680 W	4,400 W	4,600 W	5,000 W	5,000 W
Output (On Grid)							
Grid connection	Single phase						
Rated output power	2,000 W	3,000 W	3,680 W	4,000 W	4,600 W	5,000 W	6,000 W
Max. apparent power	2,200 VA	3,300 W	3,680 W	4,400 VA	5,000 VA	5,500 W	6,000 VA
Rated output voltage	220 Vac / 230 Vac / 240 Vac						
Rated AC grid frequency	50 Hz/60 Hz						
Max. output current	10 A	15 A	16 A	20 A	23 A	25 A	27.3 A
Adjustable power factor	0.8 leading ... 0.8 lagging						
Max. total harmonic distortion	≤ 3%						
Backup power output	Yes (via Backup Box - B0, SmartGuard 63A 50)						
Protection Feature							
Anti-islanding protection	Yes						
DC reverse polarity protection	Yes						
Insulation monitoring	Yes						
DC surge protection	Yes, compatible with TYPE II protection class according to EN/IEC 61643-11						
AC surge protection	Yes, compatible with TYPE II protection class according to EN/IEC 61643-11						
Residual current monitoring	Yes						
AC overcurrent protection	Yes						
AC short-circuit protection	Yes						
AC overvoltage protection	Yes						
Over-heat protection	Yes						
Arc fault protection	Yes						
Battery charging from grid	Yes						
General Specification							
Operating temperature range	- 25 ~ +60 °C						
Relative operating humidity	0%-100% RH						
Operating altitude	0-4,000 m (Derating above 2,000 m)						
Cooling	Natural convection						
Display	LED indicators; integrated WLAN + FusionSolar app						
Communication	RS485, WLAN via inverter built in WLAN module Ethernet via Smart Dongle-WLAN FE (Optional); 4G / 3G / 2G via Smart Dongle-4G (Optional); EMMA						
Weight (incl. mounting brackets)	12.0 kg (26.5 lb)						
Dimensions (incl. mounting brackets)	365 mm x 375 mm x 156 mm						
IP rating	IP65						
Nighttime power	< 2.5 W						
Optimizer Compatibility							
DC MBUS compatible optimizer	SUN2000-450W-P2, SUN2000-600W-P						
Standards Compliance (More Available Upon Request)							
Safety	EN/IEC 62109-1, EN/IEC 62109-2						
Grid connection standards	G98, G99, G100, EN 50549-1, CEI 0-21, VDE-AR-N-4105, AS 4777.2, C10/11, ABNT, UTE C15-712, RD 1699, TOR D4, IEC61727, IEC62116						

*1 Inverter single MPPT max. input power is 6,000 Wp when long strings are designed and fully connected with SUN2000-450W-P2, SUN2000-600W-P optimizers.

*2 The maximum input voltage is the upper limit of the DC voltage. Any higher input DC voltage would probably damage inverter.

Disclaimer: the preceding values are measured by an internal laboratory of Huawei in a specific environment. The actual values may vary with products, software versions, usage conditions, and environmental factors.

ANEXO E - Datasheet inversor SUN2000-36-M3

SUN2000-30/36/40KTL-M3
Smart PV Controller



Smart

8 strings intelligent monitoring



Efficient

Max. efficiency 98.7%



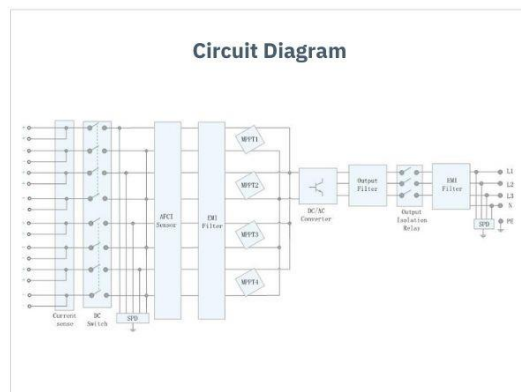
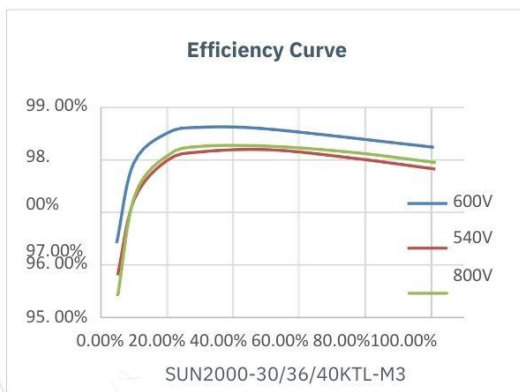
Safe

Fuse free design



Reliable

Type II surge arresters for DC&AC



SUN2000-30/36/40KTL-M3
Technical Specification

Technical Specification	SUN2000-30KTL-M3	SUN2000-36KTL-M3	SUN2000-40KTL-M3
Efficiency			
Max. Efficiency	98.7%		
European Efficiency	98.4%		
Input			
Max. Input Voltage 1	1,100 V		
Max. Current per MPPT	27 A (perMPPT) / 20 A (perInput)		
Max. Short Circuit Current per MPPT	40A 200V		
StartVoltage	200V~1000 V		
MPPT Operating Voltage Range 2	600V		
RatedInputVoltage	8 4		
NumberofInputs			
NumberofMPP Trackers			
Output			
Rated ACActivePower	30,000 W	36,000 W	40,000 W
Max.ACApparentPower	33,000 VA 3	40,000 VA	44,000 VA
RatedOutputVoltage	230Vac/400 Vac/480Vac,3W/N+PE		
RatedACGrid Frequency	50 Hz / 60 Hz		
RatedOutputCurrent	43.3 A	52.0 A	57.8 A
Max.OutputCurrent	47.9 A	58.0 A	63.8 A
AdjustablePower FactorRange	0.8LG...0.8 LD		
Max.TotalHarmonicDistortion	<3%		
Protection			
	Yes		
Input-side Disconnection Device	Yes		
Anti-islanding Protection AC	Yes		
Overcurrent Protection DC Reverse-polarity Protection PV-array	Yes		
StringFaultMonitoring DCSurge	Yes		
Arrester AC Surge Arrester	Yes		
DCInsulation ResistanceDetection	Yes		
Residual CurrentMonitoring Unit Arc Fault Protection Ripple	Yes		
ReceiverControl Integrated	Yes		
PIDRecovery3	Yes		
Com m unication			
Display	LEDIndicators, IntegratedWLAN+FusionSolarAPP		
R S485	Yes		
Smart Dongle	WLAN/Ethernetvia SmartDongle-WLAN-FE(Optional) 4G / 3G / 2G via Smart Dongle-4G (Optional)		
General Data			
Dimensions (W x H x D)	640x530x 270 mm(25.2x 20.9x 10.6inch)		
Weight(withmounting plate)	43 kg (94.8 lb)		
OperatingTemperatureRange	-25~ +60°C(-13°F ~ 140°F)		
CoolingMethod	NaturalConvection		
Max.OperatingAltitude	4,000m (13,123ft.)(Deratingabove2000m)		
RelativeHumidity DCCconnector	0% RH ~ 100% RH		
ACConnector Protection	Amphenol Helios H4		
Degree Topology Nighttime	WaterproofConnector +OT/DTTerminal		
Power Consumption	IP66 Transformerless ≤ 5.5W		
Optimizer Compatibility			
	SUN2000-450W-P2, SUN2000-600W-P,MERC-1100W/1300W-P		
DC MBUSCompatibleOptimizer			
Standard Compliance (more available upon request)			
	EN 62109-1/-2, IEC 62109-1/-2, IEC 62116, IEC 60068, IEC 61683		
Safety			
GridConnectionStandards	IEC 61727,VDE-AR-N4105,VDE0126-1-1,BDEW,G59/3,UTE15-712-1,CE10-16,CE10-21,RD661,RD1699, P.O.12.3,RD413,EN-50438-Turkey,EN-50438-Ireland,C10/11,MEA,ResolutionNo.7, NRS 097-2-1, AS/NZS 4777.2, DEWA		

1. Themaximuminputvoltage isthe upperlimitofthe DC voltage.AnyhigherinputDC voltage wouldprobablydamageinverter.
2. AnyDC inputvoltage beyondthe operatingvoltage rangemayresultinverterimproperoperating.
3. SUN2000-30~40KTL-M3raisespotentialbetween PV-andgroundtoabovezerothroughintegratedPID recoveryfunctiontorecovermoduledegradationfromPID. Supportedmoduletypesinclude:P-type(mono,poly)

ANEXO F - Datasheet Cabo PRYSOLAR H1Z2Z2-K

PRYSMIAN PRYSOLAR

H1Z2Z2-K - Isento de halogéneos

1,0/1,0 kV (1,2/1,2 kVac máx.) (1,8/1,8 kVdc máx.)



NORMAS

CONSTRUÇÃO

EN 50618
IEC 62930

REAÇÃO AO FOGO*

EN 60332-1-2; IEC 60332-1-2; NFC 32070-C2
IEC 62821-1 anexo B, EN 50525-1 anexo B
EN 61034-2; IEC 61034-2

CLASSIFICAÇÃO CPR

DOP 1017844

Classe: **E_{ca}**
EN 50575:2014 + A1:2016

CONSTRUÇÃO

1. CONDUTOR

Cobre recozido estanhado. Flexível, classe 5, de acordo com a EN 60228.

2. ISOLAMENTO

Composto reticulado livre de halogéneos de acordo com a tabela B.1 do anexo B da EN 50618.

3. BAINHA

Composto reticulado livre de halogéneos de acordo com a tabela B.1 do anexo B da EN 50618.
Cores vermelho ou preto.

(*) Testes de fogo válidos na UE em azul.



DESCARREGUE A DOP
(declaração de desempenho)
<https://pt.prysmiangroup.com/dop>

Nº DOP 1017844

WET-I 1500

NOVO

Teste Prysmian Group para garantir o comportamento do cabo submerso em água por períodos prolongados.

Simula uma situação semelhante à qual o cabo está exposto numa instalação FV.

Condições do teste:

- 1800 V DC (Máx tensão)
- Água a 70 °C
- > 1500 ciclos



APLICAÇÕES

Especialmente concebido para instalações solares fotovoltaicas interiores, exteriores, industriais, agrícolas, fixas ou móveis (rastreadores solares). Podem ser instalados em bandejas, condutas e equipamentos.

Especialmente resistente à ação da água (AD8 + ensaio especial para corrente contínua WET-I 1500), em instalações subterrâneas em tubo ou conduta.

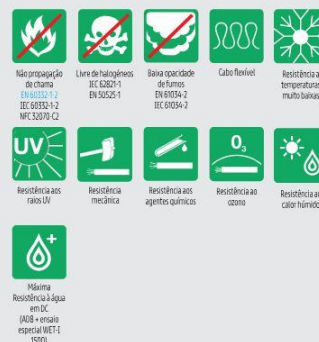
Indicado para o lado de corrente contínua em instalações de autoconsumo solar fotovoltaico.

Sistemas de corrente contínua (ITC-BT 53, UNE-HD 60364-7-712)

Temperatura de serviço: -40 °C, +90 °C (Cabo termoestável), +120 °C (20 000 h).

Ensaio de tensão durante 5 min: 6 500 Vac / 15 000 Vdc.

CERTIFICAÇÕES



Prysmian

A brand of
Prysmian
Group

PRYSMIAN PRYSOLAR

H1Z2Z2-K - Isento de halogéneos

1,0/1,0 kV (1,2/1,2 kVac máx.) (1,8/1,8 kVdc máx.)



ENSAIOS ADICIONAIS

Vida estimada	30 anos *	
Proteção contra a água	AD8 (teste ac) **	EN 50525-2-21
	WET-11500	Ensaio melhorado da Prysmian Group específico FV: > 1500 ciclos submerso em água a 70 °C com a tensão contínua máxima (1800 Vdc)
Resistência aos raios UVA	IEC 62930 Anexo E; EN 50618 Anexo E 720 h (360 ciclos)	
Certificação	Bureau Veritas LCIE	
Serviços móveis	Sim	
Isolamento duplo (classe II)	Sim	
Temperatura máxima do condutor	90 °C (120 °C, 20000 h) 250 °C (curto-circuito)	
Adequado para sistemas anti-PID	Tensão máxima eficaz: 1200 V (> 906 V) Tensão máxima de pico: 1697 V (> 1468 V)	
Tensão máxima de tração	50 N/mm ² durante a instalação 15 N/mm ² em funcionamento (instalado)	
Resistência ao ozono	IEC 62930 Tab. 3 de acordo com a IEC 60811-403; EN 50618 Tab. 2 de acordo com a EN 50396, tipo de ensaio B	
Resistência a ácidos e bases	IEC 62930 e EN 50618, Anexo B, 7 dias, 23 °C (N-ácido oxálico, N-hidróxido de sódio) De acordo com a IEC 60811-404; EN 60811-404.	
Teste de retração	IEC 62930 Tab. 2 de acordo com a IEC 60811-503; EN 50618 Tab. 2 de acordo com a EN 60811-503 (retração máxima 2 %)	
Resistência ao calor húmido	IEC 62930 Tab. 2 e EN 50618 Tab. 2, 1.000 h a 90 °C e 85 % de humidade para IEC 60068-2-78, EN- 60068-2-78	
Resistência de isolamento a longo prazo (dc)	IEC 62821-2; EN 50395-9 (240 h/85 °C água /1,8 kVdc)	
Respeita o ambiente	Diretiva RoHS 2014/35/UE da União Europeia	
Ensaio de penetração dinâmica	IEC 62930 Anexo D; EN 50618 Anexo D	
Dobragem a baixa temperatura	Dobragem e alongamento a -40 °C de acordo com a IEC 60811-504 e -505 e EN 50618 Tab. 2 de acordo com a norma EN 60811-504 e -505	
Resistência ao impacto a frio	Resistência ao impacto a -40 °C de acordo com a IEC 62930 Anexo C de acordo com a IEC 60811-506 e EN 50618 Anexo C de acordo com a EN 60811-506	
Durabilidade da marcação	IEC 62930; EN 50396	

* Para a estimativa da vida do cabo utilizou-se o ensaio de resistência térmica de acordo com a IEC 60216.

** A condição AD8 habitual é uma autodeclaração do fabricante sem norma de referência. Declara a possibilidade de funcionamento do cabo permanentemente submerso, mas o ensaio habitual foi concebido para corrente alternada e até 450/750 V de tensão nominal do cabo. Situação muito afastada da realidade das instalações fotovoltaicas. Os cabos da Prysmian superam o ensaio especial WET-11500 a 1800 V em corrente contínua.

PRYSMIAN PRYSOLAR

H1Z2Z2-K - Isento de halogéneos

1,0/1,0 kV (1,2/1,2 kVac máx.) (1,8/1,8 kVdc máx.)



CARACTERÍSTICAS FÍSICAS E ELÉTRICAS

Número de condutores x secção (mm²)	Diâmetro máximo do condutor (mm) (1)	Diâmetro exterior do cabo (valor máximo) (mm)	Raio mínimo de curvatura dinâmico (mm)	Raio mínimo de curvatura estático (mm)	Peso total aproximado (kg/km)	Resistência do condutor a 20 °C (Ω/km)	Intensidade admissível ao ar (2) A	Intensidade admissível ao ar. T. ambiente 60 °C e T. condutor 120 °C (3)	Intensidade admissível em tubo enterrado (4) (A)	Queda de tensão V/(A·km) (2)
1x1,5	1,8	5,4	22	16	33	13,7	24	30	24	27,4
1x2,5	2,4	5,9	24	18	45	8,21	34	41	32	16,42
1x4	3,0	6,6	26	20	61	5,09	46	55	42	10,18
1x6	3,9	7,4	30	22	80	3,39	59	70	53	6,78
1x10	5,1	8,8	35	26	124	1,95	82	98	70	3,90
1x16	6,3	10,1	40	30	186	1,24	110	132	91	2,48
1x25	7,8	12,5	63	50	286	0,795	140	176	116	1,59
1x35	9,2	14	70	56	390	0,565	182	218	140	1,13
1x50	11,0	16,3	82	65	542	0,393	220	276	166	0,786
1x70	13,1	18,7	94	75	742	0,277	282	347	204	0,554
1x95	15,1	20,8	125	83	953	0,210	343	416	241	0,42
1x120	17,0	22,8	137	91	1206	0,164	397	488	275	0,328
1x150	19,0	25,5	153	102	1500	0,132	458	566	311	0,264
1x185	21,0	28,5	171	114	1843	0,108	523	644	348	0,216
1x240	24,0	32,1	193	128	2394	0,0817	617	775	402	0,1634

(1) Valores aproximados.

(2) Intensidades máximas admissíveis de acordo com a IEC 60364-5-52, ao ar a 40 °C em esteira perfurada, método de instalação F (dois condutores carregados), Tabela B.52.12.
Com exposição direta ao sol, multiplicar os valores por 0,85.

(3) Instalação de condutores separados com renovação eficaz do ar em todo o seu revestimento (cabos suspensos).
Valor que o cabo pode suportar, 20 000 h ao longo da sua vida estimada (30 anos).

(4) Instalação em tubo enterrado com resistividade térmica do terreno padrão de 2,5 Km/W e temperatura do terreno 25 °C.
Método de instalação D1 (Cu) (monofásica ou contínua), Tabela B.52.3.

Temperatura ambiente 60 °C (à sombra) e temperatura máxima no condutor 120 °C. Valor que o cabo pode suportar, 20 000 h ao longo da sua vida estimada (30 anos).

Nota: Para condições diferentes de instalação devem ser considerados fatores de correção adequados.