

THAIS ROCHA DA SILVA

**ESTUDO PARA IMPLEMENTAÇÃO DE UMA COMUNIDADE DE ENERGIA
RENOVÁVEL COM PRODUÇÃO DE ENERGIA FOTOVOLTAICA**



UNIVERSIDADE DO ALGARVE

Instituto Superior de Engenharia

Ano letivo 2023/2024

THAIS ROCHA DA SILVA

**ESTUDO PARA IMPLEMENTAÇÃO DE UMA COMUNIDADE DE ENERGIA
RENOVÁVEL COM PRODUÇÃO DE ENERGIA FOTOVOLTAICA**

Mestrado em Engenharia Mecânica -
- Energia, Climatização e Refrigeração

Trabalho efetuado sob a orientação de:
Prof. Doutor António Mortal



UNIVERSIDADE DO ALGARVE

Instituto Superior de Engenharia

Ano letivo 2023/2024

ESTUDO PARA IMPLEMENTAÇÃO DE UMA COMUNIDADE DE ENERGIA RENOVÁVEL COM PRODUÇÃO DE ENERGIA FOTOVOLTAICA

Declaração de autoria da obra

Declaro ser o autor desta obra, que é original e inédita. Autores e trabalhos consultados estão devidamente citados no texto e constam da listagem de referências incluída.

(Thais Rocha da Silva)

©2023, THAIS ROCHA DA SILVA

A Universidade do Algarve reserva para si o direito, em conformidade com o disposto no Código do Direito de Autor e dos Direitos Conexos, de arquivar, reproduzir e publicar a obra, independentemente do meio utilizado, bem como de a divulgar através de repositórios científicos e de admitir a sua cópia e distribuição para fins meramente educacionais ou de investigação e não comerciais, conquanto seja dado o devido crédito ao autor e editor respetivos.

É preciso coragem, para ser diferente!
É preciso coragem para ir aonde você nunca foi...
É preciso coragem para ser bem-sucedido...
É preciso coragem para vencer...
As pessoas não falam sobre quem não vence...
Mas, se você vencer, vão falar sobre você...
(Autor desconhecido).

AGRADECIMENTOS

O meu eterno agradecimento para os meus pais e em especial ao meu irmão pelo apoio, incentivo e por acreditar mais na minha capacidade do que eu mesma.

Aos professores da Universidade do Algarve pelos seus ensinamentos que me permitiram melhorar o meu desempenho académico e minha formação profissional.

Ao professor Dr. António Mortal por aceitar o convite para ser o orientador no desenvolvimento desse trabalho e agradeço pelo apoio dado para superar mais um desafio na minha jornada académica.

Aos meus colegas de turma por todos os momentos passados juntos nos dois anos de jornada.

RESUMO

As comunidades de energia renovável, são constituídas por consumidores e produtores de energia, que têm o objetivo por meio de fontes energéticas renováveis, produzir a parcialidade ou a totalidade da energia por elas consumida. Nas comunidades, a energia produzida é compartilhada entre os membros que a formam. Para os participantes de uma comunidade, o maior benefício é a redução na fatura de energia, sem ter de investir em um sistema de autoconsumo individual e exclusivo. O caso de estudo proposto busca analisar os benefícios económicos associados a criação de uma CER a partir de centrais fotovoltaicas já existentes e um dos contributos para a realização desse estudo se baseia contributo que as comunidades de energia renováveis podem gerar para o desenvolvimento ecológico, social e regional, que são fatores importantes para a empresa objeto desse estudo. O desenvolvimento desse projeto surgiu devido ao interesse da empresa em criar uma comunidade de energia para poder partilhar o excedente produzido e que é injetada na rede. O caso de estudo proposto analisa três cenários diferentes, no primeiro cenário pretende distribuir o excedente que é produzido pelas cinco centrais existentes entre elas, no segundo cenário foi proposto um estudo considerará de aumento de potência da central da “Sede” que é o edifício principal da empresa, no terceiro cenário foi proposto um estudo de aumento de potência da central do “Estaleiro”, edifício com grande área disponível para a instalação de painéis. Dos três cenários estudados o terceiro cenário apresenta o melhor resultado de viabilidade económica e melhor cenário financeiro que considerou a instalação de uma central fotovoltaica com capacidade para atender a necessidade do consumo de energia da CER.

Palavras-chave: Comunidade de energia renovável, energia fotovoltaica, autoconsumo, autoconsumo coletivo.

ABSTRACT

Renewable energy communities are comprised of energy consumers and producers who aim to produce partially or entirely the energy they consume through renewable energy sources. In these communities, the produced energy is shared among its members. For participants in a community, the primary benefit is a reduction in energy bills without having to invest in an individual and exclusive self-consumption system. The proposed case study seeks to analyze the economic benefits associated with the creation of a Renewable Energy Community (REC) using existing photovoltaic power plants, and one of the contributions to this study is based on the potential contributions that renewable energy communities can generate for ecological, social, and regional development, which are important factors for the company under study. The development of this project arose from the company's interest in creating an energy community to share surplus energy produced and injected into the grid. The proposed case study analyzes three different scenarios: in the first scenario, surplus energy produced by the five existing power plants is distributed among them; in the second scenario, a study considering an increase in power capacity of the "Headquarters" power plant, which is the company's main building, is proposed; in the third scenario, a study considering an increase in power capacity of the "Shipyard" power plant, a building with a large available area for panel installation, is proposed. Of the three scenarios studied, the third scenario presents the best economic viability and financial outcome, considering the installation of a photovoltaic power plant capable of meeting the energy consumption needs of the REC.

Keywords: Renewable energy community, photovoltaic energy, self-consumption, collective self-consumption.

INDICE

1 INTRODUÇÃO	11
1.1 OBJETIVOS E CARACTERÍSTICAS DO PROJETO	12
1.2 METODOLOGIA E DISCUSSÃO	13
2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	14
2.1 AUTOCONSUMO INDIVIDUAL E AUTOCONSUMO COLETIVO.....	15
2.2 COMUNIDADE DE ENERGIA RENOVÁVEL	19
2.3 FACULDADES DE UMA COMUNIDADE DE ENERGIA RENOVÁVEL.....	20
2.4 LEGISLAÇÃO APLICÁVEL	21
2.5 SUJEITOS INTERVENIENTES	21
2.6 TARIFAS APLICÁVEIS AS TRANSAÇÕES DE ENERGIA	25
2.7 RELACIONAMENTO COMERCIAL	28
3 ESTUDO DE CASO	30
3.1 PLANEAMENTO DA COMUNIDADE.....	32
3.2 PERFIS DE CONSUMO	35
3.3 CONSUMO DE ENERGIA DA REDE PELOS MEMBROS DA CER	37
3.2 CENÁRIO 1 – CENTRAIS FOTOVOLTAICAS EXISTENTES.....	40
3.2.1 DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA DE PRODUÇÃO FOTOVOLTAICA	41
3.2.2 ESTUDO DE VIABILIDADE ECONÓMICA.....	44
3.3 CENÁRIO 2 – AUMENTO DE POTÊNCIA CENTRAL SEDE.....	51
3.3.1 DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA	51
3.3.2 ESTUDO DE VIABILIDADE ECONOMICA.....	54
3.4 CENÁRIO 3 – AUMENTO DE POTÊNCIA CENTRAL ESTALEIRO	58
3.4.1 DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA	58
3.4.2 ESTUDO DE VIABILIDADE ECONOMICA.....	61
4 RESULTADOS EXPERIMENTAIS	66
4.1 CENÁRIO 1 – CENTRAIS FOTOVOLTAICAS EXISTENTES.....	66
4.2 CENÁRIO 2 – AUMENTO DE POTÊNCIA CENTRAL SEDE.....	67
4.3 CENÁRIO 3 – AUMENTO DE POTÊNCIA CENTRAL ESTALEIRO	68
5 CONCLUSÕES.....	70
REFERÊNCIAS.....	73
ANEXOS.....	76

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Autoconsumo individual e autoconsumo coletivo com utilização da RESP (adaptado ERSE, 2022).	16
Figura 2 - Aplicação de tarifas na unidade de produção (UP) e instalação de utilização (IU) (ADENE 2022, Manual Digital do Autoconsumo e Comunidade de Energia Renovável). 26	
Figura 3 - Cada tarifa regulada reflete os custos de uma das atividades reguladas pela ERSE (ERSE, 2023, Tarifas e preços Eletricidade).	27
Figura 4 - Relacionamento comercial (adaptado ERSE 2022, Autoconsumo).	29
Figura 5 - Vista aérea de Vilamoura (adaptado: Plano de descarbonização da Inframoura (2018 a 2028)).	30
Figura 6 - Mapa com a delimitação das instalações da Inframoura (Vilamoura e Vila Sol) (adaptado: Google Maps).	33
Figura 7 - Localização das centrais fotovoltaicas (adaptado: Google Maps).	34
Figura 8 - Painéis fotovoltaicos instalados na cobertura.	52
Figura 9 - Painéis fotovoltaicos simulados pelo SunnyDesign.	52
Figura 10 - Área sombreamento nos painéis.	53
Figura 11 - Área disponível para instalação dos painéis fotovoltaicos na cobertura.	59
Figura 12 - Representação dos painéis fotovoltaicos simulados pelo SunnyDesign.	59
Figura 13 - Simulação da área sombreada nos painéis da cobertura.	60

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Direitos e obrigações do autoconsumidor individual (ERSE, 2022).....	17
Tabela 2 - Direitos e obrigações do autoconsumidor coletivo (ERSE, 2022).....	18
Tabela 3 - Instalações com armazenamento (ERSE, 2022).....	18
Tabela 4 - Diferenças entre CER e CCE (adaptado DGEG 2022).	20
Tabela 5 - Produção Fotovoltaica no ano de 2022.	41
Tabela 6 - Energia consumida no regime de autoconsumo no ano de 2022.	43
Tabela 7 - Produção Fotovoltaica injetado na rede no ano de 2022.....	44
Tabela 8 - Consumo e produção em kWh da Central Estaleiro.....	45
Tabela 9 - Consumo e produção em kWh da Central R6.	46
Tabela 10 - Consumo e produção em kWh da Central Sede.	46
Tabela 11 - Consumo e produção em kWh da Central Vila Sol.....	47
Tabela 12 - Consumo e produção em kWh da Central Viveiros.	47
Tabela 13 - Parâmetros de Cálculo Viabilidade Económica.	48
Tabela 14 - Apresentação de resultados análise económica.....	50
Tabela 15 - Resultados simulação produção de energia fotovoltaica.....	54
Tabela 16 - Produção Fotovoltaica nova central Sede Cobertura.	55
Tabela 17 - Autoconsumo com nova central Sede Cobertura.	56
Tabela 18 - Injeção na Rede com nova central Sede Cobertura.....	56
Tabela 19 - Apresentação de resultados análise económica para o cenário 2.	57
Tabela 20 - Resultados simulação produção de energia fotovoltaica.....	61
Tabela 21 - Produção Fotovoltaica nova central Estaleiro Cobertura.	62
Tabela 22 - Autoconsumo com nova central Estaleiro Cobertura.....	63
Tabela 23 - Injeção na Rede com nova central Estaleiro Cobertura.	63
Tabela 24 - Apresentação de resultados análise económica para o cenário 3 64	
Tabela 25 - Resultados cálculos de VAL, TIR e tempo de retorno de investimento.	67
Tabela 26 - Resultados cálculos de VAL, TIR e tempo de retorno de investimento.	68
Tabela 27- Resultados cálculos de VAL, TIR e tempo de retorno de investimento.	69

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 - Apresentação do Consumo da Rede Total (kWh).....	38
Gráfico 2 - Apresentação do Consumo da Rede Total em percentual.....	39
Gráfico 3 - Consumo semanal referente ao mês de julho de 2022.	39
Gráfico 4 - Consumo semanal referente ao mês de dezembro de 2022.	40
Gráfico 5 - Produção fotovoltaica total das cinco centrais.....	42
Gráfico 6 - Produção fotovoltaica em percentual % das cinco centrais.	42

LISTA DE ACRÓNIMOS

SEN	Sistema Elétrico Nacional
CCE	Comunidades de Cidadãos para a Energia
CER	Comunidade de Energia Renovável
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
EGAC	Entidade Gestora de Autoconsumo Coletivo
UPAC	Unidade de Produção de Autoconsumo
RESP	Rede Elétrica de Serviço Público
IA	Instalação de Armazenamento
IC	Instalação de Consumo
IU	Instalação de utilização
ER	Energias Renováveis
IPr	Instalação de Produção
ORD	Operador de Rede de Distribuição de eletricidade
ORT	Operador da Rede de Transporte de Eletricidade
RT	Regulamento Tarifário do Setor Elétrico
BT	Baixa Tensão
AT	Alta Tensão
MT	Média Tensão
BTE	Baixa Tensão Especial
BTN	Baixa Tensão Normal
RARI	Regulamento de Acesso às Redes e às Interligações
RRC	Regulamento de Relações Comerciais dos setores elétrico e gás
CIEG	Custos de Interesse Económico Geral
ADENE	Agência Nacional de Energia
FV	Fotovoltaico

1

INTRODUÇÃO

Ao pensar em energia elétrica, temos de pensar na energia que move o presente e o futuro. No mundo moderno a eletricidade é a responsável por todas as facilidades da vida cotidiana, e questões relativas ao consumo e a produção de energia deve considerar os impactos ao meio ambiente e o custo aos consumidores.

Ao trazer as questões relativas a produção e ao consumo de eletricidade para a atualidade, é perceptível a crescente alta nos preços da energia elétrica, conforme dados da Eurostat referente aos preços da eletricidade no primeiro semestre de 2022 face ao ano de 2021, mediante esse cenário, a produção de energia para autoconsumido, têm conseguido cada vez mais adeptos e investimentos.

Entretanto, há desafios que precisam ser superados para que o autoconsumo individual, autoconsumo coletivo e as comunidades de energia renovável façam parte da realidade de muitas pessoas, que são: o conhecimento, a viabilidade e a rentabilidade, em que:

- Conhecimento – refere-se as fontes e formas de produzir eletricidade;
- Viabilidade – refere-se ao poder de realização mediante o recurso financeiro disponível;
- Rentabilidade – refere-se à representação da capacidade de produzir rendimento e a obtenção de sucesso perante o capital investido.

A decisão pela produção de eletricidade para o autoconsumo independente do motivo, deve-se ressaltar a importância de que a energia renovável está no presente e estamos a caminhar para que seja todo o futuro da produção energética mundial.

Uma das iniciativas para a evolução da produção energética por fontes renováveis são as criações das CER (comunidades de energia renovável), que objetivam a descentralização da produção de energia e a criação de novos cenários económicos, além de contribuir para o desenvolvimento social das comunidades e preservação ambiental, elas

podem: “produzir, consumir, comercializar, armazenar ou partilhar a energia produzida” (Decreto-lei nº 162/2019).

Uma comunidade de energia renovável pode ser definida como: a comunidade que, pela utilização de tecnologias e fontes de energia renováveis, consegue alcançar o objetivo de garantir o fornecimento e o consumo de eletricidade e de outras necessidades energéticas dos seus residentes, entregando à rede de distribuição o excesso de produção (Carlisle, 2008).

Já o conceito de “comunidade energética local está normalmente associado à geração de eletricidade *in situ* com recurso a fontes de energia renováveis, com o principal objetivo de garantir o consumo de eletricidade dessa comunidade” (Calhau *et al.*, 2020).

As CER e suas questões envolventes, bem como, o dimensionamento de um projeto que aborde o consumo e produção de uma comunidade serão os assuntos abordados no desenvolvimento desse trabalho.

OBJETIVOS E CARACTERÍSTICAS DO PROJETO

Este trabalho será desenvolvido em duas fases, em que os objetivos das mesmas estão descritos abaixo:

Fase 1 – entrega do plano de projeto, que será desenvolvimento conforme objetivos abaixo.

- Explicar a estrutura organizacional das CER;
- Identificação dos sujeitos intervenientes;
- Regras de relacionamento comercial;
- Regras de aplicação das tarifas e preços;
- Regime jurídico/normativo das comunidades de energia renovável.

Fase 2 – consiste em demonstrar a aplicabilidade das questões apresentadas na fase 1 em que pretende-se apresentar e desenvolver um caso prático, esse processo de desenvolvimento deverá ser apresentado seguindo três etapas:

- Dimensionamento (consumo e estimativa de produção);
- Projeto (detalhamento e especificações técnicas dos equipamentos e das instalações);
- Análise de Viabilidade Económica.

METODOLOGIA E DISCUSSÃO

O desenvolvimento desse trabalho, será em duas etapas, sendo que na primeira etapa será realizado uma introdução, descrição dos objetivos, e estado da arte. Nessa fase, será abordado o autoconsumo individual, autoconsumo coletivo e comunidades de energia, bem como as questões legais relacionadas com as CER, a metodologia e cronograma de atividades.

Na segunda etapa será proposto um caso prático, para a elaboração do caso prático foram levantados os dados de consumo de energia e os dados de produção fotovoltaica referente ao 2022, esses dados são correspondentes a cinco instalações da empresa. Com os dados de consumo e dados de produção de energia fotovoltaicas será elaborado um estudo de viabilidade económica para a implantação de uma comunidade de energia a partir das cinco centrais fotovoltaicas já existentes.

2

REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

De acordo informação disponibilizada pela DGEG, o tema da “Pobreza Energética” tem tornado mais evidente a necessidade de apoiar consumidores economicamente vulneráveis. Tendo se tornado mais evidente a relevância deste tipo de pobreza o PNEC 2030 (plano nacional da energia e clima 2021-2030), em que estão previstas medidas de forma a combater a pobreza energética e aperfeiçoar os instrumentos de proteção aos clientes vulneráveis.

Devido ao fato de Portugal estar na cauda da pobreza energética da UE, o PNEC 30 resume-se em: “promover a descarbonização da economia e a transição energética visando a neutralidade carbónica em 2050, enquanto oportunidade para o país, assente num modelo democrático e justo de coesão territorial que potencie a geração de riqueza e uso eficiente de recursos” (PNEC 30).

É com essa visão que as comunidades de energia têm surgido, produzir energia de fonte renovável e ajudar a reduzir as emissões de gases de efeito estufa além de poder contribuir para o alcance da meta de descarbonização proposta por Portugal. A respeito do tema a Comunidade de Energia:

A emergência das “comunidades de energia” reflete necessidades não apenas de flexibilização no recurso a fontes de energia renovável, mas igualmente de necessidades coletivas de energia agregadas por motivações e interesses individuais de várias ordens, resultando em compromissos coletivos segundo um modelo de gestão - face a oportunidades e desafios oferecidos pelo contexto em que se inserem, e que se colocam a nível social, ambiental e económico na produção e uso local/regional de energia (DGEG, 2022).

Conforme Walker *et al.* (2008), faz-se necessário avaliar a forma como os residentes de uma comunidade se identificam com projetos de geração de eletricidade, qual a origem das fontes renováveis, levando em consideração duas perspetivas de abordagem:

A primeira perspectiva está associada ao processo propriamente dito, à forma como é desenvolvido o projeto, e que se preocupa, essencialmente, em perceber como é que este é concebido e desenvolvido, quem participa e como, quem está envolvido e tem influência no processo; a segunda perspectiva está mais preocupada com os resultados e a forma como são, geográfica e socialmente, distribuídos (Walker et al, 2008).

No que se refere a produção de eletricidade, Kelly *et al* (2011), classifica os sistemas de produção descentralizada, ou geração distribuída de eletricidade, em três níveis ou dimensões, sendo o primeiro o modelo de microgeração que é a geração de eletricidade que ocorre ao nível residencial, com recurso, normalmente, a painéis fotovoltaicos e/ou micro geradores eólicos.

O segundo sistema destacado pela autora são as comunidades energéticas, definido como sistemas urbanos locais, organizados por exemplo em cooperativas, com a instalação de sistemas de produção, em geral inferiores a 200 kW de potência.

Por fim, o terceiro sistema destacado pela autora, são os sistemas locais de geração de eletricidade, que geralmente, depende dos órgãos do poder local ou regional. Estes sistemas têm normalmente capacidade para abastecer uma pequena/média cidade ou um município, podendo inclusivamente desenvolver economias de escala idênticas aos sistemas centralizados, pela ligação em rede com outros sistemas locais vizinhos. (Kelly et al, 2011).

Quando pensamos nos motivos para adesão a uma comunidade de energia Dóci *et al* (2015) analisa em seu estudo três razões fundamentais:

- Motivações comportamentais de cariz hedónico, visando o bem-estar;
- Motivações associadas à boa gestão na utilização de recursos;
- Motivações normativas associadas aos bons procedimentos e às atitudes comportamentais corretas.

2.1 AUTOCONSUMO INDIVIDUAL E AUTOCONSUMO COLETIVO

De acordo com o Decreto-Lei n.º 162/2019, entende-se por autoconsumo “o consumo assegurado por energia elétrica, produzida por Unidades de Produção para Autoconsumo, e realizado por um ou mais autoconsumidores de energia renovável”.

O autoconsumo pode ser:

- Autoconsumo individual;
- Autoconsumo coletivo em rede interna;
- Autoconsumo coletivo com uso da rede elétrica de serviço público;
- Autoconsumo coletivo em rede interna com armazenamento;
- Autoconsumo coletivo com armazenamento e uso da rede pública.

O autoconsumo individual, conforme Decreto-Lei n.º 162/2019, refere-se à produção renovável dentro de uma instalação de utilização (IU), que pode ser acedida por um consumidor doméstico, por empresas, serviços públicos, entretanto a título individual.

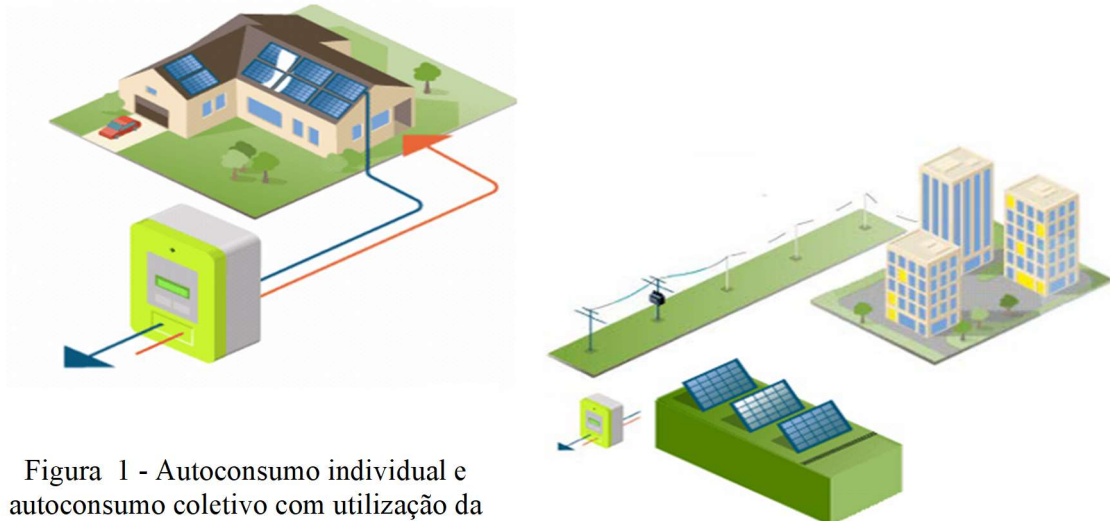


Figura 1 - Autoconsumo individual e autoconsumo coletivo com utilização da RESP (adaptado ERSE, 2022).

Conforme apresentado na figura 1, a instalação de uma UPAC pode ser feita em edifícios de habitação, comerciais e indústria, dentro das instalações de consumo, no entanto, é possível o autoconsumidor individual ter a UPAC fora da IU.

Tabela 1 - Direitos e obrigações do autoconsumidor individual (ERSE, 2022).

Direitos	Obrigações
Manter o contrato de fornecimento e a escolha do comercializador	Licenciar e garantir instalação por entidade credenciada
Opção de venda dos excedentes de energia	Suportar encargos com contadores de produção
Isenção total de tarifas de acesso às redes, na energia produzida e autoconsumida dentro da IU [quando não usa a rede]	Pagar as tarifas associadas ao consumo da rede faturado

O autoconsumo coletivo, conforme Decreto-Lei n.º 162/2019, refere-se à um grupo de pelo menos dois autoconsumidores organizados em condomínios de edifícios em regime de propriedade horizontal ou não, ou um grupo de autoconsumidores situados no mesmo edifício ou zona de apartamentos ou de moradias, em relação de vizinhança próxima, unidades industriais, comerciais ou agrícolas, e demais infraestruturas localizadas numa área delimitada, que disponham de UPAC.

Ainda segundo o Decreto-Lei n.º 162/2019, a produção renovável de energia para partilha entre participantes ligados rede pública, pode ser cedida por consumidores domésticos, empresas, condomínios, serviços públicos, tendo no mínimo 2 participantes.

A instalação da unidade produtora de autoconsumo, pode ser feita em edifícios de habitação, comerciais, indústria, desde que estas estejam próximas das instalações de consumo, ligada à rede pública.

Tabela 2 - Direitos e obrigações do autoconsumidor coletivo (ERSE, 2022).

Direitos	Obrigações
Manter, individualmente, os contratos de fornecimento e a escolha do comercializador	Definir um participante ou entidade independente como responsável (EGAC)
Definir a partilha de produção por cada participante	Licenciar e garantir instalação por entidade credenciada
Opção de venda dos excedentes de energia	Suportar encargos com contadores de produção
Eventual isenção de CIEG incluídos nas tarifas de acesso às redes, na energia produzida e autoconsumida [que circula na rede pública]	Contrato de fornecimento para a UPAC [consumos próprios] Pagar as tarifas associadas ao consumo da rede faturado e à energia produzida e autoconsumida [que circula na rede pública]

É possível fazer o armazenamento da energia produzida do autoconsumo individual, com armazenamento na IU e autoconsumo coletivo, com armazenamento na rede privada/pública.

Tabela 3 - Instalações com armazenamento (ERSE, 2022).

Armazenamento	
Individual	Coletivo
Faz parte da IU ou da UPAC	Energia produzida também é atribuída ao armazenamento
Recebe energia da IU, seja da produção seja da rede	Recebe energia da rede e injeta energia na rede para partilha Energia recebida da rede e deduzida da produção, é comprada a um comercializador

Para quem optar por instalar UPAC individual ou coletivo deve ter atenção a:

- Dimensionamento da UPAC;
- Registo/Licenciamento;
- Adaptação do contador antes da ligação;
- Pagamento de tarifas;
- Encargos com contadores.

De acordo com a ERSE (2022), além de manter os direitos como consumidor, os consumidores finais não têm de alterar o contrato de fornecimento da instalação de utilização, e pode escolher o comercializador (usufruir da energia da rede), têm a liberdade de escolha do comercializador para o fornecimento da instalação de utilização para vender o excedente, se aplicável, dos consumos próprios da UPAC e do armazenamento.

Possuem o direito de aceder aos dados de energia através de plataforma eletrónica do operador de rede, partilha da energia produzida se coletivo, o excedente de energia, se aplicável tem a opção de ceder à rede (de forma gratuita), ou vendê-la (no caso exige-se contrato).

2.2 COMUNIDADE DE ENERGIA RENOVÁVEL

Uma CER refere-se a uma associação, que pode ser de cidadãos, entidades ou empresas, que queiram, de forma conjunta, produzir e partilhar energia renovável, em que a motivação pode ser vantagens para o meio ambiente por se tratar de energia de fonte renovável ou por benefícios sociais e económicos. De acordo com o Decreto-lei nº 15/2022:

Uma CER é uma pessoa coletiva constituída nos termos do presente decreto-lei, mediante adesão aberta e voluntária dos seus membros, sócios ou acionistas, os quais podem ser pessoas singulares ou coletivas, de natureza pública ou privada, incluindo, nomeadamente, pequenas e médias empresas ou autarquias locais, por estes controlada e que, cumulativamente:

- a)* Os membros ou participantes estejam localizados na proximidade dos projetos de energia renovável ou desenvolvam atividades relacionadas com os projetos de energia renovável da respetiva comunidade de energia, incluindo necessariamente UPAC;
- b)* Os referidos projetos sejam detidos e desenvolvidos pela CER ou por terceiros, desde que em benefício e ao serviço daquela;
- c)* A CER tenha por objetivo principal propiciar aos membros ou às localidades onde opera a comunidade benefícios ambientais, económicos e sociais em vez de lucros financeiros.

Em resumo as comunidades de energia são autoconsumidores de energia renovável que atuam coletivamente, em que no atual quadro Regulamentar Europeu, existe duas abordagens associadas às comunidades de energia entendidas como entidades juridicamente reconhecidas: as CER (Comunidade de Energia Renovável) e as CCE (Comunidade de Cidadãos para a Energia), na qual, a tabela 5 faz referência as diferenças entre ambas.

Tabela 4 - Diferenças entre CER e CCE (adaptado DGEG 2022).

CER	CCE
Adesão Limitada e Governação específica	Adesão não limitada, Governação específica
Próxima à geração de ER	Sem limite geográfico
Todas as fontes de ER	Apenas considera eletricidade
100€ Energia Renovável	Tecnologicamente neutra
Regulamentado (Artº 22º Dir RED II)	Regulamentado (Artº 16º da Dir Mercado Interno Eletricidade)

2.3 FACULDADES DE UMA COMUNIDADE DE ENERGIA RENOVÁVEL

A questões relevantes as faculdades de uma comunidade, são regulamentadas pelo Decreto-lei nº 162/2019, a qual prevê um quadro normativo que permite aos autoconsumidores de energia renovável produzir, consumir, armazenar, partilhar e vender eletricidade sem serem confrontados com encargos desproporcionados.

De acordo com o Decreto-lei nº 162/2019, as CER contribuem para a produção e desenvolvimento do *consumo* de energia renovável. Para os autoconsumidores a *produção* de energia dar-se há, mediante a instalação de UPAC para produzir eletricidade para consumo próprio, recorrendo a uma qualquer fonte de energia renovável e respetivas tecnologias de produção associada.

Esse autoconsumidor, poderá operar sistemas de *armazenamento* de eletricidade combinados com instalações que produzam eletricidade renovável para autoconsumo sem serem sujeitos a qualquer duplicação de encargos, incluindo encargos de acesso à rede para a eletricidade armazenada que se circunscreve às suas instalações.

Em relação a *partilha*, poderá esta ser feita, no seu seio, a energia renovável produzida pelas unidades de produção de que são proprietários, com observância dos outros requisitos previstos no artigo 19º do Decreto-lei nº 162/2019, sem prejuízo de os membros da CER manterem os seus direitos e obrigações enquanto consumidores.

A *venda* de energia renovável entre participantes no mercado poderá ser feita mediante um contrato com condições predeterminadas que regem a execução e liquidação automatizadas da transação diretamente entre os participantes no mercado ou indiretamente

por intermédio de um terceiro participante no mercado, como por exemplo um agregador independente.

O processo de *compra* e venda pode ser feita através de um comercializador que é uma entidade registada para a comercialização de eletricidade, cuja atividade consiste na compra a grosso e na venda a grosso e a retalho de eletricidade.

2.4 LEGISLAÇÃO APLICÁVEL

Para a constituição a nível regulamentar das comunidades de energia renovável, foram consideradas de acordo com a relevância, as informações presentes nos, Decreto-lei n.º 15/2022 de 14 de janeiro (que estabelece a organização e o funcionamento do Sistema Elétrico Nacional) e que transpõe a Diretiva (UE) 2019/944 (relativa a regras comuns para o mercado interno da eletricidade) e a Diretiva (UE) 2018/2001 (relativa à promoção da utilização de energia de fontes renováveis).

O Regulamento n.º 373/2021 da ERSE, de 07 de abril, (aprova o Regulamento do Autoconsumo de Energia Elétrica) e concretiza o novo regime do autoconsumo e das comunidades de energia renovável nos termos do Decreto-Lei n.º 162/2019, de 25 de outubro a qual trata-se de regulamentar o regime jurídico aplicável ao autoconsumo de energia renovável.

Já a Portaria n.º 16/2020 de 21 de janeiro, fixa os valores das taxas devidas no âmbito dos procedimentos administrativos relativos à atividade de autoconsumo e às Comunidades de Energia Renovável (CER).

Ainda, temos a Diretiva 21/2022 da ERSE, aprova a atualização da tarifa de energia do setor elétrico a vigorar a partir de 1 de outubro de 2022, enquanto a Diretiva N.º 3/2022 aprova as tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2022 e parâmetros para o período de regulação de 2022-2025.

2.5 SUJEITOS INTERVENIENTES

O autoconsumo coletivo nas comunidades de energia tem como base a partilha da energia produzida pela UPAC. Será suportado em medições, em períodos de 15 minutos, dos consumos individuais e da UPAC e disponibilização dos respetivos dados pelo ORD aos participantes da comunidade (Decreto-lei 162/2019).

Para constituir uma CER deve-se:

- Identificar os participantes;
- Analisar os consumos dos participantes e respetivas tensões de alimentação (AT, MT, BTE, BTN);
- Definição dos centros de produção;
- Definição de como será as partilhas da energia produzida;
- Localização geográfica dos participantes para análise da DGEG (proximidade);
- Constituir legalmente uma CER.

De acordo com o Regulamento n.º 373/2021, no novo regime do autoconsumo cabe sublinhar o papel de dois novos atores no setor elétrico: a Entidade Gestora do Autoconsumo Coletivo (EGAC) e a Comunidade de Energia Renovável (CER).

Estas entidades assumem um protagonismo legal na promoção da produção elétrica de origem renovável e são também agentes de mudança frequentemente referidos nos mais recentes instrumentos de política energética.

AUTOCONSUMIDOR

Conforme o Manual Digital Autoconsumo e Comunidade de Energia Renovável da ADENE, entende-se por autoconsumidor:

Um consumidor final que produz energia renovável para consumo próprio, nas suas instalações situadas no território nacional, e que pode armazenar ou vender eletricidade com origem renovável de produção própria, desde que, para os autoconsumidores de energia renovável não domésticos, essas atividades não constituam a sua principal atividade comercial ou profissional (ADENE 2022).

Ainda conforme o Manual Digital Autoconsumo e Comunidade de Energia Renovável da ADENE (2022), podendo exercer esta atividade em autoconsumo individual (ACI) ou em autoconsumo coletivo (ACC) quando, respetivamente o autoconsumo é para consumo numa instalação elétrica de utilização (IU), ou em duas ou mais IU, estando, em ambos os casos, a ou as UPAC instaladas nessa(s) IU ou na sua proximidade e com ligações

entre si através da RESP, e/ou de uma rede interna e/ou por linha direta, sem prejuízo de o direito de propriedade sobre a UPAC ser titulado por terceiros.

ENTIDADE GESTORA DO AUTOCONSUMO COLETIVO - EGAC

A EGAC tem o direito de transacionar o excedente total através de uma das modalidades previstas no n.º 1 do Artigo 19º do Regulamento n.º 373/2021.

- a) Através de agregador;
- b) Através do facilitador do mercado;
- c) Diretamente em mercado organizado ou através de contrato bilateral.

No autoconsumo coletivo, a EGAC assegura a existência dos contratos de fornecimento às IPR (Instalação de Produção de Eletricidade para Autoconsumo), se aplicável, e às IA (Instalação de Armazenamento Participante em Autoconsumo).

A EGAC tem direito a receber a informação prevista no Capítulo III do Regulamento n.º 373/2021, capítulo que faz referência a medição, leitura, partilha da energia e disponibilização de dados.

A EGAC quando esta for a entidade gestora de uma comunidade de energia, as suas principais responsabilidades serão, representar os autoconsumidores coletivos: um dos participantes ou outra entidade externa, além de definir os coeficientes de partilha de energia das UPAC e armazenamentos pelas IU participantes das seguintes formas:

Produção agregada de todas as UPAC é partilhada com todas as IU; A EGAC define a partilha de energia para cada autoconsumidor (IU); Com coeficientes fixos; Proporcional ao consumo; Armazenamento segue as regras de partilha aplicáveis a UPAC (Regulamento n.º 373/2021).

Para além disso, necessita repartir os custos/benefícios pelos participantes, nomeadamente levando em consideração:

Custos: Tarifas de acesso às redes da energia autoconsumida, fornecimento dos consumos próprios da UPAC e do armazenamento; Benefícios: Venda de excedentes contratos: com comercializador (para compra de energia), com ORD (para pagamento de tarifas), com comercializador/agregador (para venda de excedentes) (Regulamento n.º 373/2021).

Ainda, necessita acesso aos dados detalhados de consumo e produção dos participantes, e também aceder o local ao contador, para identificação dos consumos de cada IU participante de acordo com a regulamentação vigente.

Ainda conforme o Regulamento n.º 373/2021, é de responsabilidade da EGAC outras funções que lhe sejam cometidos pelos autoconsumidores que façam parte desse ACC, a prática dos atos de gestão operacional da atividade corrente, incluindo a gestão da rede interna, quando exista, e a articulação com a plataforma eletrónica de gestão da DGEG.

ORD E ORT (OPERADOR DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO E OPERADOR DA REDE DE TRANSPORTE)

A ORD assegura os relacionamentos comerciais previstos no Regulamento n.º 373/2021, bem como a recolha, o tratamento e a disponibilização de dados associados ao autoconsumo. É responsável pelo cálculo da energia a partilhar pelas IC ou IA associadas em autoconsumo, além de realizar as faturas que sejam aplicáveis no âmbito da legislação e da regulamentação.

A ORT realiza as faturas que sejam aplicáveis no âmbito da legislação e da regulamentação, e celebra os contratos previstos no Artigo 21.º do regulamento n.º 373/2021 que trata dos contratos entre o ORT e a entidade responsável pela integração em mercado dos excedentes do autoconsumo) com as entidades responsáveis pela integração de excedentes em mercado grossista.

COMERCIALIZADOR

O *Comercializador* é a entidade registada para a comercialização de eletricidade, cuja atividade consiste na compra a grosso e na venda a grosso e a retalho de eletricidade. O consumo fornecido pelo comercializador a uma IC, IPr ou IA integra o respetivo contrato de uso de redes (Regulamento n.º 373/2021).

AGREGADOR

Facilitador de mercado, o comercializador que estiver sujeito à obrigação de aquisição da energia produzida pelos produtores em regime especial com remuneração de mercado (Regulamento n.º 373/2021).

FACILITADOR DE MERCADO

O *agregador* é responsável pela integração, em mercado grossista, dos excedentes que represente através de acordo com o autoconsumidor individual ou com a EGAC (Regulamento n.º 373/2021).

2.6 TARIFAS APLICÁVEIS AS TRANSAÇÕES DE ENERGIA

Com base no Manual digital do Autoconsumo e Comunidade de Energia Renovável da ADENE (2022), “as tarifas só são devidas no caso de a unidade de produção (UPAC) e a instalação de consumo estarem ligadas através da RESP”.

A utilização da RESP para veicular energia elétrica entre a UPAC e as IU estão sujeita ao pagamento, pelo autoconsumidor ou pelas comunidades, das tarifas de acesso às redes aplicáveis ao consumo no nível de tensão de ligação com a IU, deduzidas:

Das tarifas de uso das redes dos níveis de tensão a montante do nível de tensão de ligação da UPAC, quando exista injeção de energia a partir da rede pública a montante do nível de tensão de ligação da UPAC;
De parte das tarifas de uso das redes dos níveis de tensão a montante do nível de tensão de ligação da UPAC, no montante a definir pela ERSE, quando exista inversão do fluxo de energia na rede pública para montante do nível de tensão de ligação da UPAC (ADENE, 2022).

A tarifa de acesso às redes é paga por todos os consumidores e reflete o custo das infraestruturas e dos serviços utilizados por todos os consumidores de forma partilhada. Esta tarifa resulta da soma das tarifas de Uso Global do Sistema, de Uso da Rede de Transporte, de Uso da Rede de Distribuição e de Operação Logística de Mudança de Comercializador, todas fixadas pela ERSE, na figura 2 pode se perceber a aplicação das tarifas de uso das redes e de acesso as redes.

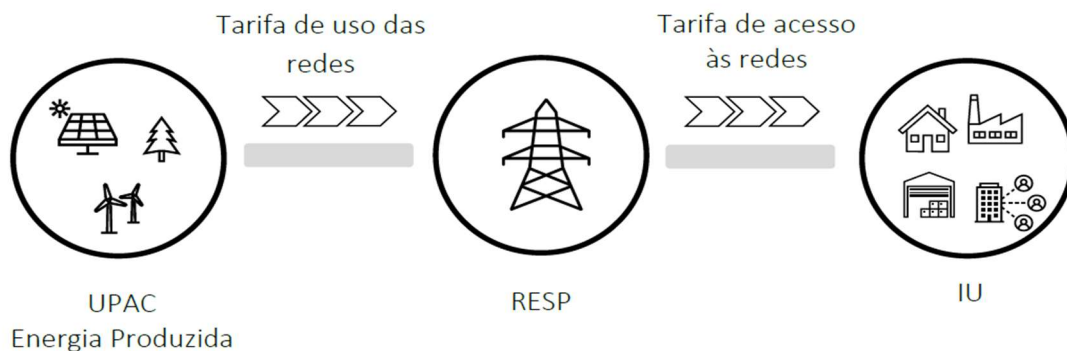


Figura 2 - Aplicação de tarifas na unidade de produção (UP) e instalação de utilização (IU) (ADENE 2022, Manual Digital do Autoconsumo e Comunidade de Energia Renovável).

As entidades responsáveis pelo pagamento ao ORD das tarifas de acesso às redes relativas ao autoconsumo são as entidades gestoras do autoconsumo coletivo (EGAC) pressupondo contido a modalidade do autoconsumo coletivo em que seja feita utilização da RESP.

Para o efeito a EGAC terá de estabelecer um contrato de uso das redes com o ORD, nos termos do RARI (Regulamento de Acesso às Redes e às Interligações) e do RRC (Regulamento de Relações Comerciais dos setores elétrico e gás), quando, da configuração das instalações participantes no autoconsumo coletivo, resulte a possibilidade de ocorrer autoconsumo através da RESP.

As tarifas de acesso às redes a aplicar ao autoconsumo através da RESP são compostas pelos preços de potência em horas de ponta, definidos em Euros por kW, por mês, e por preços de energia ativa, definidos em Euros por kWh.

Ainda sobre o Manual digital do Autoconsumo e Comunidade de Energia Renovável da ADENE (2022), os encargos com os CIEG (Custos de Interesse Económico Geral), correspondentes à energia elétrica autoconsumida e veiculada pela RESP podem ser, total ou parcialmente, deduzidos às tarifas de acesso às redes mediante despacho do membro do Governo responsável pela área da energia, a emitir até 15 de setembro de cada ano, ouvida a ERSE.

- a) Na ausência de despacho, cabe à ERSE definir a parte dos CIEG a deduzir em cada ano às tarifas de acesso às redes e a considerar no cálculo tarifário;
- b) A parte dos CIEG a deduzir deve ter em conta os benefícios para o sistema da produção em regime de autoconsumo, bem como a inexistência de encargos desproporcionais para a sustentabilidade financeira a longo prazo do SEN;
- c) Os CIEG correspondem aos encargos decorrentes da adoção de medidas de política energética e ambiental e que, por configurarem um desígnio coletivo, social e de interesse geral, sendo suportadas por todos os consumidores. Num autoconsumo, a sua aplicação é sobre o ORD a que a IU se encontra ligada;
- d) A isenção dos CIEG pode ser de 50%, no caso do autoconsumo individual, ou de 100%, no caso do autoconsumo coletivo ou autoconsumo desenvolvido em CER, competindo à Direção-Geral de Energia e Geologia a verificação das condições de elegibilidade.

Os outros encargos em AC e CER para além dos referidos anteriormente são referentes às taxas de licenciamento da UPAC.



Figura 3 - Cada tarifa regulada reflete os custos de uma das atividades reguladas pela ERSE (ERSE, 2023, Tarifas e preços Eletricidade).

A metodologia de cálculo do montante dos proveitos permitidos para cada atividade regulada, a metodologia de cálculo tarifário e a estrutura das tarifas reguladas estão definidas no RT (Regulamento Tarifário), aprovado pela ERSE. A tarifa de Energia e a tarifa de Comercialização, fixadas pela ERSE, apenas são pagas pelos consumidores que ainda estão no mercado regulado. No mercado liberalizado, o valor correspondente é definido por cada comercializador de forma livre e em concorrência com os outros comercializadores.

2.7 RELACIONAMENTO COMERCIAL

De acordo com o Manual digital Autoconsumo e Comunidade de Energia Renovável da ADENE (2022), os autoconsumidores que participem num ACC regem-se por um documento denominado por: Regulamento Interno.

O regulamento interno é um documento obrigatório e tem de ser entregue no prazo máximo de três meses após a entrada em funcionamento da UPAC e submetido no portal gerido pela DGEG no respetivo processo de licenciamento pela EGAC. Este regulamento interno é elaborado por cada ACC e terá de conter pelo menos a seguinte informação obrigatória:

- Requisitos de acesso de novos membros;
- Saída de membros existentes;
- Modo de partilha da energia elétrica produzida para autoconsumo;
- Pagamento das tarifas devidas (quando aplicável);
- Destino dos excedentes do autoconsumo;
- Política de relacionamento comercial a adotar e, se for caso disso, a aplicação da respetiva receita.

Relativo a comercialização de energia pelas CER:

- Registo das CER na DGEG;
- Atuação CER como AC Coletivo: mesmas regras do ACC, entretanto a CER faz a função de EGAC;
- Atuação CER como comercializador: regras aplicáveis aos comercializadores;
- Atuação CER como Agregador de produção ou prestador de serviços ao sistema: regras aplicáveis aos comercializadores.

O relacionamento Comercial está representado na figura 4 apresentada a seguir.

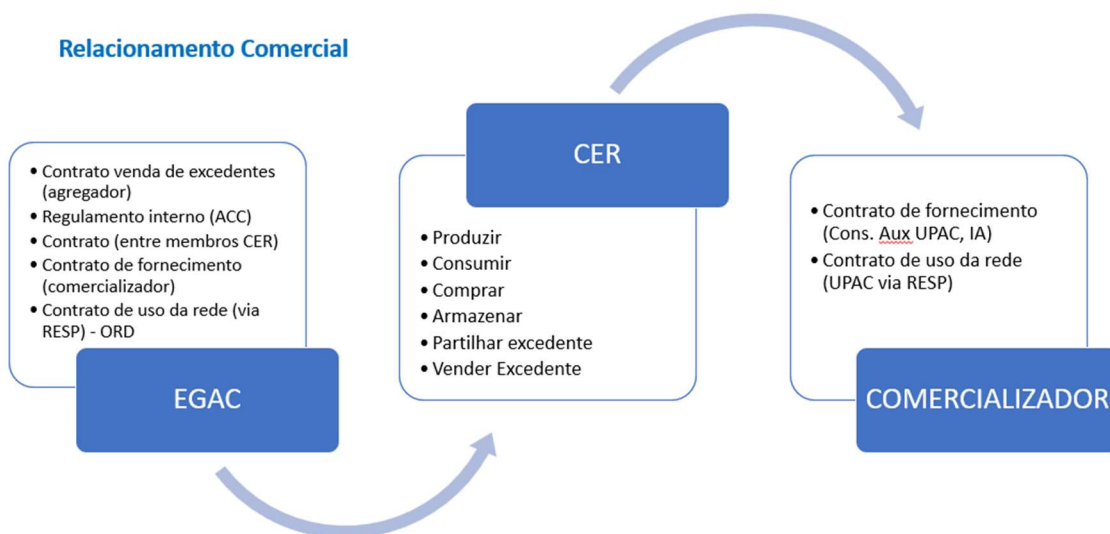


Figura 4 - Relacionamento comercial (adaptado ERSE 2022, Autoconsumo).

A integração ou exclusão dos autoconsumidores nos respetivos títulos de controlo prévio é efetuada pela EGAC, mediante comunicação em plataforma eletrónica gerida pela DGEG e dá lugar a averbamento ao respetivo título emitido.

3

ESTUDO DE CASO

O capítulo 3 tem como principal objetivo aferir o melhor cenário para a criação de uma CER a partir de centrais fotovoltaicas já existentes. A empresa objeto desse estudo de caso é a empresa Inframoura (Empresa de Infraestruturas de Vilamoura, E.M.) que é uma empresa municipal do concelho de Loulé, responsável pela gestão das infraestruturas e espaço público de Vilamoura e núcleos urbanos contíguos. A figura 5 apresenta uma vista aérea de Vilamoura pertencente ao concelho de Loulé.



Figura 5 - Vista aérea de Vilamoura (adaptado: Plano de descarbonização da Inframoura (2018 a 2028)).

De acordo com o plano de descarbonização da Inframoura (2018 a 2028) a empresa tem vindo a adaptar a sua operação às diretrizes da União Europeia, que assentam na

proteção do ambiente visando melhorar a qualidade de vida dos cidadãos, e paralelamente, assegurando critérios de modernização e de maior eficiência na gestão dos serviços.

Por isso, tem vindo a implementar várias medidas cujo principal objetivo é o da sustentabilidade ambiental de Vilamoura, tendo por base preocupações iminentes para a redução de emissões de gases com efeito de estufa na sua atividade através do uso eficiente de energia e de água.

A proposta do Plano de Ação para Descarbonização da Inframoura corresponde a uma aposta forte da empresa em implementar medidas ambiciosas em quatro áreas estratégicas que irão ter um impacto direto no consumo de energia da empresa e, consequentemente, nas emissões de dióxido de carbono para a atmosfera.

Os pilares do plano de ação são a eficiência energética, a promoção das energias renováveis, a melhoria da eficiência carbónica da frota e da mobilidade interna da empresa e a formação e sensibilização.

Ainda a respeito do Plano de Descarbonização da Inframoura (2018 a 2028) a empresa possui um investimento dividido em quatro áreas, nomeadamente: eficiência energética, energias renováveis, mobilidade e frota, formação e sensibilização. Essas quatro áreas somam o valor de 512.000,00€ em investimento financeiro e com previsão de retorno com cerca de 4,3 anos.

Para a elaboração desse estudo daremos foco no investimento feito pela empresa em energias renováveis, nomeadamente, nos Sistemas de Autoconsumo Fotovoltaico em edifícios e instalações, que computam o investimento em cerca de 150.000,00€ e com previsão de retorno de investimento em 6,3 anos.

Esta medida contempla a instalação de 100 kWp de sistemas de autoconsumo com recurso a energia solar fotovoltaica em edifícios e restantes equipamentos sendo que a empresa instalou a sua primeira UPAC em 2019, e pretende a médio prazo, que os sistemas de autoconsumo sejam otimizados pela introdução de sistemas de acumulação que estabilizem a variabilidade do recurso solar e a mais longo prazo, possam estar interligados entre si de forma a constituir uma comunidade energética local onde haja partilha entre produção e consumo de energia entre instalações.

3.1 PLANEAMENTO DA COMUNIDADE

Nesta primeira etapa é realizado o estudo inicial para a criação da comunidade de energia, como mencionado anteriormente, a empresa Inframoura estima investir 150.000,00€, valor de investimento equivalente a cerca de 100 kWp em sistemas de autoconsumo com recurso a energia solar fotovoltaica em edifícios e restantes equipamentos, nessa etapa de planeamento são definidos muitos temas importantes para a criação da CER, como:

- A localidade onde será implementada a comunidade e para tal, se deve identificar a localização da Unidade de Produção de Energia e a localização de todos os membros aderentes a comunidade;
- Nessa fase de planeamento da comunidade é importante para definir a tipologia da CER que se resume a quatro tipos: urbano, industrial, rural ou mista;
- Dimensionamento do sistema de UPAC de modo a atender as necessidades de consumo energético da comunidade;
- Dentro dessa fase de planeamento da comunidade também é feito a avaliação económica, de modo a abranger: o modelo de negócio pretendido, o tempo de retorno de investimento e a viabilidade económica;
- Inscrição e registo da CER perante a DGEG, representa a última etapa do planeamento da comunidade.

Para a realização do estudo prático a empresa compartilhou os históricos referentes a produção de eletricidade das cinco centrais fotovoltaicas que já estão em funcionamento desde 2019, e compartilhou os dados de consumo de energia da rede das instalações.

Dentro do que é suposto pela Inframoura para a realização desse estudo, foram considerados três cenários distintos para analisar as possibilidades de criação de uma Comunidade de Energia Renovável, em que os pressupostos dos cenários são:

1. Distribuir o excedente que é produzido pelas cinco centrais existentes entre elas, já que ambas as centrais são unidades produtoras (UP) e também são unidades consumidora (UC);

2. Aumentar a potência instalada na central fotovoltaica da Sede da empresa, de modo que o aumento da produção em kWh seja distribuído entre as cinco centrais, respeitando o valor pretendido de investimento financeiro pela empresa.
3. Aumentar a potência instalada na central fotovoltaica do Estaleiro da empresa, de modo que o aumento da produção em kWh compreenda a totalidade da necessidade energética da empresa e que esse aumento de produção de energia seja distribuído entre as cinco centrais.

Para os três cenários apresentados acima serão estudados a análise de viabilidade económica e retorno de investimento de modo que possibilite a tomada de decisão por parte da empresa em relação a criação da comunidade de energia, as análises apresentadas a seguir representaram os três cenários citados anteriormente.

LOCALIZAÇÃO

A localização de criação da CER será comum para os três cenários mencionados no tópico anterior. A Comunidade será constituída em Vilamoura no concelho de Loulé, onde ficam as instalações da empresa Inframoura. Na figura 6 é possível verificar as delimitações de Vilamoura onde se concentram as instalações da Inframoura.



Figura 6 - Mapa com a delimitação das instalações da Inframoura (Vilamoura e Vila Sol) (adaptado: Google Maps).

Na figura abaixo é possível verificar a localização das cinco centrais fotovoltaicas, as mesmas foram identificadas com a etiqueta vermelha no mapa.



Figura 7 - Localização das centrais fotovoltaicas (adaptado: Google Maps).

Conforme Manual digital Autoconsumo e Comunidade de Energia Renovável – Guia legislativo (2022) a proximidade entre as UPACs e as UC constitui um requisito para o exercício da atividade da produção para autoconsumo. Entendem-se abrangidas pelo conceito de proximidade a(s) UPAC e a(s) IU ligada(s) por linha direta ou rede interna ou, quando operem através da RESP nos diferentes níveis de tensão, desde que cumpram uma das seguintes condições:

1. Quando, no caso de UPAC ligada(s) à rede de distribuição de energia elétrica em BT, a IU e a UPAC não distem entre si mais de 2 km de distância geográfica ou, em alternativa, estejam ligadas ao mesmo posto de transformação em baixa tensão;
2. Estejam ligadas na mesma subestação, no caso de UPAC ligadas à RND e à RNT, desde que não seja ultrapassada a distância geográfica entre as UPAC e as IU de 4 km no caso de ligação em MT, de 10 km nas ligações em AT e de 20 km nas ligações em MAT.

As cinco centrais apresentadas na imagem acima compreendem uma distância de cerca de 4 km entre elas, respeitando assim a distância de 4 km estipulados para as UPAC ligadas a mesma subestação, entretanto, cabe a avaliação pela DGEG, caso a caso, para analisar os critérios de proximidade.

No caso de estudo, foi classificada a tipologia da CER como urbana, face a localização dos membros. Para o caso de estudo em questão como as centrais fotovoltaicas são existentes não será apresentado as formas de financiamento para a instalação das UPACs.

3.2 PERFIS DE CONSUMO

Para identificar os perfis de consumo são necessários identificar os tipos de clientes: BTN, BTE, MT ou AT, e também identificar os horários de consumo aplicados em cada caso. A tabela 6 apresenta a seguir os consumos de energia dos membros divididos de acordo com seus perfis de consumo horários e suas subdivisões para a aplicação dos tarifários.

Tabela 6 - Perfis de consumo e ciclos de consumos.

Média Tensão	Consumo Anual Estimado com base no Ano 2022 (kWh)				
	Ciclo Horário	Ponta	Cheias	Vazio Normal	Super Vazio
Central FV - R6	Semanal c/ feriados	45787	8717	41598	42393
	Total (kWh)	45787	8717	41598	42393

Baixa Tensão Especial	Consumo Anual Estimado com base no Ano 2022 (kWh)				
	Ciclo Horário	Ponta	Cheias	Vazio Normal	Super Vazio
Central FV - Vila Sol	Diário	25817	4099	9338	18739
	Total (kWh)	25817	4099	9338	18739

Baixa Tensão Normal	Consumo Anual Estimado com base no Ano 2022 (kWh)	
	Ciclo Horário	Simples
Central FV - Viveiros	Sem ciclo	4930
	Total (kWh)	4930

Baixa Tensão Normal	Consumo Anual Estimado com base no Ano 2022 (kWh)			
	Ciclo Horário	Ponta	Cheias	Vazio
Central FV - Estaleiro	Diário	8856	3577	11013
Central FV - SEDE	Diário	17710	8103	13849
	Total (kWh)	26566	11680	24862

De acordo com o Regulamento Tarifário do Setor Elétrico, da ERSE, o período horário é o intervalo de tempo no qual a energia ativa é faturada ao mesmo preço e consideram-se os seguintes períodos horários de entrega de energia elétrica:

- Horas de ponta;
- Horas cheias;
- Horas de vazio normal;
- Horas de super vazio.

De acordo com a Diretiva n.º 3/2023 da ERSE para o ano de 2023 que regulamenta as tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2023, em seu 44º artigo:

1. Os períodos horários de entrega de energia elétrica a clientes finais, em Portugal continental, previstos no artigo 34.º do Regulamento Tarifário são aplicados de forma diferenciada, em função do nível de tensão.

2. Para as tarifas aplicáveis a clientes em MAT, AT e MT em Portugal continental aplica-se o ciclo semanal e o ciclo semanal opcional.

3. Para as tarifas aplicáveis a clientes em BTE e BTN aplica-se o ciclo semanal e o ciclo diário.

4. O ciclo semanal aplicável a todos os níveis de tensão e tipos de fornecimento é o seguinte:

O ciclo diário aplicável aos clientes em BTN e BTE é o seguinte:

Ciclo diário para BTE e BTN em Portugal Continental			
Período de hora legal de Inverno		Período de hora legal de Verão	
Ponta:	09.00/10.30 h 18.00/20.30 h	Ponta:	10.30/13.00 h 19.30/21.00 h
Cheias:	08.00/09.00 h 10.30/18.00 h 20.30/22.00 h	Cheias:	08.00/10.30 h 13.00/19.30 h 21.00/22.00 h
Vazio normal:	06.00/08.00 h 22.00/02.00 h	Vazio normal:	06.00/08.00 h 22.00/02.00 h
Super vazio:	02.00/06.00 h	Super vazio:	02.00/06.00 h

Figura 8 - Ciclo Diário aplicado para BTE e BTN em Portugal Continental (ERSE, Diretivo 03/2023).

Ciclo semanal para todos os fornecimentos em Portugal Continental			
Período de hora legal de Inverno		Período de hora legal de Verão	
De segunda-feira a sexta-feira		De segunda-feira a sexta-feira	
Ponta:	09.30/12.00 h 18.30/21.00 h	Ponta:	09.15/12.15 h
Cheias:	07.00/09.30 h 12.00/18.30 h 21.00/24.00 h	Cheias:	07.00/09.15 h 12.15/24.00 h
Vazio normal:	00.00/02.00 h 06.00/07.00 h	Vazio normal:	00.00/02.00 h 06.00/07.00 h
Super vazio:	02.00/06.00 h	Super vazio:	02.00/06.00 h
Sábado		Sábado	
Cheias:	09.30/13.00 h 18.30/22.00 h	Cheias:	09.00/14.00 h 20.00/22.00 h
Vazio normal:	00.00/02.00 h 06.00/09.30 h 13.00/18.30 h 22.00/24.00 h	Vazio normal:	00.00/02.00 h 06.00/09.00 h 14.00/20.00 h 22.00/24.00 h
Super vazio:	02.00/06.00 h	Super vazio:	02.00/06.00 h
Domingo		Domingo	
Vazio normal:	00.00/02.00 h 06.00/24.00 h	Vazio normal:	00.00/02.00 h 06.00/24.00 h
Super vazio:	02.00/06.00 h	Super vazio:	02.00/06.00 h

Figura 9 - Ciclo Semanal para todos os fornecimentos em Portugal Continental (ERSE, Diretivo 03/2023).

O período horário de vazio aplicável nas tarifas com dois e três períodos horários engloba os períodos horários de vazio normal e de super vazio.

O período horário de fora de vazio aplicável nas tarifas com dois períodos horários engloba os períodos horários de ponta e cheias.

3.3 CONSUMO DE ENERGIA DA REDE PELOS MEMBROS DA CER

Em relação aos consumos dos membros da comunidade, na tabela 7 apresentada a seguir é possível se verificar os consumos de energia de cada membro no período compreendido entre janeiro à dezembro de 2022 pelas centrais fotovoltaicas que constituíram a CER.

Tabela 7 - Dados de Consumo dos Membros da CER.

Consumo Rede Total						
	Estaleiro (kWh)	R6 (kWh)	Sede (kWh)	Vila Sol (kWh)	Viveiros (kWh)	Total (kWh)
Jan	2.062,2	8.875,92	6.052,64	2.850,73	656,96	20.498,45
Fev	2.355,83	12.061,16	5.178,24	3.760,3	602	23.957,53
Mar	2.884,89	9.491,4	5.795,76	2.782,52	653,84	21.608,41
Abr	2.645,54	11.827,94	4.785,87	4.165,66	470,39	23.895,4
Mai	2.588,94	17.231,69	4.913,38	7.369,95	534,4	32.638,36
Jun	2.473,05	18.109,3	5.361,17	8.920,66	532,9	35.397,08
Jul	3.650,16	21.826,11	6.980,4	11.046,22	821,88	44.324,77
Ago	2.304,1	20.903,16	5.854,44	11.235,06	580,61	40.877,37
Set	2.574,67	14.100,85	5.368,23	7.843,41	508,05	30.395,21
Out	2.556,37	12.697,77	4.940,8	5.590,86	505,49	26.291,29
Nov	2.752,21	7.580,47	4.849,53	2.799,73	642,05	18.623,99
Dez	2.615,17	5.434,93	5.352,04	1.927,98	861,29	16.191,41
					Total (kWh)	334.699,27

Conforme tabela 7 pode se perceber que o conjunto das cinco instalações para a criação da CER apresentam um consumo total de 334.699 kWh de energia.

De seguida foi realizada uma análise apresentada nos gráficos 1 e 2 em que se constata que em julho os membros da comunidade atingem um pico máximo de consumo, com um consumo total de 44.324,77 kWh, em oposto, atingem o mínimo de consumo em dezembro, com um consumo total de 16.191,41 kWh.

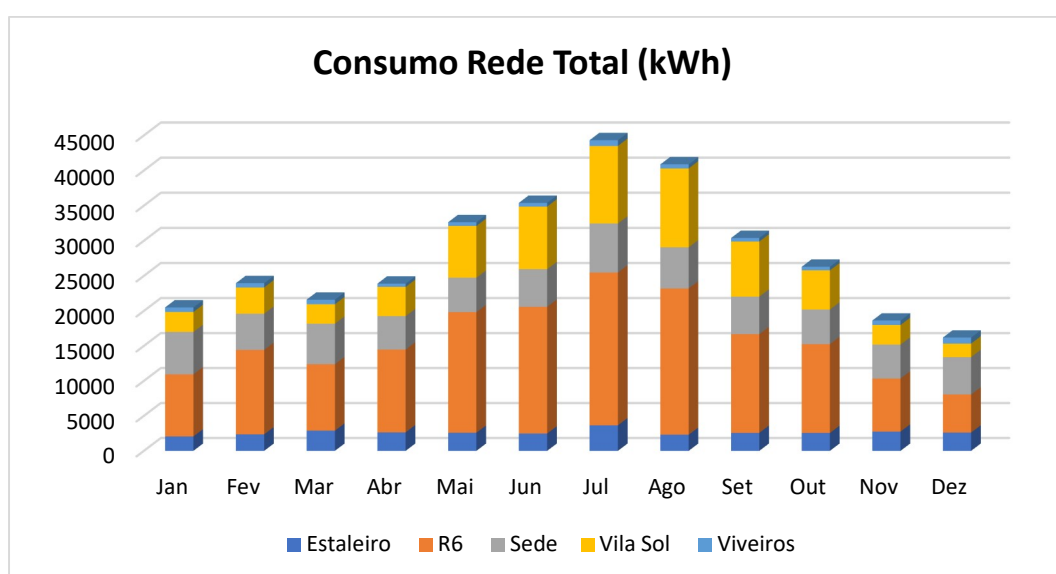


Gráfico 1 - Apresentação do Consumo da Rede Total (kWh).

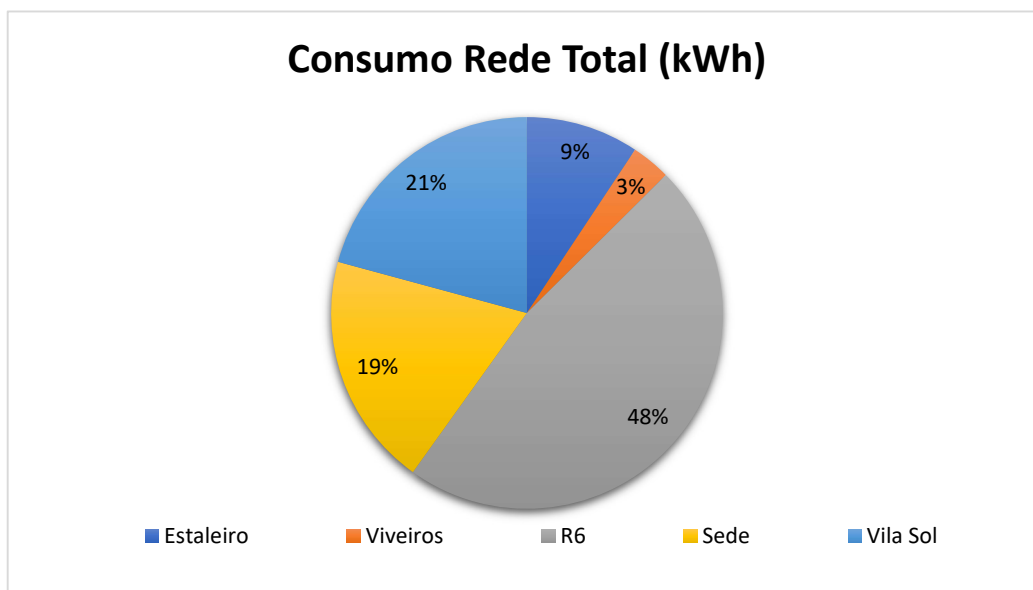


Gráfico 2 - Apresentação do Consumo da Rede Total (kWh) em percentual.

De acordo com o gráfico 2 pode se verificar que a central que detém o maior percentual de consumo é a central R6 somando 48% do consumo total de energia da rede (kWh). Os dados apresentados acima representam o consumo anual do ano de 2022 entre os meses de janeiro a dezembro de 2022.

Nos gráficos 3 e 4 apresentados a seguir, é possível verificar o consumo em kWh distribuídos ao longo da semana, para tal, os meses escolhidos foram julho e dezembro que representam o maior e menor consumo de energia da rede respectivamente.

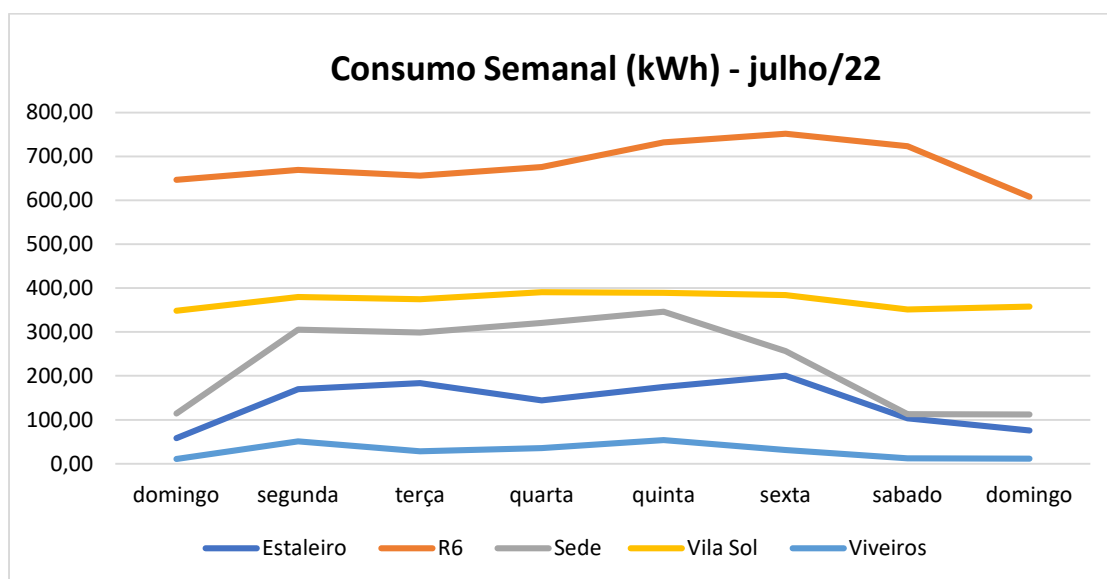


Gráfico 3 - Consumo semanal (kWh) referente ao mês de julho de 2022.

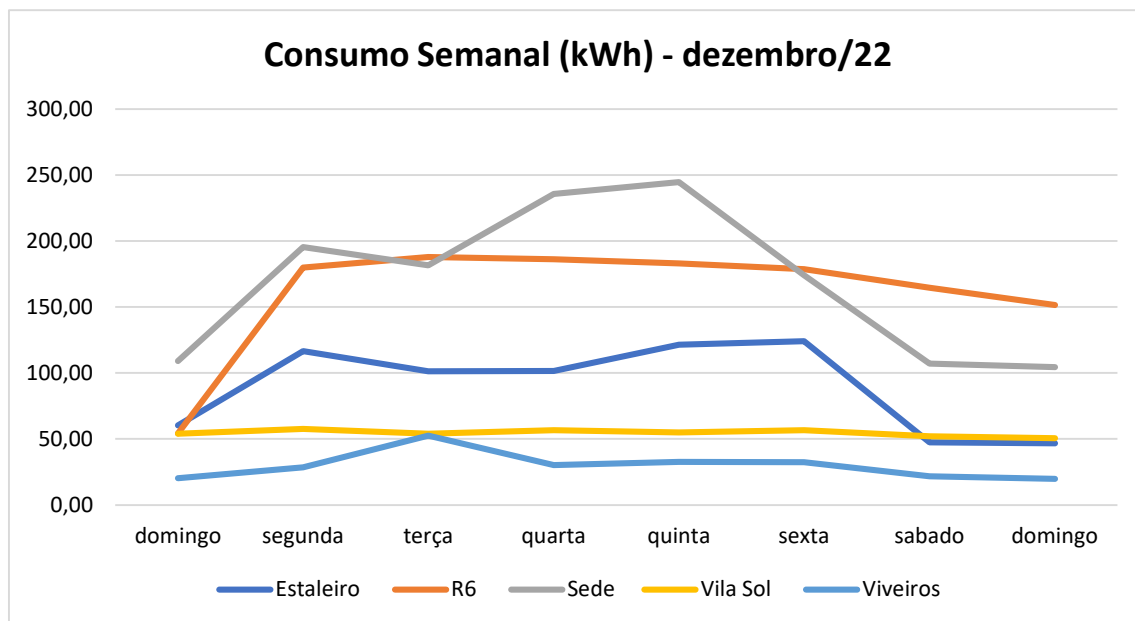


Gráfico 4 - Consumo semanal (kWh) referente ao mês de dezembro de 2022.

Conforme gráfico 3 é possível se verificar que no mês de julho o maior consumo semanal é registado entre os dias de quinta-feira e sexta-feira, exceto pela central da Vila Sol que apresenta um consumo com poucas oscilações de consumo ao longo da semana.

Já no gráfico 4 é possível se verificar que no mês de dezembro os picos de consumo mantêm-se iguais ao mês de julho, ou seja, entre quinta-feira e sexta-feira que são registados os maiores consumos ao longo da semana.

3.2 CENÁRIO 1 – CENTRAIS FOTOVOLTAICAS EXISTENTES

Como mencionado anteriormente, pelo que é suposto pela Inframoura e suposto para a realização desse estudo, foram considerados três cenários distintos para estudar as possibilidades de criação de uma Comunidade de Energia Renovável.

No cenário 1 pretende distribuir o excedente que é produzido pelas cinco centrais existentes somente entre elas, já que ambas são unidades produtoras (UP) e também são unidades consumidoras (UC), dentro do cada cenário será analisado:

- Perfis de consumo incluindo os consumos de energia da rede;
- Dimensionamento do sistema de produção fotovoltaica (kWh);
- Análise de Viabilidade Económica.

Através dos dados partilhados pela empresa objeto de estudo, foi possível caracterizar os vários tipos de consumidores e dividi-los em três tipologias diferentes: Média Tensão, Baixa Tensão Especial e Baixa Tensão Normal.

3.2.1 HISTÓRICO DE PRODUÇÃO VERSUS CONSUMO (KWH)

Conforme mencionado anteriormente a Inframoura estima investir 150.000,00€ em Sistemas de Autoconsumo Fotovoltaico nos seus edifícios e instalações, essa medida contempla a instalação de 100 kWp de sistemas de autoconsumo com recurso a energia solar fotovoltaica em edifícios e restantes equipamentos.

Atualmente a empresa possui cinco centrais em funcionamento sendo a primeira central fotovoltaica instalada em 2019, para completar os 100 kWp pretendidos pela empresa será necessário a instalação de uma nova unidade ou a ampliação de uma unidade existente na potência de 21 kWp já que as cinco centrais fotovoltaicas existentes somam cerca de 79 kWp.

Estão previstos para os anos de 2024 e 2025 a conclusão da instalação dos 100 kWp pretendidos de acordo com o Plano de Descarbonização da Inframoura (2018 - 2028).

A tabela 5 apresenta a produção de energia fotovoltaica referente ao ano de 2022 nas cinco centrais existentes.

Tabela 5 - Produção Fotovoltaica no ano de 2022.

Produção Fotovoltaica Total						
	Estaleiro (kWh)	R6 (kWh)	Sede (kWh)	Vila Sol (kWh)	Viveiros (kWh)	Total (kWh)
Jan	1.289,32	2.601,62	2.364,83	634,41	445,4	7.335,58
Fev	1.296,60	2.635,36	2.286,74	750,08	534,67	7.503,45
Mar	1.261,17	2.522,49	2.435,82	749,88	610,95	7.580,31
Abr	1.648,58	3.388,53	2.597,97	1.075,04	836,09	9.546,21
Mai	1.791,17	3.624,64	2.963,27	1.325,46	1.031,19	10.735,73
Jun	1.790,47	3.624,53	3.327,18	1.462,72	1.054,83	11.259,73
Jul	1.749,10	3.543,97	4.024,72	1.633,50	979,09	11.930,38
Ago	1.761,37	3.650,18	3.527,44	1.610,85	968,01	11.517,85
Set	1.574,39	3.260,17	2.807,48	1.232,43	741,23	9.615,70
Out	1.208,63	2.442,92	2.040,70	884,98	521,33	7.098,56
Nov	1.081,39	2.226,62	1.738,17	629,17	360,22	6.035,57
Dez	847,56	1.717,95	1.399,16	461,69	245,2	4.671,56
					Total kWh	104.830,63

No ano de 2022, apesar da produção de energia Fotovoltaica ter registado o valor de 104.830 kWh, esse valor produzido representa apenas 31% da anergia necessária para que as instalações sejam totalmente independentes da energia da rede.

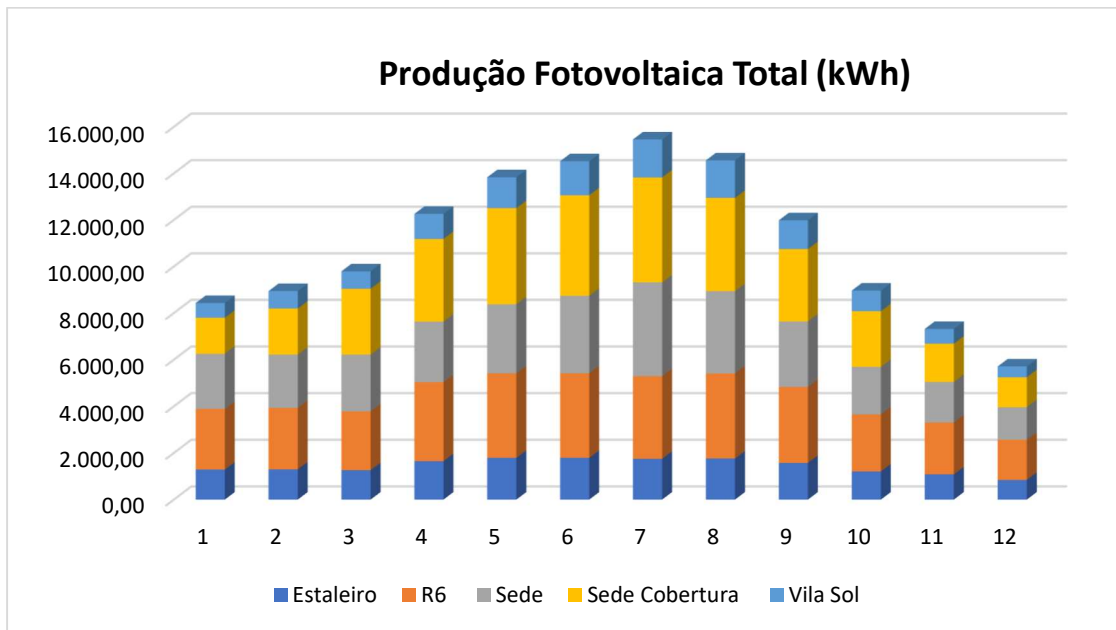


Gráfico 5 - Produção fotovoltaica total das cinco centrais.

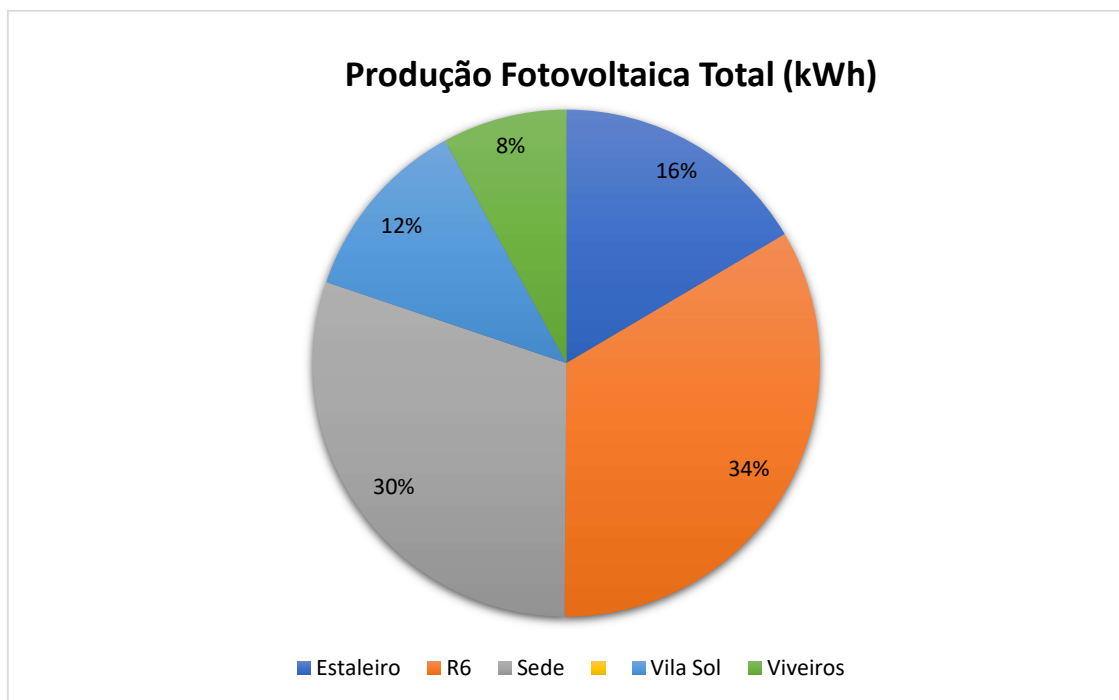


Gráfico 6 - Produção fotovoltaica em percentual % das cinco centrais.

No gráfico 5 como era de se esperar o registo da maior produção fotovoltaica encontra-se nos meses referentes ao período de verão, em que os meses de junho, julho e agosto registam a maior produção FV do período.

Já no gráfico 6 temos a representação em percentual do total produzido de energia fotovoltaico divididos entre as centrais, sendo a central R6 e Sede detentoras do maior percentual de produção de energia.

A tabela 6 apresenta os valores de energia produzidos pelas centrais e que são utilizados no autoconsumo, em sequência é apresentado a tabela 7 que representa o excedente de energia que é injetado na rede, e é com base nesse excedente injetado na rede que analisaremos a possibilidade de partilhar entre as demais centrais que formaram a comunidade de energia.

Tabela 6 - Energia consumida no regime de autoconsumo no ano de 2022.

Autoconsumo de Energia						
	Estaleiro (kWh)	R6 (kWh)	Sede (kWh)	Vila Sol (kWh)	Viveiros (kWh)	Total (kWh)
Jan	732,25	1.467,56	2.348,60	631,52	220,93	5.400,86
Fev	865,62	1.712,85	2.268,02	746,75	214,87	5.808,11
Mar	881,80	1.512,25	2.415,96	745,18	240,85	5.796,04
Abr	994,21	2.449,76	2.571,93	1.069,25	195,38	7.280,53
Mai	1.154,64	2.135,95	2.935,61	1.319,46	299,56	7.845,22
Jun	1.140,44	1.836,73	3.300,11	1.456,76	292,18	8.026,22
Jul	1.427,42	2.035,59	4.004,20	1.627,99	465,67	9.560,87
Ago	984,12	1.903,51	3.503,30	1.605,60	337,74	8.334,27
Set	1.009,19	1.422,53	2.783,12	1.227,24	231,77	6.673,85
Out	804,98	1.330,51	2.023,76	881,09	184,68	5.225,02
Nov	737,38	1.328,90	1.721,46	626,1	160,65	4.574,49
Dez	602,48	935,22	1.385,74	459,36	171,19	3.553,99
Total (kWh)						78.079,47

Tabela 7 - Produção Fotovoltaica injetado na rede no ano de 2022.

Injeção de Energia na Rede						
	Estaleiro (kWh)	R6 (kWh)	Sede (kWh)	Vila Sol (kWh)	Viveiros (kWh)	Total (kWh)
Jan	206,87	1.134,11	16,24	2,86	224,48	1.584,56
Fev	430,99	922,49	18,72	3,31	319,82	1.695,33
Mar	379,35	1.010,23	19,88	4,7	370,12	1.784,28
Abr	654,42	938,74	26,07	5,78	640,74	2.265,75
Mai	636,54	1.488,72	27,64	6,02	731,65	2.890,57
Jun	650,07	1.787,78	27,11	5,97	762,63	3.233,56
Jul	321,67	1.508,34	20,55	5,47	513,43	2.369,46
Ago	360,99	1.746,67	24,09	5,27	630,29	2.767,31
Set	565,21	1.837,66	24,32	5,16	509,53	2.941,88
Out	403,71	1.112,40	16,94	3,89	336,66	1.873,60
Nov	343,98	897,77	16,77	3,08	199,59	1.461,19
Dez	245,15	782,70	13,51	2,35	74	1.117,71
Total kWh						25.985,20

Conforme os valores apresentados nas tabelas 6 e 7 é possível perceber que nem toda a energia produzida pelas centrais são aproveitadas para o uso das instalações, os valores injetados na rede representam 25% da produção de energia total pelas centrais.

3.2.2 ESTUDO DE VIABILIDADE ECONÓMICA

O estudo de viabilidade económica é a etapa fundamental para a decisão de investimento, nessa etapa do processo tem-se a avaliação económica do sistema para instalação das UPAC que constituirão a CER, ou seja, essa a etapa que ditará a viabilidade do projeto e de todo o trabalho desenvolvido previamente. Para o caso de estudo em questão a avaliação económica se divide basicamente em três passos essenciais:

1. Investimento Inicial

No caso da empresa Inframoura, como já mencionado anteriormente se pretende investir 150.000,00€ em Sistemas de Autoconsumo Fotovoltaico nos seus edifícios e instalações, a empresa pretende ter 100 kWp instalado até o ano de 2025.

Atualmente a empresa possui 79 kWp divididos entre cinco centrais, com um valor de investimento de cerca de 119.000,00€.

2. Partilha da Energia Produzida

No caso da empresa Inframoura, o interesse na criação da CER relaciona-se com a partilha da energia excedente entre os membros, atualmente, a produção fotovoltaica utilizada em regime de autoconsumo representa 31% da energia total consumida.

3. Tempo de Retorno e Viabilidade Económica

Para o estudo de viabilidade Económica e tempo de retorno, será considera o excedente da energia produzida, que ao invés de ser injetado na rede será repartido entre os membros da CER. De toda energia produzida 75% é utilizada no autoconsumo e 25% restante da energia produzida são injetadas na rede, esse excedente somam 25.985 kWh.

No estudo de viabilidade económico apresentado a seguir, poderá se perceber melhor o impacto em toda a viabilidade económica no cenário estudado. Os valores apresentados nas tabelas a seguir, possibilita calcular a repartição da energia fotovoltaica do autoconsumo para cada membro e serão o ponto de partida para as análises que serão apresentadas na sequência.

Central Estaleiro

Tabela 8 - Consumo total e produção em kWh da Central Estaleiro.

Central Estaleiro (Potência - 10,08 kWp)					
Ano	Consumo Total (kWh)	Produção Fotovoltaica (kWh)	Autoconsumo (kWh)	Consumo Rede (kWh)	Injeção na rede (kWh)
2019	16.219,56	7.204,30	7.007,13	9.212,57	119,81
2020	23.926,96	16.579,36	9.331,30	14.595,71	3.997,88
2021	26.463,39	17.054,37	10.105,72	16.357,78	5.468,36
2022	31.463,13	17.299,75	11.334,53	20.128,71	5.198,95

A Central Estaleiro conta com uma Potência Atual de 10,08 kWp tendo entrado em funcionamento em maio de 2019. Encontra-se a injetar a produção excedente na rede desde março de 2020, a potência contratada nesta instalação é de 34,5 kVA.

Em 2022 registou uma produção total de 17.299 kWh, dos quais 11.334 kWh foram para autoconsumo da instalação os restantes 5.199 kW foram injetados na rede.

Central R6

Tabela 9 - Consumo total e produção em kWh da Central R6.

Central R6 (Potência - 20,16 kWp)					
Ano	Consumo Total (kWh)	Produção Fotovoltaica (kWh)	Autoconsumo (kWh)	Consumo Rede (kWh)	Injeção na rede (kWh)
2019	139.389,52	17.039,42	16.996,78	122.392,92	42,67
2020	139.315,96	23.986,62	19.307,09	120.009,10	4.679,61
2021	166.436,31	35.620,68	20.491,92	145.944,65	15.128,80
2022	160.140,70	35.238,98	20.071,36	140.069,67	15.167,61

Central R6 conta com uma Potência atual de 20,16 kWp e entrou em funcionamento em maio de 2019. Encontra-se a injetar a produção excedente na rede desde setembro de 2020 a potência contratada nesta instalação é de 114,49 kVA.

Em 2022 registou uma produção total de 35.239 kWh, dos quais 20.071 kWh foram para autoconsumo da instalação os restantes 15.168 kW foram injetados na rede.

Central Sede

Tabela 10 - Consumo total e produção em kWh da Central Sede.

Central SEDE (Potência - 33,70kWp)					
Ano	Consumo Total (kWh)	Produção Fotovoltaica (kWh)	Autoconsumo (kWh)	Consumo Rede (kWh)	Injeção na rede (kWh)
2019	36.815,03	28.107,89	28.058,35	8.756,79	49,80
2020	56.252,37	27.733,70	27.542,65	28.709,84	191,06
2021	62.558,80	35.089,52	31.698,49	30.860,42	3.391,17
2022	65.432,50	31.513,48	31.261,81	34.171,05	251,84

A Central SEDE conta com uma Potência atual de 33,70 kWp e entrou em funcionamento com 25 kWp de potência em junho de 2018. Foi efetuado aumento de potência para 33,7 kWp em maio de 2020, exceto pelo de 2021, a central injeta na rede a energia residual (kWh), pelo que a produção se dá em função do consumo da instalação.

A potência contratada nesta instalação é de 41,4 kVA, em 2022 registou uma produção total de 31.513 Wh.

Central Vila Sol

Tabela 11 - Consumo total e produção em kWh da Central Vila Sol.

Central Vila Sol (Potência - 10,08kWp)					
Ano	Consumo Total (kWh)	Produção Fotovoltaica (kWh)	Autoconsumo (kWh)	Consumo Rede (kWh)	Injeção na rede (kWh)
2019	54.201,52	8.307,54	8.012,57	46.189,03	23,38
2020	65.132,04	11.187,69	11.165,75	53.966,45	22,00
2021	72.524,97	12.229,37	12.174,35	60.350,71	55,11
2022	70.293,08	12.450,21	12.396,30	57.896,93	53,86

A Central Vila Sol conta com uma Potência atual de 10,08 kWp e entrou em funcionamento em maio de 2019, a central injeta na rede apenas energia residual (kWh), pelo que a produção se dá em função do consumo da instalação.

A potência contratada nesta instalação é de 43 kVA, em 2022 registou uma produção total de 12.450 kWh.

Central Viveiros

Tabela 12 - Consumo total e produção em kWh da Central Viveiros.

Central Viveiros (Potência - 5,3 kWp)					
Ano	Consumo Total (kWh)	Produção Fotovoltaica (kWh)	Autoconsumo (kWh)	Consumo Rede (kWh)	Injeção na rede (kWh)
2021	3.431,81	2.197,81	1.421,09	2.010,84	776,87
2022	7.369,86	8.328,21	3.015,47	4.354,61	5.312,94

A Central Viveiros conta com uma Potência atual de 5,00 kWp e entrou em funcionamento em fevereiro de 2021, encontra-se a injetar a produção excedente na rede desde outubro de 2021, a potência contratada nesta instalação é de 27,60 kVA.

Em 2022 registou uma produção total de 8.328 kWh, dos quais 3.015 kWh foram para autoconsumo da instalação. Os restantes 5.313 kW foram injetados na rede.

ANALISE ECONÓMICA

Como mencionado anteriormente a criação da comunidade de energia se dará a partir das cinco UPACs já existentes, o capital de investimento será próprio, sem recorrer a financiamento externo.

Para o desenvolvimento desse trabalho o estudo de viabilidade económica o foco estará no benefício económico para a empresa ao deixar de ter cinco UPACs independentes para ter uma Comunidade de Energia Renovável. Portanto os valores mais importantes nessa etapa são:

- Consumo total de energia da rede pelas centrais;
- Produção fotovoltaica total das centrais;
- Valores de energia produzida que são utilizadas no regime de autoconsumo;
- Os valores de excedentes de energia produzida que são injetados na rede;
- O valor de investimento Inicial;
- Os custos associados as tarifas de acesso às redes aplicadas aos sistemas de autoconsumo;
- Custo por kWh de energia consumida.

A partir dos valores apresentados no tópico anterior, nomeadamente nas tabelas 09 à tabela 13, será possível calcular a repartição da energia fotovoltaica do autoconsumo para cada membro.

Na tabela abaixo será apresentado os valores considerados para os parâmetros de cálculo de viabilidade Económica.

Tabela 13 - Parâmetros de Cálculo Viabilidade Económica.

Parâmetros de Cálculo Económicos		
Preço Médio da OMIE (julho 2023)	132,91 €/MWh	0,13291 €/kWh
Preço Médio Comercializador	183,8 €/MWh	0,1838 €/kWh
Preço Médio p/Venda Excedente Rede	82,91 €/MWh	0,08291 €/kWh
Preço Médio p/Venda Excedente Membros CER	102,91 €/MWh	0,010291 €/kWh
Preço Tarifa Acesso a Rede CER	15,44 €/MWh	0,1544 €/kWh

- O Preço Médio da OMIE (Operador de Mercado Elétrico) - valor médio diário apurado para o mês de julho de 2023;
- O Preço Médio Comercializador - calculado um valor médio considerando o consumo total de energia da rede para o ano de 2022 dos membros da CER, para o cálculo foi considerado o valor de 0,1838€/kWh, valor praticado por vários comercializadores de energia;
- O Preço Médio para a Venda do Excedente a Rede - calculado a descontar 0,05€ do valor do custo em €/MWh apurado pela OMIE;
- O Preço de Venda aos Membros da CER - calculado a descontar 0,03€ do valor do custo em €/MWh apurado pela OMIE;
- Preço da Tarifa de Acesso a Rede para as CER - calculado o excedente injetado na rede (aplicados a MT e BTE), pela taxa diária aplicada a Potência em horas de ponta €/kW.dia), para o valor final da tarifa aplicada foi considerado a injeção de energia na rede no horário de ponta.

O Preço da Tarifa de Acesso às Redes para o Autoconsumo encontra-se definido pela ERSE na publicação da Diretiva nº03/2023, no caso das CER elas são isentas dos encargos correspondentes ao Custo Económico de Interesse Geral (CIEG).

As tarifas de Acesso às Redes a aplicar ao autoconsumo através da RESP, aplicáveis aos projetos que beneficiem de 100% isenção dos encargos correspondentes aos CIEG, podem ser conferidas no anexo A.

Neste ponto será apresentado os resultados da análise económica, para a criação da CER a partir das UPACs já existentes, os parâmetros económicos estão definidos conforme tabela 13, o resultado apresentado se dá após a realização de um tratamento as informações anteriormente citadas, nomeadamente, os históricos de consumo total de energia da rede, históricos de consumo e produção fotovoltaica por cada central FV, históricos de autoconsumo e injeção a rede de excedentes de energia.

Tabela 14 - Apresentação de resultados análise económica.

Análise Económica Anual - Consumo Rede		
	kWh	Total €
Consumo Rede	334.699,27	61.517,73
Tarifa de Acesso a Rede		11.009,33
Custo Potência Contratada		1.244,21
Custo total energia rede €		73.771,27
Análise Económica Anual - UPAC Independentes		
	kWh	Total €
Autoconsumo	78.079,47	14.351,01
Excedente Rede	25.985,20	2.154,43
Desconto tarifa Autoconsumo		3.295,34
Desconto tarifa BTN Autoconsumo		236,15
Poupança com Autoconsumo anual		20.036,94
Custo Anual Rede com Poupança UPACs		53.734,34
% Poupança anual		27%
Análise Económica Anual – Comunidade de Energia		
	kWh	Total €
Consumo Rede	334.699,27	61.517,73
Tarifa de Acesso a Rede		11.009,33
Custo Potência Contratada		1.244,21
Custo total €		73.771,27
	kWh	Total €
Autoconsumo	78.079,47	14.351,01
Excedente compartilhado	25.985,20	4.776,08
Desconto tarifa autoconsumo		3.295,34
Desconto tarifa BTN Autoconsumo		236,15
Poupança com Autoconsumo anual		22.422,43
Custo Anual Rede com Poupança CER		51.348,84
% Poupança anual		31%

Os cálculos apresentados na tabela 14 podem ser conferidos detalhadamente conforme anexo B, o custo total representado foi calculado a considerar o preço Médio Comercializador como mencionado na tabela 13, o custo do consumo rede apresentado considerou-se a não utilização de energia fotovoltaica produzida pelas UPACs, dessa forma possibilita o cálculo da poupança ao recorrer ao uso da energia solar.

Para os casos de energia produzida por UPACs, sejam elas independentes ou a agregadas a uma CER, os mesmos terão como custos associados a eles:

- Compra de energia à rede aquando da não disponibilidade de produção fotovoltaica, a utilização da energia fotovoltaica para autoconsumo;

- A potência contratada e a Tarifa de Acesso às Redes da energia da rede quando utilizada, relativas a energia consumida em regime de autoconsumo a tarifa de acesso a rede não é aplicável, e somente será aplica ao autoconsumo que for transacionado/partilhado entre os membros da CER na forma de excedente de produção;

Como demonstrado na tabela 14, a empresa ao fazer uso da energia produzida pelas UPACs no regime de autoconsumo garante uma poupança de cerca de 27% na fatura anual de eletricidade, ao aderir a uma CER essa poupança passe a ser de cerca de 31%, essa diferença se baseia no valor pago a energia excedente quando injetada a rede, que é inferior ao valor pago pela empresa ao comercializador.

3.3 CENÁRIO 2 – AUMENTO DE POTÊNCIA DA CENTRAL SEDE

Para o segundo cenário, será estudado a possibilidade de aumento da potência instalada na central fotovoltaica da Sede da empresa Inframoura, como já mencionado anteriormente a empresa pretende investir 150.000,00€ em Sistemas de Autoconsumo Fotovoltaico nos edifícios e instalações, a empresa pretende ter 100 kWp instalado até o ano de 2025. Atualmente a empresa possui 79 kWp divididos entre cinco centrais, com um valor de investimento de cerca de 119.000,00€.

O segundo cenário proposto nesse estudo, considerará o aumento da potência de central da Sede da empresa em 20 kWp (potência necessária para atingir os 100 kWp pretendido pela empresa) e para tal terá um capital disponível para investimento estimado em cerca de 31.000,00€.

3.3.1 DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA

Para o cenário dois, será simulado a instalação de uma nova central em que a UPAC estará localizada na cobertura conforme apresentada na figura 10, para a representação dos painéis solares na cobertura recorreu-se ao software SunnyDesign, o software permite que seja feito pelo utilizador uma estrutura 3D do local a ser estudado.

Para efetuar a simulação pelo software são necessários a inserção de alguns dados para que ele seja capaz de simular a capacidade dos painéis fotovoltaicos a serem

implementados mediante a área disponível para a instalação dos painéis solares, os dados configurados para a simulação no software podem ser conferidos a seguir no texto.

Como pode ser verificado na figura 8, há espaço para instalar mais painéis solares, ou seja, a área disponível para instalação dos painéis possibilita a instalação de uma central com potência em kWp superior ao que é pretendido nesse estudo.



Figura 8 - Painéis fotovoltaicos instalados na cobertura.

Como a cobertura é uma estrutura plana o software realizou automaticamente a configuração ideal do azimute e da inclinação dos painéis, a instalação dos painéis na cobertura pode ser verificada na figura 9.



Figura 9 - Painéis fotovoltaicos simulados pelo SunnyDesign.

O software também simula o sombreamento que pode afetar a instalação e verifica se corre o risco de em algum momento no decorrer do dia a instalação ter sombreamento, na figura 10 é possível verificar a área sombreada gerada na simulação.

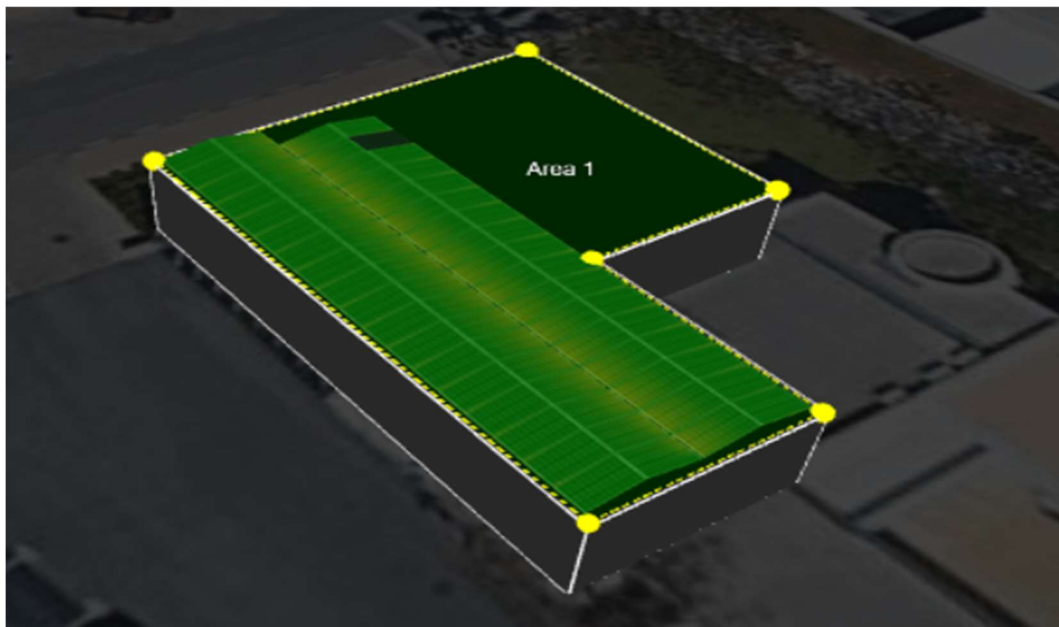


Figura 10 - Área sombreamento nos painéis.

Como os painéis foram instalados em uma cobertura sem qualquer tipo de objeto à volta que poderia causar sombreamento, como era de se esperar o risco de sombreamento foi descartado. Em relação aos módulos fotovoltaicos selecionados na simulação foram os módulos da marca Trina Solar Energy modelo TSM-300DEG5(II) DUOMAX M PLUS com uma potência de 300W. O software possibilita também dimensionar os inversores automaticamente conforme o esquema dos painéis fotovoltaicos e potência em kWp a instalar. Para a configuração do software para se obter a simulação da produção de energia deve-se considerar os seguintes dados de entrada:

- Perfil de consumo: escritório com horário de funcionamento 08:00 às 18:00 horas;
- Consumo de energia da Rede anual: 65.500 kWh;
- Preço da energia em kWh considerado para os cálculos de rentabilidade: 0,1838€;
- Preço base para compra de energia elétrica: 0,2047€;
- Preço de venda da energia excedente injetado na rede: 0,08€;
- Dedução/compensação para injetar a rede 0,01960€/kWh;
- Taxa anual considerada para o encarecimento da energia 3%.

A partir dos dados mencionados acima, foi possível obter a simulação com a produção de energia fotovoltaica, ou seja, estando o software SunnyDesign configurado para realizar o dimensionamento da instalação, e detalhado as características do cenário a ser estudado o software é então capaz de simular a produção fotovoltaica para o caso de estudo em questão. Na tabela 15 é possível verificar os resultados obtidos a partir da simulação de produção fotovoltaica anual utilizando o software.

Tabela 15 - Resultados simulação produção de energia fotovoltaica.

Mês	Produção FV (kWh)	Autoconsumo (kWh)	Injeção Rede (kWh)	Consumo da rede (kWh)
Jan	1.542	1.316	226	5.350
Fev	1.976	1.570	405	4.277
Mar	2.825	2.173	651	3.886
Abr	3.548	2.667	881	2.457
Mai	4.127	3.230	897	1.898
Jun	4.316	3.188	1.128	1.264
Jul	4.507	3.327	1.182	1.316
Ago	4.007	3.126	882	1.678
Set	3.108	2.343	765	2.277
Out	2.387	1.908	478	3.641
Nov	1.642	1.369	273	5.024
Dez	1.283	1.055	227	5.160
Total kWh	35.268	27.272	7.995	38.228

Com base na tabela 15 será possível realizar a análise económica que será apresentada no tópico a seguir, entretanto, vale ressaltar que os dados apresentados acima, se refere a uma nova instalação fotovoltaica, sem considerar nenhum dado referente a central já existente.

3.3.2 ESTUDO DE VIABILIDADE ECONOMICA

Para a análise de custos a e viabilidade económica referente ao cenário 2 desse caso de estudos, deve-se considerar os seguintes dados obtidos a partir da simulação com o software SunnyDesign:

- Consumo anual de energia 65.500 kWh (consumo de energia da rede referente ao ano de 2022);
- Rendimento energético anual 35.268 kWh;
- Injeção na rede 7.995 kWh;

- Consumo de energia da rede 38.228 kWh;
- Autoconsumo 27.272 kWh;
- Percentual do autoconsumo (em percentual de energia FV) 77,3%;
- Custo do Sistema fotovoltaico 1.300,00 €/kWp x 21kWp = 27.300,00€;
- Custos fixos anuais (em % dos custos de investimento) de 1,5% = 409,00€.

Para o estudo de viabilidade que se dará a seguir é importante salientar que os dados referentes ao perfil e histórico de consumo de energia da instalação da sede da empresa Inframoura foi referenciado anteriormente no tópico referente ao estudo do Cenário 1.

A diferença entre os dois cenários se dá na criação de uma nova central (central Sede Cobertura), os novos dados de energia produzida, autoconsumo e injeção na rede podem ser conferidos nas tabelas a seguir, a tabela 16 apresentada a seguir, que servirá de base para os cálculos da análise de viabilidade económica.

Tabela 16 - Produção Fotovoltaica nova central Sede Cobertura.

Produção Fotovoltaica Total em kWh							
	Estaleiro (kWh)	R6 (kWh)	Sede (kWh)	Sede Cobertura (kWh)	Vila Sol (kWh)	Viveiros (kWh)	Total (kWh)
Jan	1.289,32	2.601,62	2.364,83	1.542	634,41	445,4	8.877,58
Fev	1.296,60	2.635,36	2.286,74	1.976	750,08	534,67	9.479,45
Mar	1.261,17	2.522,49	2.435,82	2.825	749,88	610,95	10.405,31
Abr	1.648,58	3.388,53	2.597,97	3.548	1.075,04	836,09	13.094,21
Mai	1.791,17	3.624,64	2.963,27	4.127	1.325,46	1.031,19	14.862,73
Jun	1.790,47	3.624,53	3.327,18	4.316	1.462,72	1.054,83	15.575,73
Jul	1.749,10	3.543,97	4.024,72	4.507	1.633,50	979,09	16.437,38
Ago	1.761,37	3.650,18	3.527,44	4.007	1.610,85	968,01	15.524,85
Set	1.574,39	3.260,17	2.807,48	3.108	1.232,43	741,23	12.723,70
Out	1.208,63	2.442,92	2.040,70	2.387	884,98	521,33	9.485,56
Nov	1.081,39	2.226,62	1.738,17	1.642	629,17	360,22	7.677,57
Dez	847,56	1.717,95	1.399,16	1.283	461,69	245,2	5.954,56
Total kWh							140.098,63

A produção de energia produzida pela nova central corresponde a 35.268,00 kWh, representando no cenário 2, um aumento na produção de energia em cerca de 25% em relação ao cenário 1, passando de 104.830,63 kWh produzidos para 140.098,63 kWh.

A tabela 17 a seguir, apresenta o Autoconsumo em kWh da simulação que inclui a nova central Cobertura.

Tabela 17 - Autoconsumo com nova central Sede Cobertura.

Autoconsumo Total em kWh							
	Estaleiro (kWh)	R6 (kWh)	Sede (kWh)	Sede Cobertura (kWh)	Vila Sol (kWh)	Viveiros (kWh)	Total (kWh)
Jan	732,25	1.467,56	2.348,60	1.316,00	631,52	220,93	6.716,86
Fev	865,62	1.712,85	2.268,02	1.570,00	746,75	214,87	7.378,11
Mar	881,80	1.512,25	2.415,96	2.173,00	745,18	240,85	7.969,04
Abr	994,21	2.449,76	2.571,93	2.213,94	1.069,25	195,38	9.494,47
Mai	1.154,64	2.135,95	2.935,61	1.977,77	1.319,46	299,56	9.822,99
Jun	1.140,44	1.836,73	3.300,11	2.061,06	1.456,76	292,18	10.087,28
Jul	1.427,42	2.035,59	4.004,20	2.976,20	1.627,99	465,67	12.537,07
Ago	984,12	1.903,51	3.503,30	2.351,14	1.605,60	337,74	10.685,41
Set	1.009,19	1.422,53	2.783,12	2.343,00	1.227,24	231,77	9.016,85
Out	804,98	1.330,51	2.023,76	1.908,00	881,09	184,68	7.133,02
Nov	737,38	1.328,90	1.721,46	1.369,00	626,1	160,65	5.943,49
Dez	602,48	935,22	1.385,74	1.055,00	459,36	171,19	4.608,99
					Total kWh		101.393,58

Em relação a energia consumida em regime de autoconsumo em relação ao cenário 1, houve um aumento de 22% passando de 78.079,47 kWh para o 101.393,58 kWh, vale ressaltar que os kWh foram autoconsumidos na central Sede. A tabela 19 a seguir, apresenta a energia que será injetada na rede em kWh a partir da simulação que inclui a nova central Cobertura.

Tabela 18 - Injeção na Rede com nova central Sede Cobertura.

Injeção de Energia na Rede em kWh							
	Estaleiro (kWh)	R6 (kWh)	Sede (kWh)	Sede Cobertura (kWh)	Vila Sol (kWh)	Viveiros (kWh)	Total (kWh)
Jan	206,87	1.134,11	16,24	226,00	2,86	224,48	1.810,56
Fev	430,99	922,49	18,72	405,00	3,31	319,82	2.100,33
Mar	379,35	1.010,23	19,88	651,00	4,7	370,12	2.435,28
Abr	654,42	938,74	26,07	1.334,06	5,78	640,74	3.599,81
Mai	636,54	1.488,72	27,64	2.149,23	6,02	731,65	5.039,80
Jun	650,07	1.787,78	27,11	2.254,94	5,97	762,63	5.488,50
Jul	321,67	1.508,34	20,55	1.532,80	5,47	513,43	3.902,26
Ago	360,99	1.746,67	24,09	1.656,86	5,27	630,29	4.424,17
Set	565,21	1.837,66	24,32	765,00	5,16	509,53	3.706,88
Out	403,71	1.112,40	16,94	478,00	3,89	336,66	2.351,60
Nov	343,98	897,77	16,77	273,00	3,08	199,59	1.734,19
Dez	245,15	782,70	13,51	227,00	2,35	74,00	1.344,71
					Total kWh		37.938,09

Em relação a energia injetada na rede o aumento representa cerca de 38% em relação ao cenário 1, passando de 25.985,20 kWh para 37.938,09 kWh injetados na rede.

ANÁLISE ECONÓMICA

Neste ponto será apresentado os resultados da análise económica, para a criação da CER a considerar o uma nova Central Fotovoltaica. Os parâmetros económicos estão definidos conforme tabela 13 mencionado no cenário 1, o resultado apresentado se dá após a realização de um tratamento as informações anteriormente citadas, nomeadamente, os históricos de consumo total de energia da rede, históricos de consumo e produção fotovoltaica por cada central FV, históricos de autoconsumo e injeção a rede de excedentes de energia também mencionados na análise do cenário 1.

Tabela 19 - Apresentação de resultados análise económica para o cenário 2.

Análise Económica Anual - Consumo Rede		
	kWh	total €
Consumo Rede	334699,27	61517,73
Tarifa de Acesso a Rede		11727,70
Custo Potência Contratada		1244,21
Custo total energia rede €		74489,64
Análise Económica Anual - UPAC Independentes		
	kWh	total €
Autoconsumo	101393,58	18636,14
Excedente Rede	37938,09	3145,45
Desconto tarifa Autoconsumo		4696,52
Desconto tarifa BTN Autoconsumo		236,15
Poupança com Autoconsumo anual		26714,26
Custo Anual Rede com Poupança UPACs		47775,38
	% Poupança anual	35,86%
Análise Económica Anual - CER		
	kWh	total €
Consumo Rede	334699,27	61517,73
Tarifa de Acesso a Rede		11727,70
Custo Potência Contratada		1244,21
Custo total €		74489,64
	kWh	total €
Autoconsumo	101393,58	18636,14
Excedente compartilhado	37938,09	6973,02
Desconto tarifa autoconsumo		4696,52
Desconto tarifa BTN Autoconsumo		236,15
Poupança com Autoconsumo anual		30305,68
Custo Anual Rede com Poupança CER		44183,96
	% Poupança anual	40,68%

Conforme demonstrado na tabela 19, a empresa ao fazer uso da energia produzida pelas UPACs no regime de autoconsumo garante uma poupança de cerca de 35,86% na fatura anual de eletricidade, ao aderir a uma CER essa poupança passe a ser de cerca de 40,68%, essa diferença se baseia no valor pago a energia excedente quando injetada a rede, que é inferior ao valor pago pela empresa ao comercializador.

3.4 CENÁRIO 3 – AUMENTO DE POTÊNCIA DA CENTRAL ESTALEIRO

Para o terceiro cenário, será estudado a possibilidade de aumento da potência instalada na central fotovoltaica do Estaleiro da empresa Inframoura, esse aumento de potência busca suprir a necessidade total de energia da empresa, atualmente a empresa possui instalado 79,32 kWp divididos entre cinco centrais, com um valor de investimento de cerca de 119.000,00€.

O terceiro cenário proposto nesse estudo, considerará o aumento da potência de central do Estaleiro da empresa em 94,23 kWp que é a potência necessária para suprir a necessidade energética dos cinco membros da comunidade e para tal terá um capital disponível para investimento estimado em cerca de 122.500,00€.

3.4.1 DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA

Para o cenário três, assim como foi feito para o cenário dois também será simulado a instalação de uma nova central em que a UPAC será instalada na cobertura do edifício do Estaleiro da empresa, conforme apresentada na figura 11, para a representação dos painéis solares na cobertura recorreu-se ao software SunnyDesign pois, o software permite que seja feito pelo utilizador uma estrutura 3D do local a ser estudado.

Para efetuar a simulação pelo software são necessários a inserção de alguns dados para que ele seja capaz de simular a capacidade dos painéis fotovoltaicos a serem implementados perante a área disponível para a instalação dos painéis solares, os dados configurados para a simulação no software podem ser conferidos a seguir.



Figura 11 – Área disponível para instalação dos painéis fotovoltaicos na cobertura.

Como a cobertura é uma na sua grande maioria em estrutura plana o software realizou automaticamente a configuração ideal do azimute e da inclinação dos painéis. A instalação dos painéis na cobertura pode ser verificada na figura 12.



Figura 12 – Representação dos painéis fotovoltaicos simulados pelo SunnyDesign.

O software também simula o sombreamento que pode afetar a instalação e verifica se corre risco de em algum momento no decorrer do dia a instalação ter sombreamento, na figura 13 é possível verificar a área sombreada gerada na simulação.



Figura 13 – Simulação da área sombreada nos painéis da cobertura.

Como os painéis foram instalados em uma cobertura sem qualquer tipo de objeto à volta que poderia causar sombreamento, o risco de sombreamento foi descartado.

Em relação aos módulos fotovoltaicos selecionados na simulação foram selecionados os módulos da marca Trina Solar Energy modelo TSM-300DEG5(II) DUOMAX M PLUS com uma potência de 300W, sendo esses os módulos usados também na simulação no cenário dois. O software possibilita também dimensionar os inversores automaticamente conforme o esquema dos painéis fotovoltaicos e potência em kWp a instalar.

Para a configuração do software de forma a obter a simulação da produção de energia deve-se considerar os seguintes dados de entrada:

- Perfil de consumo: oficina com horário de funcionamento 08:00 às 18:00 horas;
- Consumo de energia da Rede anual: 230.000 kWh;
- Preço da energia em kWh considerado para os cálculos de rentabilidade: 0,1838€;
- Preço base para compra de energia elétrica: 0,1838€;
- Preço de venda da energia excedente injetado na rede: 0,08€;
- Dedução/compensação para injetar a rede 0,01960€/kWh;
- Taxa anual considerada para o encarecimento da energia 3%;

A partir dos dados mencionados acima, foi possível obter a simulação com a produção de energia fotovoltaica, ou seja, estando o software SunnyDesign configurado para realizar o dimensionamento da instalação, e detalhado as características do cenário a ser estudado o software é então capaz de simular a produção fotovoltaica para o caso de estudo em questão.

Na tabela 20 é possível verificar os resultados obtidos a partir da simulação de produção fotovoltaica anual utilizando o software.

Tabela 20 - Resultados simulação produção de energia fotovoltaica.

Mês	Produção FV (kWh)	Autoconsumo (kWh)	Injeção na rede (kWh)	Consumo da rede (kWh)
Jan	6808	5681	1127	17728
Fev	8741	6790	1951	13741
Mar	12503	9402	3101	11875
Abr	15705	11437	4268	6558
Mai	18230	13333	4897	4676
Jun	19050	12695	6355	2939
Jul	19869	13192	6677	3103
Ago	17683	12751	4932	4115
Set	13719	9944	3775	6277
Out	10582	8304	2278	11182
Nov	7261	5915	1347	16535
Dez	5667	4524	1143	17302
Total kWh	155818	113968	41851	116031

Com base na tabela 20 será possível realizar a análise económica que será apresentada no tópico a seguir. Entretanto, vale ressaltar que os dados apresentados acima, refere-se a uma nova instalação fotovoltaica, sem considerar nenhum dado referente a central já existente.

3.4.2 ESTUDO DE VIABILIDADE ECONOMICA

Para a análise de custos e viabilidade económica referente ao cenário 2 desse caso de estudos, deve-se considerar os seguintes dados obtidos a partir da simulação com o software SunnyDesign:

- Consumo anual de energia 230.000 kWh (consumo de energia da rede ano de 2022);
- Rendimento energético anual 155.818 kWh;
- Injeção na rede 41.851 kWh;
- Consumo de energia da rede 116.031 kWh;
- Autoconsumo 113.968 kWh;
- Percentual do autoconsumo (em percentual de energia FV) 73%;
- Custo do Sistema fotovoltaico 1 300,00 €/kW_p x 94,23kW_p = 122.500,00€;
- Custos fixos anuais (em % dos custos de investimento) de 1,5% = 1 900,00€.

O terceiro cenário visa a criação de uma nova central (central Estaleiro cobertura), os novos dados de energia produzida, autoconsumo e injeção na rede podem ser conferidos nas tabelas a seguir, a tabela 21 apresentada a seguir, que servirá de base para os cálculos da análise de viabilidade económica.

Tabela 21 - Produção Fotovoltaica nova central Estaleiro Cobertura.

Produção Fotovoltaica Total							
	Estaleiro (kWh)	Estaleiro Cobertura (kWh)	R6 (kWh)	Sede (kWh)	Vila Sol (kWh)	Viveiros (kWh)	Total (kWh)
Jan	1.289,32	6.808,00	2.601,62	2.364,83	634,41	445,4	14.143,58
Fev	1.296,60	8.741,00	2.635,36	2.286,74	750,08	534,67	16.244,45
Mar	1.261,17	12.503,00	2.522,49	2.435,82	749,88	610,95	20.083,31
Abr	1.648,58	15.705,00	3.388,53	2.597,97	1.075,04	836,09	25.251,21
Mai	1.791,17	18.230,00	3.624,64	2.963,27	1.325,46	1.031,19	28.965,73
Jun	1.790,47	19.050,00	3.624,53	3.327,18	1.462,72	1.054,83	30.309,73
Jul	1.749,10	19.869,00	3.543,97	4.024,72	1.633,50	979,09	31.799,38
Ago	1.761,37	17.683,00	3.650,18	3.527,44	1.610,85	968,01	29.200,85
Set	1.574,39	13.719,00	3.260,17	2.807,48	1.232,43	741,23	23.334,70
Out	1.208,63	10.582,00	2.442,92	2.040,70	884,98	521,33	17.680,56
Nov	1.081,39	7.261,00	2.226,62	1.738,17	629,17	360,22	13.296,57
Dez	847,56	5.667,00	1.717,95	1.399,16	461,69	245,2	10.338,56
Total kWh							260.648,63

A produção de energia produzida pela nova central corresponde a 155.818 kWh, representando no cenário 3, um aumento na produção de energia em cerca de 186% em relação ao cenário 1, passando de 104.830,63 kWh produzidos para 260.648,63 kWh.

A tabela 22 a seguir, apresenta o Autoconsumo em kWh da simulação que inclui a nova central Estaleiro Cobertura.

Tabela 22 - Autoconsumo com nova central Estaleiro Cobertura.

Autoconsumo Total							
	Estaleiro (kWh)	Estaleiro Cobertura (kWh)	R6 (kWh)	Sede (kWh)	Vila Sol (kWh)	Viveiros (kWh)	Total (kWh)
Jan	732,25	5.681,00	1.467,56	2.348,60	631,52	220,93	11.081,86
Fev	865,62	6.790,00	1.712,85	2.268,02	746,75	214,87	12.598,11
Mar	881,8	9.402,00	1.512,25	2.415,96	745,18	240,85	15.198,04
Abr	994,21	11.437,00	2.449,76	2.571,93	1.069,25	195,38	18.717,53
Mai	1.154,64	13.333,00	2.135,95	2.935,61	1.319,46	299,56	21.178,22
Jun	1.140,44	12.695,00	1.836,73	3.300,11	1.456,76	292,18	20.721,22
Jul	1.427,42	13.192,00	2.035,59	4.004,20	1.627,99	465,67	22.752,87
Ago	984,12	12.751,00	1.903,51	3.503,30	1.605,60	337,74	21.085,27
Set	1.009,19	9.944,00	1.422,53	2.783,12	1.227,24	231,77	16.617,85
Out	804,98	8.304,00	1.330,51	2.023,76	881,09	184,68	13.529,02
Nov	737,38	5.915,00	1.328,90	1.721,46	626,1	160,65	10.489,49
Dez	602,48	4.524,00	935,22	1.385,74	459,36	171,19	8.077,99
Total kWh							192.047,47

Em relação a energia consumida em regime de autoconsumo em relação ao cenário 1, houve um aumento de 245% passando de 78.079,47 kWh para 192.047,47 kWh.

A tabela 23 a seguir, apresenta a energia que será injetada na rede em kWh a partir da simulação que inclui a nova central Cobertura.

Tabela 23 - Injeção na Rede com nova central Estaleiro Cobertura.

Injeção da Rede							
	Estaleiro (kWh)	Estaleiro Cobertura (kWh)	R6 (kWh)	Sede (kWh)	Vila Sol (kWh)	Viveiros (kWh)	Total (kWh)
Jan	206,87	1.127,00	1.134,11	16,24	2,86	224,48	2.711,56
Fev	430,99	1.951,00	922,49	18,72	3,31	319,82	3.646,33
Mar	379,35	3.101,00	1.010,23	19,88	4,7	370,12	4.885,28
Abr	654,42	4.268,00	938,74	26,07	5,78	640,74	6.533,75
Mai	636,54	4.897,00	1.488,72	27,64	6,02	731,65	7.787,57
Jun	650,07	6.355,00	1.787,78	27,11	5,97	762,63	9.588,56
Jul	321,67	6.677,00	1.508,34	20,55	5,47	513,43	9.046,46
Ago	360,99	4.932,00	1.746,67	24,09	5,27	630,29	7.699,31
Set	565,21	3.775,00	1.837,66	24,32	5,16	509,53	6.716,88
Out	403,71	2.278,00	1.112,40	16,94	3,89	336,66	4.151,60
Nov	343,98	1.347,00	897,77	16,77	3,08	199,59	2.808,19
Dez	245,15	1.143,00	782,7	13,51	2,35	74	2.260,71
Total kWh							67.836,20

Em relação a energia injetada na rede o aumento representa cerca de 261% em relação ao cenário 1, passando de 25.985,20 kWh para 67.836,20 kWh injetados na rede.

ANÁLISE ECONOMICA

Neste ponto será apresentado os resultados da análise económica, para a criação da CER a considerar o uma nova Central Fotovoltaica.

Os parâmetros económicos estão definidos conforme tabela 14 mencionado no cenário 1, o resultado apresentado se dá após a realização de um tratamento as informações anteriormente citadas, nomeadamente, os históricos de consumo total de energia da rede, históricos de consumo e produção fotovoltaica por cada central FV, históricos de autoconsumo e injeção a rede de excedentes de energia também mencionados na análise do cenário 1.

Tabela 24 - Apresentação de resultados análise económica para o cenário 3.

Análise Económica Anual - Consumo Rede		
	kWh	Total €
Consumo Rede	334699,27	61517,73
Tarifa de Acesso a Rede		13524,58
Custo Potência Contratada		1244,21
Custo total energia rede €		76286,52

Análise Económica Anual - UPAC Independentes		
	kWh	Total €
Autoconsumo	192.047,00	35.298,24
Excedente Rede	67.836,00	5.624,28
Desconto tarifa Autoconsumo		10.144,82
Desconto tarifa BTN Autoconsumo		236,15
Poupança com Autoconsumo anual		51.303,50
Custo Anual Rede com Poupança UPACs		24.983,02
		% Poupança anual 67,25%

Análise Económica Anual - CER		
	kWh	Total €
Consumo Rede	334.699,27	61.517,73
Tarifa de Acesso a Rede		13.524,58
Custo Potência Contratada		1.244,21
Custo total €		76.286,52
Autoconsumo	192.047,00	35.298,24
Excedente Rede	67.836,00	12.468,26
Desconto tarifa autoconsumo		10.144,82
Desconto tarifa BTN Autoconsumo		236,15
Poupança com Autoconsumo anual		58.147,47
Custo Anual Rede com Poupança CER		18.139,05
		% Poupança anual 76,22%

Conforme demonstrado na tabela 24, a empresa ao fazer uso da energia produzida pelas UPACs no regime de autoconsumo garante uma poupança de cerca de 67 % na fatura anual de eletricidade, ao aderir a uma CER essa poupança passa a ser de cerca de 76 %, essa diferença se baseia no valor pago a energia excedente quando injetada a rede, que é inferior ao valor pago pela empresa ao comercializador.

4

ANÁLISE DOS RESULTADOS

4.1 CENÁRIO 1 – CENTRAIS FOTOVOLTAICAS EXISTENTES

Para a Análise de viabilidade de negócio, nomeadamente: cálculos de Valor Atual Líquido (VAL), Taxa Interna de Rendibilidade (TIR) e Pay Back Period, recorreu-se a folha de cálculos EV_CRIA (O CRIA (Divisão de Empreendedorismo e Transferência de Tecnologia) é uma estrutura da Universidade do Algarve destinada a promover relações entre as unidades de investigação e desenvolvimento e/ou os investigadores da Universidade e as empresas). Os dados de partidas considerados para os cálculos:

- Valor do investimento total 119.000,00 €, considerando todos os custos associados a instalação das UPACs;
- Para parâmetros de cálculos considera-se o prazo de recebimento pelas vendas 30 dias;
- Não foi considerado valor de inflação por se tratar de autoconsumo e partilha da energia produzida sem vender a terceiros;
- Para orçamentação e vendas, considerou-se quatro situações distintas:
 - MT – energia produzida pela UPAC da central R6;
 - BTE – energia produzida pela UPAC da central Vila Sol;
 - BTN – energia produzida pela UPAC das centrais Sede, Estaleiro e Viveiros;
 - Excedente – energia produzida pelas cinco UPACs e partilhadas no regime CER.
- O preço considerado para o kWh foi o valor de 0,1838€/kWh (considerado valor intermedio aplicado entre comercializadores de energia);
- Para manutenção e conservação considerou-se o valor de 800,00€ anual;
- O Capital investido considerou-se capital próprio, sem recorrer a terceiros através de financiamentos bancários;
- Para o caso de estudo, considerou-se o prazo de 10 anos para o cálculo de retorno de investimento;

Tabela 25 - Resultados cálculos de VAL, TIR e tempo de retorno de investimento.

Avaliação na Perspetiva do Projeto		
	Cash Flows Atualizados €	Cash Flows Acumulados €
Pré-Exploração	-119000,00	-119000,00
2024	19588,64	-98811,11
2025	21182,54	-77628,29
2026	21182,54	-56445,48
2027	21182,54	-35262,66
2028	13745,04	-21517,35
2029	13745,04	-7772,04
2030	13745,04	5973,28
2031	13745,04	19718,59
2032	13745,04	33463,91
2033	13745,04	47209,22
2034	1593,89	48803,15
	Valor Atual Líquido (VAL)	48803,15
	Taxa Interna de Rendibilidade (TIR)	8%
	Pay Back Period	6 anos e 5 meses

Como pode ser verificado na tabela 25 os seis primeiros de anos de operação apenas garante o retorno do valor investido, dessa forma passa a gerar receita para a empresa a partir do sétimo ano de operação.

Deve se ter consideração que para os resultados obtidos na tabela 25, considerou-se o valor do investimento total para a instalação das UPACs e a produção fotovoltaica considerada para os cálculos efetuados refere-se ao ano de 2022, apesar do cenário extremamente favorável para a criação da CER, é de se ressaltar que foi considerado um preço por kWh único o que não reflete a realidade do mercado da eletricidade, possuindo tarifas e preços diferentes de acordo com o perfil de consumo da instalação.

4.2 CENÁRIO 2 – AUMENTO DE POTÊNCIA DA CENTRAL SEDE

Para a Análise de viabilidade de negócio do cenário 2, nomeadamente: cálculos de Valor Atual Líquido (VAL), Taxa Interna de Rendibilidade (TIR) e Pay Back Period, assim como para o cenário 1, no cenário 2 também se recorreu a folha de cálculos EV_CRIA (O CRIA e os dados de partidas considerados para os cálculos são os mesmos apresentados no tópico 3.2.2 referente ao estudo de viabilidade económica do cenário 1, exceto o valor do investimento financeiro que passou a ser 146.300,00€.

Tabela 26 - Resultados cálculos de VAL, TIR e tempo de retorno de investimento.

Avaliação na Perspetiva do Projeto		
	Cash Flows Atualizados €	Cash Flows Acumulados €
Pré-Exploração	-146300,00	-146300,00
2024	25582,37	-120083,48
2025	27713,61	-92332,86
2026	27713,61	-64582,23
2027	27713,61	-36831,61
2028	18581,96	-18224,74
2029	18581,96	382,13
2030	18581,96	18989,00
2031	18581,96	37595,87
2032	18581,96	56202,74
2033	18581,96	74809,61
2034	2131,24	76943,71
	Valor Atual Líquido (VAL)	76944,00
	Taxa Interna de Rendibilidade (TIR)	9%
	Pay Back Period	5 anos e 2 meses

Como pode ser verificado na tabela 26 os seis primeiros de anos de operação apenas garante o retorno do valor investido, dessa forma passa a gerar receita para a empresa a partir do sétimo ano de operação.

Deve se ter consideração que para os resultados obtidos na tabela 26, considerou-se o valor do investimento total para a instalação das UPACs, e a produção fotovoltaica considerada para os cálculos efetuados refere-se a energia produzida pelas cinco centrais no decorrer do de 2022 acrescido da simulação fotovoltaica realizado pelo software sunnyDesign para a nova central FV a ser instalada na sede da empresa.

4.3 CENÁRIO 3 – AUMENTO DE POTÊNCIA DA CENTRAL ESTALEIRO

Para a Análise de viabilidade de negócio do cenário 3, nomeadamente: cálculos de Valor Atual Líquido (VAL), Taxa Interna de Rendibilidade (TIR) e Pay Back Period, assim como para o cenário 1 e cenário 2, para o cenário 3 também se recorreu a folha de cálculos EV_CRIA, e os dados de partidas considerados para os cálculos são os mesmos apresentados no tópico 3.2.2 referente ao estudo de viabilidade económica do cenário 1, exceto o valor do investimento financeiro que passou a ser 241.500,00€.

Tabela 27- Resultados cálculos de VAL, TIR e tempo de retorno de investimento.

Avaliação na Perspetiva do Projeto		
	Cash Flows Atualizados €	Cash Flows Acumulados €
Pré-Exploração	-241500,00	-241500,00
2024	45512,92	-195987,08
2025	49493,44	-146493,65
2026	49493,44	-97000,21
2027	49493,44	-47506,77
2028	34399,69	-13107,09
2029	34399,69	21292,60
2030	34399,69	55692,29
2031	34399,69	90091,97
2032	34399,69	124491,66
2033	34399,69	158891,35
2034	3980,52	162871,87
	Valor Atual Líquido (VAL)	162872,00
	Taxa Interna de Rendibilidade (TIR)	12%
	Pay Back Period	5 anos e 7 meses

Como pode ser verificado na tabela 27 os cinco primeiros de anos de operação apenas garante o retorno do valor investido, dessa forma passa a gerar receita para a empresa a partir do sexto ano de operação.

Deve se ter consideração que assim como para o cenário 2, no cenário 3 para os resultados obtidos na tabela 27 considerou-se o valor do investimento total para a instalação das UPACs, e a produção fotovoltaica considerada para os cálculos efetuados refere-se a energia produzida pelas cinco centrais no decorrer do ano de 2022 acrescido da simulação fotovoltaica realizado pelo software sunnyDesign para a nova central FV a ser instalada na sede da empresa.

Apesar do cenário extremamente favorável para a criação da CER, é de se ressaltar que nos três cenários simulados o preço considerado por kWh é único o que não reflete a realidade do mercado da eletricidade, possuindo tarifas e preços diferentes de acordo com o perfil de consumo da instalação.

5

CONSIDERAÇÕES FINAIS

A instalação de painéis fotovoltaicos, tem se tornado cada vez mais popular entre empresas que buscam gerar energia solar em regime de autoconsumo, e com vários incentivos que tem surgidos através das alterações na legislação, essas alterações na legislação proporcionam o surgimento de várias novas formas de produzir e consumir energia elétrica de fontes renováveis, os autoconsumidores individuais, coletivos e comunidades de energia são a representação desses novos produtores e consumidores de energia.

Anteriormente o que era produzido de eletricidade que não era então usufruído pelo autoconsumidor era “oferecido” a Rede Elétrica de Serviço Público, no entanto, com as alterações na lei, atualmente já é permitido a venda da energia excedente que é produzida e não consumido pelo autoconsumidor e então disponibilizada na rede elétrica.

No entanto, apesar de muito se falar em Comunidades de Energia renováveis nos últimos tempos, a concretização dessa realidade não é tão simples como parece, o que tem se percebido é um esforço de diversas entidades para incentivar a criação de comunidades de energia, mas certa questão mais específica a respeito da implantação prática de uma CER ainda se encontra sem resposta principalmente relacionado as definições de caráter prático.

Outras questões que deve ter em consideração ao falar de comunidades de energia são as condicionantes que podem inviabilizar a criação de uma CER, como por exemplo a barreira geográfica em que as distâncias em quilômetros entre os membros devem ser analisadas pela DGEG, a forma clara sobre a aplicação de tarifas na partilha de energia entre os membros. A potência de instalação está sujeita a potência de contratação da energia de rede, portanto, para uma potência contratada 41,4 kVA a potência da central fotovoltaica não poderá ultrapassar 41,4 kVA, para a injeção da energia produzida na rede, é necessário instalar transformadores de tensão (TT) e transformadores de isolamento (TI), não sabe ao certo o quanto encarece a produção de energia solar.

Ou seja, não se trata apenas da venda da eletricidade gerada no autoconsumo, mas deve ter em consideração o investimento financeiro, pois, para algumas situações a

compensação financeira pela venda do excedente seja a rede ou a membros da CER justifica o investimento financeiro para compra, instalação e manutenção das UPACs.

ANALISE DO TRABALHO REALIZADO

Neste projeto foi estudado a implantação de uma Comunidade de Energia Renovável com 5 membros produtores que também são os membros consumidores da energia produzida em regime de autoconsumo.

O histórico de consumo de energia estudado bem como o histórico de produção de energia fotovoltaica estudado nos três cenários são referentes as centrais, Sede, Estaleiro, R6, Viveiros e Vila Sol são dados reais de consumo de energia da rede referente ao ano de 2022.

Realizou-se o estudo para criação da uma CER para 3 cenários distintos:

- Cenário 1 – criar a CER a partir das cinco centrais já existente com base na produção fotovoltaica atual;
- Cenário 2 – para além das cinco centrais já existentes, decidiu-se simular o aumento de potência da central “Sede” a fim de aumentar a produção de energia fotovoltaica.
- Cenário 2 – diferente do cenário 2, no terceiro cenário o foco do estudo se dá no aumento de potência da central do “Estaleiro” que supriria na totalidade a necessidade energética da empresa.

A diferença entre os cenários 1 e 2 se baseiam no aumento de potência, visto que a empresa dispõe de um valor para investimento com essa finalidade, então criou-se uma central fotovoltaica na Sede da empresa, essa nova central recebeu a designação de “Central Sede Cobertura” e sua produção fotovoltaica foi simulada com recurso ao software SunnyDesign.

No cenário 3, o aumento de potência foi calculado com base no consumo total da energia da rede, ou seja, visando suprir a necessidade total de consumo de energia em kWh, enquanto no cenário 2 diz respeito a intenção de investimento da empresa para criação de nova central.

No desenvolvimento desse trabalho todos os cálculos efetuados relativos a produção, a venda, ao preço de venda (membro da comunidade), e ao preço de venda (rede) são estimados, na realidade podemos ter um cenário mais favorável do que o previsto,

principalmente no que diz respeito a produção em kWh dos painéis que está condicionado a irradiação solar.

O cenário 2 em comparação ao cenário 1, obteve redução superior a um ano no tempo de retorno de investimento, enquanto o cenário 1 o tempo de retorno era de 6 anos e 5 meses com redução estimada na fatura de energia de 31%, no cenário 2 o tempo de retorno reduziu para 5 anos e 7 meses e na fatura de energia a poupança estimada foi de 40% anual, redução superior a 12% na fatura de energia.

A maior vantagem do cenário 2 dá-se a baixa injeção de energia excedente na rede, dado que o objetivo principal da CER é usufruir de toda a energia produzida entre seus membros.

Em ambos os cenários o foco está no compartilhamento de toda a energia produzida pela CER entre seus membros, ou seja, não é de grande interesse a venda do excedente a outras entidades.

Dos três cenários estudado, verificou-se que o cenário 3 é o mais favorável para a criar a comunidade de energia, com um investimento estimado em 241.500,00€ e tempo de retorno de aproximadamente 5 anos e 7 meses, este acabou sendo o cenário que demonstrou a maior poupança energética para os membros, aproximadamente 76% na fatura anual.

Apesar do terceiro cenário ser mais vantajoso do ponto de vista da redução da fatura de eletricidade, o segundo cenário replica a intenção real de investimento pela empresa sendo então o cenário que será aplicado na prática.

TRABALHOS FUTUROS

Para a empresa a criação da CER a partir das UPACs já instaladas, representa suprir suas necessidades energéticas a partir de energia produzida localmente de fontes renováveis e sem prejudicar o meio ambiente e ser de baixo custo.

A empresa pretende no futuro instalar um grupo de baterias para armazenar energia e assim aproveitar 100% de toda a energia produzida pela comunidade, sendo esse tema de interesse futuro para o desenvolvimento de um novo estudo a analisar um novo cenário com a instalação das baterias, deste modo evitando-se a venda de energia à rede.

Para trabalhos futuros além das baterias para armazenamento de energia também há o interesse em estudar a possibilidade de criar uma comunidade de energia a englobar os demais edifícios da empresa, pois atualmente a empresa possui cerca de setenta instalações com CPE ativo e consumindo energia da rede.

REFERÊNCIAS

- DGEG: Pobreza Energética. (2022). <https://www.dgeg.gov.pt/pt/areas-transversais/politicas-de-protecao-ao-consumidor-de-energia/pobreza-energetica/>
- Carlisle, N., Elling, J., & Penney, T. (2008). A Renewable Energy Community: Key Elements. NREL/TP540-42774
- PNEC 30 – Plano Nacional Energia e Clima 2021-2030. (2019) Plano Nacional Portugal. dezembro de 2019. [chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcgclefindmkaj/https://bcsdportugal.org/wp-content/uploads/2020/12/PNEC-2030-Plano-Nacional-Energia-e-Clima.pdf](https://bcsdportugal.org/wp-content/uploads/2020/12/PNEC-2030-Plano-Nacional-Energia-e-Clima.pdf)
- Eurostat. HICP (Harmonised Indices of Consumer Prices) Energy (2022). https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Archive:Produ%C3%A7%C3%A3o_e_importa%C3%A7%C3%A3o_de_energia&oldid=248327
- DGEG. Comunidade de Energia. (2022) <https://www.dgeg.gov.pt/pt/areas-setoriais/energia/energias-renovaveis-e-sustentabilidade/comunidades-de-energia/>
- Dóci, G., Vasileiadou, E. (2015). “Let’s do it our selves” Individual motivations for investing in renewables at community level. Renewable and Sustainable Energy Reviews.
- Decreto-Lei n.º 162/2019. Regime jurídico aplicável ao autoconsumo de energia renovável. (2019). Diário da República n.º 206/2019, Série I de 2019-10-25, páginas 45 – 62. [chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcgclefindmkaj/https://files.dre.pt/1s/2019/10/20600/0004500062.pdf](https://files.dre.pt/1s/2019/10/20600/0004500062.pdf)
- Kelly, S., Pollitt, M. (2011). The Local Dimension of Energy. Cambridge: Cambridge Working Paper in Economics

E-Redes. Autoconsumo coletivo. (2022). <https://www.e-redes.pt/pt-pt/transicao-energetica/redes-do-futuro/autoconsumo-coletivo>

ERSE. Tarifas e preços Eletricidade. (2023). <https://www.erse.pt/atividade/regulacao/tarifas-e-precos-eletricidade/>

ERSE. Autoconsumo. (2022). chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcglclefindmkaj/https://www.erse.pt/media/0v2hz3s0/faq-do-regime-de-autoconsumo_v20220912.pdf

ADENE, ERSE. Manual digital Autoconsumo e Comunidade de Energia Renovável – Guia legislativo. (2022). chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcglclefindmkaj/https://www.adene.pt/wp-content/uploads/2022/11/Manual-Digital-Autoconsumo-e-Comunidade-de-Energia-Renovavel-Guia-Legislativo_vs2.pdf

ERSE. Autoconsumo Coletivo e Comunidades de Energia Desafios da transição energética. (2019). chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcglclefindmkaj/https://www.erse.pt/media/elsfxo5u/autoconsumocoletivo_ecer_eneae_20191204f.pdf

Decreto-Lei n.º 15/2022. Estabelece a organização e o funcionamento do Sistema Elétrico Nacional. Diário da República n.º 10/2022, Série I de 2022-01-14, páginas 3 – 185. <chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcglclefindmkaj/https://files.dre.pt/1s/2022/01/01000/0000300185.pdf>

Regulamento n.º 373/2021. Regulamento do Autoconsumo de Energia Elétrica

Calhau, F., Pintassilgo, P., Guerreiro, J. (2020). Comunidades Energéticas Sustentáveis: Estudos de uma Comunidade Eólica no Algarve. Universidade do Algarve Editora. 1ª Edição, Faro. Portugal

Walker, Devine G., Wright, P. (2008). Community renewable energy: What should it mean? Energy Policy.

Plano de descarbonização de Inframoura 2018-2028, disponível em: chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcglclefindmkaj/https://empresa.inframoura.pt/upload_files/client_id_1/website_id_2/ap_inframoura_planodescarbonizacao_07.pdf

Regulamento Tarifário do Setor Elétrico, da ERSE, disponível em: chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcglclefindmkaj/https://www.erse.pt/media/bhnpuida/articulado-rt-se_consolidado.pdf

Diretiva n.º 3/2023, da ERSE, disponível em: chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcglclefindmkaj/https://www.erse.pt/media/iahipek m/diretiva-3_2023.pdf

Tarifas de acesso as redes em vigor a partir de julho de 2023 até 31 de dezembro de 2023 disponível em: https://www.iberdrola.pt/documents/46699/8746301/Iberdrola-Tarifas-de-acesso-as-redes-2023.pdf

Preço médio diário da energia elétrica, histórico dos dados referentes ao mês de julho/2023, disponível em: https://datahub.ren.pt/pt/eletricidade/mercado/

Simulador de Sistemas Fotovoltaicos Sunnydesign, disponível em: https://www.sunnydesignweb.com/sdweb#/

ANEXOS

A) Tarifários

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES DO AUTOCONSUMO ATRAVÉS DA RESP - ISENÇÃO 100% DE CIEG							
Nível de tensão e opção tarifária da IC	N.º períodos horários	Nível de tensão da IPr	Potência em horas de ponta	Energia ativa EUR/kWh			
			EUR/(kW.dia)	Horas de ponta	Horas cheias	Horas de vazio normal	Horas de super vazio
MAT	4	MAT	0,0597	-0,0535	-0,0536	-0,0536	-0,0537
AT	4	AT	0,0172	-0,0534	-0,0535	-0,0538	-0,0539
		MAT	0,1329	-0,0525	-0,0527	-0,0530	-0,0532
MT	4	MT	0,0856	-0,0522	-0,0526	-0,0534	-0,0536
		AT	0,1070	-0,0513	-0,0518	-0,0528	-0,0531
		MAT	0,2284	-0,0504	-0,0509	-0,0520	-0,0524
BTE	4	BT	0,2047	-0,0527	-0,0535	-0,0548	-0,0563
		MT	0,3274	-0,0499	-0,0511	-0,0532	-0,0551
		AT	0,3511	-0,0489	-0,0502	-0,0526	-0,0546
		MAT	0,4854	-0,0479	-0,0492	-0,0517	-0,0538
BTN>	3	BT	n.a.	-0,0484	-0,0492	-0,0660	
		MT	n.a.	-0,0003	-0,0468	-0,0646	
		AT	n.a.	0,0095	-0,0459	-0,0640	
		MAT	n.a.	0,0601	-0,0449	-0,0631	
BTN< tri-horária	3	BT	n.a.	-0,1103	-0,1112	-0,1214	
		MT	n.a.	-0,0622	-0,1088	-0,1200	
		AT	n.a.	-0,0524	-0,1079	-0,1194	
		MAT	n.a.	-0,0018	-0,1069	-0,1185	
BTN bi-horária	2	BT	n.a.	-0,1112		-0,1214	
		MT	n.a.	-0,0988		-0,1200	
		AT	n.a.	-0,0960		-0,1194	
		MAT	n.a.	-0,0842		-0,1185	
BTN simples	1	BT	n.a.	-0,1147			
		MT	n.a.	-0,1060			
		AT	n.a.	-0,1039			
		MAT	n.a.	-0,0958			

ERSE. Tarifas e preços Eletricidade (2023).

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM MT		PREÇOS
Potência		EUR/(kW.dia)
Horas de ponta		0,2284
Contratada		0,0155
Energia ativa		EUR/kWh
Horas de ponta		-0,0504
Horas cheias		-0,0509
Horas de vazio normal		-0,0520
Horas de super vazio		-0,0524
Energia reativa		EUR/kvarh
Indutiva		0,0015
Capacitiva		0,0011

ERSE. Tarifas e preços Eletricidade (2023).

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM BTE		PREÇOS
Potência		EUR/(kW.dia)
Horas de ponta		0,4854
Contratada		0,0196
Energia ativa		EUR/kWh
Horas de ponta		-0,0479
Horas cheias		-0,0492
Horas de vazio normal		-0,0517
Horas de super vazio		-0,0538
Energia reativa		EUR/kvarh
Indutiva		0,0108
Capacitiva		0,0083

ERSE. Tarifas e preços Eletricidade (2023).

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM BTN (>20,7 kVA)		PREÇOS
Potência contratada		EUR/dia
Tarifa tri-horária	27,6	0,7187
	34,5	0,8983
	41,4	1,0780
Energia ativa		EUR/kWh
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,0601
	Horas cheias	-0,0449
	Horas de vazio	-0,0631

ERSE. Tarifas e preços Eletricidade (2023).

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM BTN ($\leq 20,7$ kVA)		PREÇOS
Potência contratada		EUR/dia
Tarifa simples, bi-horária e tri-horária	1,15	0,0299
	2,3	0,0599
	3,45	0,0898
	4,6	0,1198
	5,75	0,1497
	6,9	0,1797
	10,35	0,2695
	13,8	0,3593
	17,25	0,4492
20,7	0,5390	
Energia ativa		EUR/kWh
Tarifa simples		-0,0958
Tarifa bi-horária	Horas de fora de vazio	-0,0842
	Horas de vazio	-0,1185
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	-0,0018
	Horas cheias	-0,1069
	Horas de vazio	-0,1185

ERSE. Tarifas e preços Eletricidade (2023).

B) Cálculo do Preço Tarifa Acesso a Rede CER em MWh

MT			
Potência em horas de ponta EUR/(kW.dia)	Dias / mês	Injeção da Rede (kWh)	Total €/MWh
0,0856	30	15167,61	38,95
-0,0522	30	15167,61	-23,75
		Total	15,20

BTE			
Potência em horas de ponta EUR/(kW.dia)	Dias / mês	Injeção da Rede (kWh)	Total €/MWh
0,2047	30,00	53,86	0,33
-0,0527	30,00	53,86	-0,09
		Total	0,25
Total centrais			15,44

C) Cálculo Tarifas de acesso a Rede por Potência Contratada (kWh).

Tarifas de Acesso às Redes	Potência Contratada kW	EUR/(kW.dia)	Total ano €
MT	114,49	0,2284	83,37
BTE	43	0,4854	177,17
BTN	27,6	0,7187	262,33
BTN	34,5	0,8983	327,88
BTN	41,4	1,078	393,47
Custo Potência Contratada ano			1244,21

D) Cálculo Tarifas de acesso a Rede por Consumo (kWh).

Tarifas de Acesso às Redes	Consumo (kWh)	EUR/(kW.dia)	Total €
MT	160140,7	0,0155	2482,18
BTE	70293,08	0,0196	1377,74
BTN	104265,49	0,0601	6266,36
Tarifa de Acesso a Rede ano			10126,28

E) Cálculo Tarifas de acesso a Rede por Autoconsumo (kWh).

Tarifas de Acesso às Redes	Autoconsumo (kWh)	EUR/(kW.dia)	Total €
MT	20.071,36	0,0155	311,11
BTE	12.396,30	0,0196	242,97
BTN	45.611,81	0,0601	2741,27
Tarifa de Acesso a Rede ano			3295,34

F) Cálculo Tarifas de acesso a Rede por Excedente Injetado a rede (kWh).

Tarifas de Acesso às Redes	Excedente (kWh)	EUR/(kW.dia)	Total €
MT	15.167,61	0,0155	235,10
BTE	53,86	0,0196	1,06
BTN	10.763,73	0,0601	646,90
Tarifa de Acesso a Rede ano			883,05

G) Cálculo Tarifas de acesso a Rede por Excedente Injetado a rede em regime de autoconsumo (kWh).

Tarifas de Acesso às Redes	Excedente (kWh)	EUR/(kW.dia)	Total €
MT	15167,61	0,0155	235,09
BTE	53,86	0,0196	1,06
BTN	10763,73		0
Tarifa de Acesso a Rede			236,15

H) Cálculo Tarifas de acesso a Rede por Autoconsumo (kWh) referente ao Cenário 2.

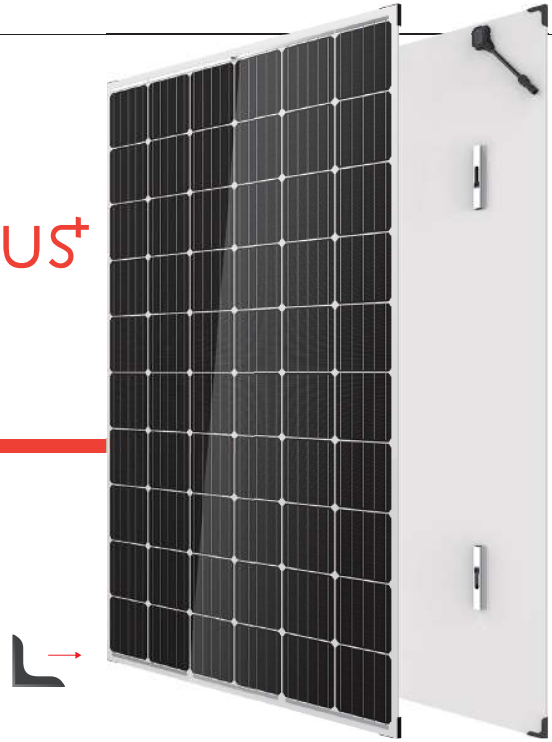
Tarifas de Acesso às Redes	Autoconsumo (kWh)	EUR/(kW.dia)	Total €
MT	20.071,36	0,0155	311,11
BTE	12.396,30	0,0196	242,97
BTN	68.925,92	0,0601	4142,45
Tarifa de Acesso a Rede ano			4696,52

I) Cálculo Tarifas de acesso a Rede por Excedente Injetado a rede (kWh) referente ao Cenário 2.

Tarifas de Acesso às Redes	Excedente (kWh)	EUR/(kW.dia)	Total €
MT	15.167,61	0,0155	235,10
BTE	53,86	0,0196	1,06
BTN	22.716,62	0,0601	1365,27
Tarifa de Acesso a Rede ano			1601,42

THE DUOMAX^M PLUS⁺

DUAL GLASS 60-CELL MODULE



60 CELL
MONOCRYSTALLINE MODULE

270-305W
POWER OUTPUT RANGE

18.5%
MAXIMUM EFFICIENCY

0~+5W
POSITIVE POWER TOLERANCE

Founded in 1997, Trina Solar is the world's leading comprehensive solutions provider for solar energy. We believe close cooperation with our partners is critical to success. Trina Solar now distributes its PV products to over 60 countries all over the world. Trina is able to provide exceptional service to each customer in each market and supplement our innovative, reliable products with the backing of Trina as a strong, bankable partner. We are committed to building strategic, mutually beneficial collaboration with installers, developers, distributors and other partners.

Comprehensive Products And System Certificates

IEC61215/IEC61730/UL1703/IEC61701/IEC62716

ISO 9001: Quality Management System

ISO 14001: Environmental Management System

ISO14064: Greenhouse gases Emissions Verification

OHSAS 18001: Occupation Health and Safety Management System



Trinasolar



Highly reliable due to stringent quality control

- PID resistant and free of snail trails
- Increased module robustness to minimize micro-cracks
- 100% EL double inspection



Enhanced safety

- Fire class A certified by TUV Rheinland according to fire test IEC 61730-2/MST 23
- Certified for fire type 13 (UL 1703)



Increased value

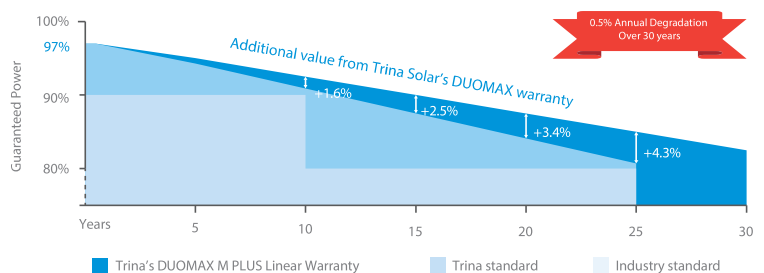
- Higher maximum system voltage reduces BOS costs
- 30 year linear warranty
- 0.5% annual degradation
- Low thermal coefficients for more energy production at higher temperatures



Certified to withstand the most challenging environmental conditions

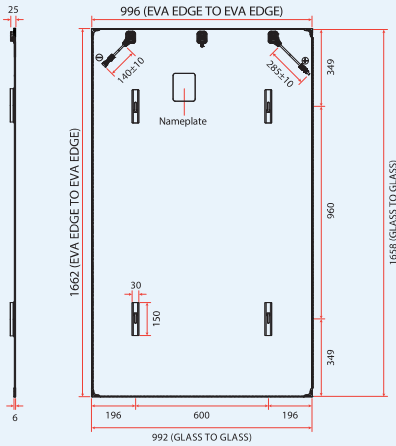
- Module coating resistant to sand, acid, and alkali
- 2400 Pa wind load
- 5400 Pa snow load
- 35 mm hail stones at 97 km/h

Trina Solar's DUOMAX M PLUS Linear Performance Warranty

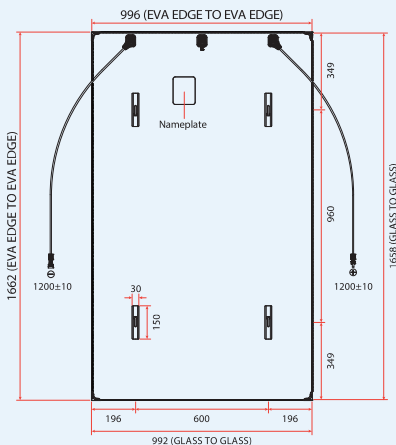


PRODUCTS	INSTALLATION METHODS	POWER RANGE
TSM-DEG5(II)	Clamp	280-305W
TSM-DEG5.40(II)	Gecko Grip	280-305W
TSM-DEG5.07(II)	Clamp	270-300W
TSM-DEG5.47(II)	Gecko Grip	270-300W

DIMENSIONS OF PV MODULE(mm)

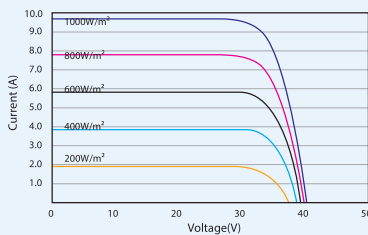


Back View (Portrait)

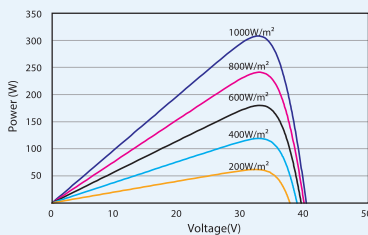


Back View (Landscape)

I-V CURVES OF PV MODULE(305W)



P-V CURVES OF PV MODULE(305W)



ELECTRICAL DATA (STC)

	270	275	280	285	290	295	300	305
Peak Power Watts- P_{MAX} (Wp)*	270	275	280	285	290	295	300	305
Power Output Tolerance- P_{MAX} (W)	0 ~ +5							
Maximum Power Voltage- V_{MPP} (V)	31.2	31.4	31.7	31.8	32.2	32.5	32.7	32.9
Maximum Power Current- I_{MPP} (A)	8.66	8.76	8.84	8.97	9.01	9.08	9.18	9.26
Open Circuit Voltage- V_{OC} (V)	38.4	38.7	39.0	39.3	39.5	39.7	40.0	40.3
Short Circuit Current- I_{SC} (A)	9.18	9.26	9.35	9.45	9.50	9.55	9.66	9.74
Module Efficiency η (%)	16.4	16.7	17.0	17.3	17.6	17.9	18.2	18.5

STC: Irradiance 1000W/m², Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5.
*Measuring tolerance: ±3%.

ELECTRICAL DATA (NOCT)

	201	205	209	212	216	220	224	227
Maximum Power- P_{MAX} (Wp)	201	205	209	212	216	220	224	227
Maximum Power Voltage- V_{MPP} (V)	28.9	29.2	29.4	29.6	29.9	30.2	30.4	30.7
Maximum Power Current- I_{MPP} (A)	6.96	7.02	7.10	7.17	7.23	7.28	7.34	7.41
Open Circuit Voltage- V_{OC} (V)	35.7	36.0	36.3	36.6	36.7	36.9	37.2	37.4
Short Circuit Current- I_{SC} (A)	7.41	7.48	7.55	7.63	7.67	7.71	7.79	7.86

NOCT: Irradiance at 800W/m², Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 1m/s.

MECHANICAL DATA

Solar Cells	Monocrystalline 156.75 × 156.75 mm (6 inches)
Cell Orientation	60 cells (6 × 10)
Module Dimensions	1658 × 992 × 6 mm (65.3 × 39.1 × 0.236 inches) 1662 × 996 × 6 mm with edge banding (65.4 × 39.2 × 0.236 inches) 1664 × 998 × 7.6 mm with corner protector (65.5 × 39.3 × 0.299 inches) (Std)*
Weight	23.5 kg (51.8 lb)
Front Glass	2.5 mm (0.10 inches), High Transmission, AR Coated Heat Strengthened Glass
EVA	White [DEG5(II), DEG5.40(II)]; Transparent [DEG5.07(II), DEG5.47(II)]
Back Glass	2.5 mm (0.10 inches), Heat Strengthened Glass
Frame	Frameless
J-Box	IP 67 or IP 68 rated
Cables	Photovoltaic Technology Cable 4.0 mm ² (0.006 inches ²) Portrait: 140/285 mm (5.5/11.2 inches) Landscape: 1200/1200 mm (47.2/47.2 inches)
Connector	QC4 / TS4 (1500V)

*Not apply to slide-in solution project.

TEMPERATURE RATINGS

NOCT(Nominal Operating Cell Temperature)	44°C (±2°C)
Temperature Coefficient of P_{MAX}	- 0.39%/°C
Temperature Coefficient of V_{OC}	- 0.29%/°C
Temperature Coefficient of I_{SC}	0.05%/°C

MAXIMUM RATINGS

Operational Temperature	-40~+85°C
Maximum System Voltage	1500V DC (IEC) 1000V DC (UL)
Max Series Fuse Rating	15A

(DO NOT connect Fuse in Combiner Box with two or more strings in parallel connection)

WARRANTY

10 year Product Workmanship Warranty

30 year Linear Power Warranty

(Please refer to product warranty for details)

PACKAGING CONFIGURATION

Modules per box: 30 pieces

Modules per 40' container: 780 pieces

MORE OPTIONS

More Options	<input type="checkbox"/> 2.0mm Glass: 19.7 kg (43.4 lb) [Only for DEG5.40(II)/DEG5.47(II)] <input type="checkbox"/> Compact AR Coating <input type="checkbox"/> POE (Polyolefin Elastomer) Adhesive
--------------	---



/ Documentação do projeto

Central Sede Inframoura

Electricista Silva
Rua Silva 21
54321 Lisboa
Tel.: +49 123 456-0
Fax: +49 123 456-100
E-mail: info@el-silva.de
Internet: www.el-silva.de

Número do projecto: ---
Local de instalação: Portugal / Quarteira
Data: 07/09/2023

Criada com Sunny Design 5.50.3
© SMA Solar Technology AG 2023

/ Índice

Vista geral dos projectos	3
Ficha de informação	4
Dimensionamentos dos inversores	6
Notas	10
Autoconsumo (electricidade)	11
Valores mensais	12
Análise da rentabilidade	13
Estimativa não vinculativa dos custos	15
Imagens do projeto	16
Plano do telhado	17

Electricista Silva
Rua Silva 21
54321 Lisboa

Tel.: +49 123 456-0
Fax: +49 123 456-100
E-mail: info@el-silva.de
Internet: www.el-silva.de

Electricista Silva • Rua Silva 21 • 54321 Lisboa

Projecto: Central Sede Inframoura
Número do projecto: ---

Local de instalação: Portugal / Quarteira
Tensão de rede: 230V (230V / 400V)

Vista geral do sistema

35 x Trina Solar Energy TSM-300DEG5(II) (DUOMAX M PLUS) (01/2018) (Edifício 1: Área 1-Oeste)

Azimute: 57 °, Inclinação: 10 °, Tipo de montagem: Telhado, Potência de pico: 10,50 kWp

35 x Trina Solar Energy TSM-300DEG5(II) (DUOMAX M PLUS) (01/2018) (Edifício 1: Área 1-Este)

Azimute: -123 °, Inclinação: 10 °, Tipo de montagem: Telhado, Potência de pico: 10,50 kWp

 **1 x SMA STP 12-50**

 **1 x SMA STP 12-50**

Dados de dimensionamento fotovoltaico

Quantidade total de módulos FV:	70	Rendimento energético espec.*:	1679 kWh/kWp
Potência de pico:	21,00 kWp	Perdas em linha (em % de energia FV):	---
Número de inversores fotovoltaicos:	2	Carga desequilibrada:	0,00 VA
Potência nominal CA dos inversores fotovoltaicos:	24,00 kW	Consumo anual de energia:	65.500 kWh
Potência activa CA:	24,00 kW	Autoconsumo:	27.272 kWh
Relação de potência activa:	114,3 %	Quota de autoconsumo:	77,3 %
Rendimento energético anual*:	35.268 kWh	Taxa de autonomia:	41,6 %
Factor de utilização da energia:	100 %	Redução de CO ₂ após 20 ano(s):	237 t
Rácio de desempenho*:	86,4 %		

*Importante: os valores de rendimento indicados são valores estimados. Eles são calculados matematicamente. A SMA Solar Technology AG não assume qualquer responsabilidade pelo valor de rendimento real, que pode divergir dos valores de rendimento aqui indicados. As diferenças podem dever-se a várias circunstâncias externas, p. ex., sujidade dos módulos fotovoltaicos ou flutuações nos rendimentos dos módulos fotovoltaicos.

O seu sistema energético em resumo

/ Projecto: Central Sede Inframoura

Electricista Silva
Rua Silva 21
54321 Lisboa
Tel.: +49 123 456-0
Fax: +49 123 456-100
E-mail: info@el-silva.de
Internet: www.el-silva.de

Número do projecto: ---
Local de instalação: Portugal / Quarteira
Data: 07/09/2023

Criada com Sunny Design 5.50.3
© SMA Solar Technology AG 2023



/ Sistema energético

Sistema fotovoltaico

Inversor fotovoltaico
2 x SMA STP 12-50

Geradores fotovoltaicos
70 x Trina Solar Energy TSM-300DEG5(II) (DUOMAX M PLUS)

Componentes adicionais

Gestão energética
1 x SUNNY PORTAL powered by ennexOS

Dimensões do sistema

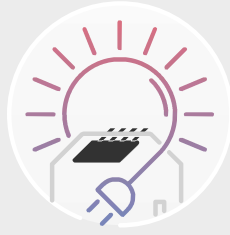
Sistema fotovoltaico
21,00 kWp

/ Vantagens



800 EUR

Compensação por injeção na rede no primeiro ano



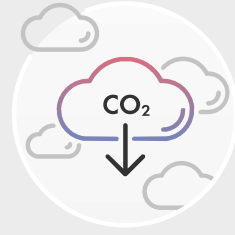
41,6 %

Taxa de autonomia



418 EUR

Custos de eletricidade economizados por mês

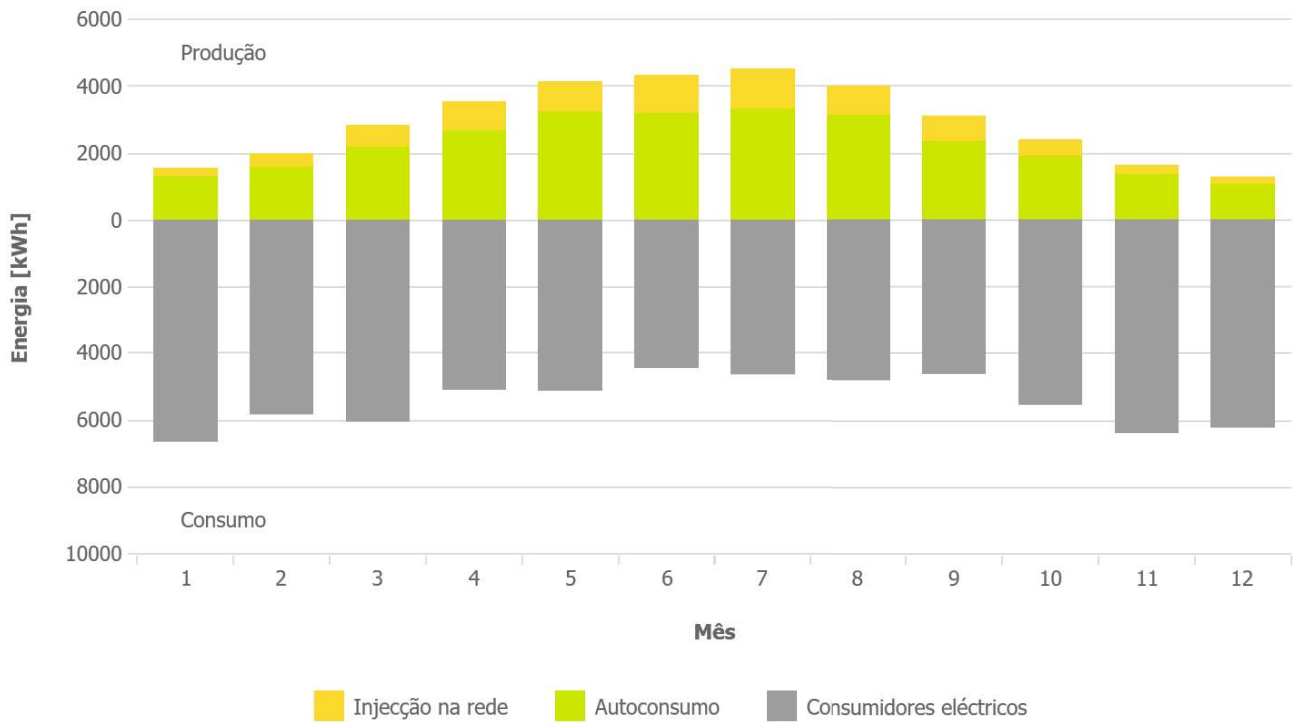


237 t

Redução de CO₂ após 20 ano(s)

Poupança total após 20 ano(s): 116.091 EUR

/ Balanço energético



Dimensionamentos dos inversores

Projecto: Central Sede Inframoura
Número do projecto: ---
Local de instalação: Portugal / Quarteira

Temperatura ambiente:
Temperatura mínima: 4 °C
Temperatura de dimensionamento: 24 °C
Temperatura máxima: 37 °C

/ Projecto parcial Projecto parcial 1

1 x SMA STP 12-50 (Sistema parcial 1)

Potência de pico:	10,50 kWp
Quantidade total de módulos FV:	35
Número de inversores fotovoltaicos:	1
Potência máx. CC (cos φ = 1):	12,25 kW
Potência activa máx. CA (cos φ = 1):	12,00 kW
Tensão de rede:	230V (230V / 400V)
Razão de potência nominal:	117 %
Factor de dimensionamento:	87,5 %
Factor de desfasamento cos φ :	1
Horas em carga plena:	1403,8 h



Dados de dimensionamento fotovoltaico

Entrada A: Edifício 1: Área 1-Este

19 x Trina Solar Energy TSM-300DEG5(II) (DUOMAX M PLUS) (01/2018), Azimute: -123 °, Inclinação: 10 °, Tipo de montagem: Telhado

Entrada B: Edifício 1: Área 1-Este

16 x Trina Solar Energy TSM-300DEG5(II) (DUOMAX M PLUS) (01/2018), Azimute: -123 °, Inclinação: 10 °, Tipo de montagem: Telhado

	Entrada A:	Entrada B:	Entrada C:
Número de strings:	1	1	
Módulos FV:	19	16	
Potência de pico (entrada):	5,70 kWp	4,80 kWp	---
Tensão CC mín. INV (tensão de rede 230 V):	150 V	150 V	150 V
Tensão fotovoltaica típica:	✓ 571 V	✓ 481 V	---
Tensão FV mín.:	529 V	446 V	---
Tensão CC máx. (Inversor):	1000 V	1000 V	1000 V
Tensão fotovoltaica máx.	✓ 803 V	✓ 676 V	---
Corrente máx. de entrada por rastreamento MPP:	24 A	24 A	24 A
Corrente máx. do gerador FV:	✓ 9,2 A	✓ 9,2 A	---
Corrente máx. de curto-circuito por rastreamento MPP:	37,5 A	37,5 A	37,5 A
Corrente máx. de curto-circuito fotovoltaico	✓ 9,8 A	✓ 9,8 A	---

Sistema fotovoltaico / Inversor compatíveis

Este inversor é-lhe fornecido com SMA ShadeFix. SMA ShadeFix é um software patenteado para inversores, que otimiza automaticamente o rendimento de sistemas fotovoltaicos em qualquer situação. Mesmo em caso de ensombramento.

Dimensionamentos dos inversores

Projecto: Central Sede Inframoura
Número do projecto: ---
Local de instalação: Portugal / Quarteira

Temperatura ambiente:
Temperatura mínima: 4 °C
Temperatura de dimensionamento: 24 °C
Temperatura máxima: 37 °C

/ Projecto parcial Projecto parcial 1

1 x SMA STP 12-50 (Sistema parcial 2)

Potência de pico:	10,50 kWp
Quantidade total de módulos FV:	35
Número de inversores fotovoltaicos:	1
Potência máx. CC (cos φ = 1):	12,25 kW
Potência activa máx. CA (cos φ = 1):	12,00 kW
Tensão de rede:	230V (230V / 400V)
Razão de potência nominal:	117 %
Factor de dimensionamento:	87,5 %
Factor de desfasamento cos φ :	1
Horas em carga plena:	1535,2 h



Dados de dimensionamento fotovoltaico

Entrada A: Edifício 1: Área 1-Oeste

19 x Trina Solar Energy TSM-300DEG5(II) (DUOMAX M PLUS) (01/2018), Azimute: 57 °, Inclinação: 10 °, Tipo de montagem: Telhado

Entrada B: Edifício 1: Área 1-Oeste

16 x Trina Solar Energy TSM-300DEG5(II) (DUOMAX M PLUS) (01/2018), Azimute: 57 °, Inclinação: 10 °, Tipo de montagem: Telhado

	Entrada A:	Entrada B:	Entrada C:
Número de strings:	1	1	
Módulos FV:	19	16	
Potência de pico (entrada):	5,70 kWp	4,80 kWp	---
Tensão CC mín. INV (tensão de rede 230 V):	150 V	150 V	150 V
Tensão fotovoltaica típica:	✓ 571 V	✓ 481 V	---
Tensão FV mín.:	529 V	446 V	---
Tensão CC máx. (Inversor):	1000 V	1000 V	1000 V
Tensão fotovoltaica máx.	✓ 803 V	✓ 676 V	---
Corrente máx. de entrada por rastreamento MPP:	24 A	24 A	24 A
Corrente máx. do gerador FV:	✓ 9,2 A	✓ 9,2 A	---
Corrente máx. de curto-circuito por rastreamento MPP:	37,5 A	37,5 A	37,5 A
Corrente máx. de curto-circuito fotovoltaico	✓ 9,8 A	✓ 9,8 A	---

Sistema fotovoltaico / Inversor compatíveis

Este inversor é-lhe fornecido com SMA ShadeFix. SMA ShadeFix é um software patenteado para inversores, que otimiza automaticamente o rendimento de sistemas fotovoltaicos em qualquer situação. Mesmo em caso de ensombramento.

Notas

Projecto: Central Sede Inframoura
Número do projecto: ---

Local de instalação: Portugal / Quarteira

✓ **Central Sede Inframoura**

✓ **Projecto parcial 1**

✓ **1 x SMA STP 12-50 (Sistema parcial 1)**

i Este inversor é-lhe fornecido com SMA ShadeFix. SMA ShadeFix é um software patenteado para inversores, que otimiza automaticamente o rendimento de sistemas fotovoltaicos em qualquer situação. Mesmo em caso de ensombramento.

✓ **1 x SMA STP 12-50 (Sistema parcial 2)**

i Este inversor é-lhe fornecido com SMA ShadeFix. SMA ShadeFix é um software patenteado para inversores, que otimiza automaticamente o rendimento de sistemas fotovoltaicos em qualquer situação. Mesmo em caso de ensombramento.

Autoconsumo (electricidade)

Projecto: Central Sede Inframoura
Número do projecto: ---

Local de instalação: Portugal / Quarteira

/ Resultado

Dados sobre o autoconsumo

Perfil de carga: **Empresa (dias úteis, das 8 às 18 horas)**
Empresas com elevado consumo energético durante os dias úteis, das 8 às 18 horas.
Exemplos: escritórios, cantinas, bancos, prestadores de serviços, oficinas, construção civil.

Consumo anual de energia: **65.500 kWh**

Optimização do autoconsumo

SMA Data Manager M
Com System Manager integrado



Sem optimização do autoconsumo

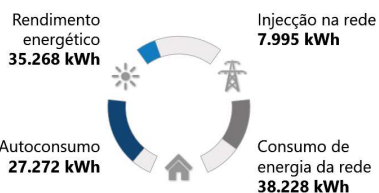
Taxa de autonomia

41,6 %

Quota de autoconsumo

77,3 %

Distribuição da energia fotovoltaica



Detalhes

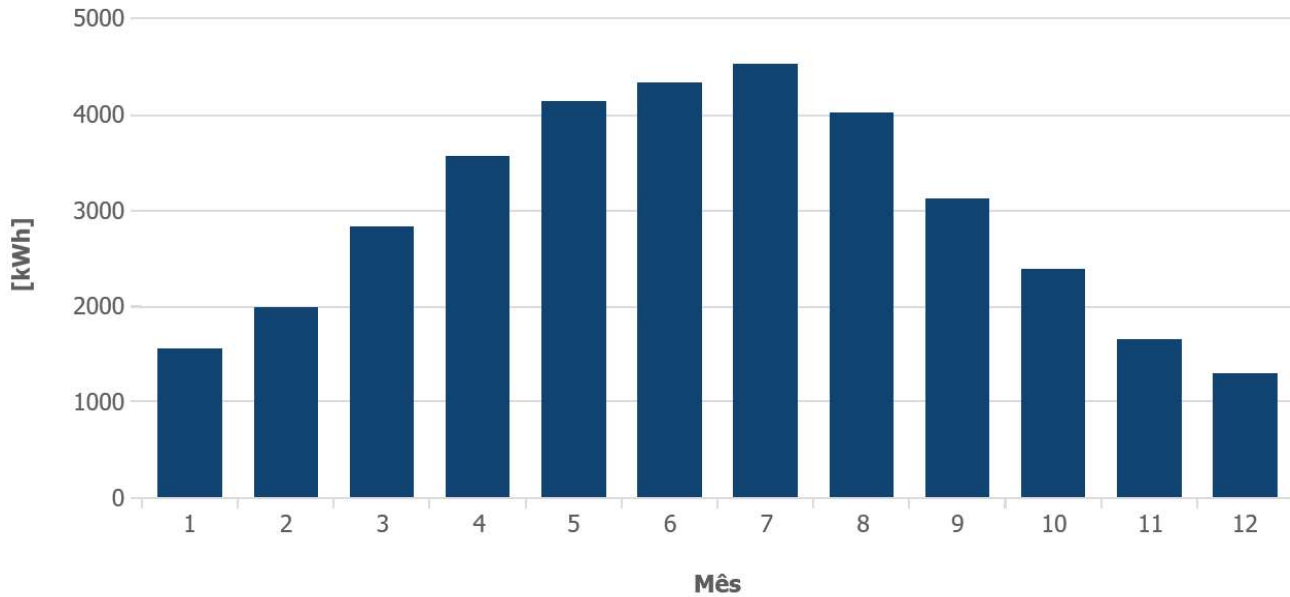
Consumo anual de energia	65.500 kWh
Rendimento energético anual	35.268 kWh
Injecção na rede	7.995 kWh
Consumo de energia da rede	38.228 kWh
Consumo de energia da rede de potência máx.	30,49 kW
Autoconsumo	27.272 kWh
Quota de autoconsumo (em % de energia fotovoltaica)	77,3 %
taxa de autonomia (em % do consumo de energia)	41,6 %

Valores mensais

Projecto: Central Sede Inframoura
Número do projecto: ---

Local de instalação: Portugal / Quarteira

/ Rendimento energético



Mês	Rendimento energético [kWh]	Autoconsumo [kWh]	Injecção na rede [kWh]	Consumo de energia da rede [kWh]
1	1542 (4,4 %)	1316	226	5350
2	1976 (5,6 %)	1570	405	4277
3	2825 (8,0 %)	2173	651	3886
4	3548 (10,1 %)	2667	881	2457
5	4127 (11,7 %)	3230	897	1898
6	4316 (12,3 %)	3188	1128	1264
7	4507 (12,8 %)	3326	1181	1315
8	4007 (11,4 %)	3125	882	1678
9	3108 (8,8 %)	2343	765	2277
10	2387 (6,8 %)	1908	478	3641
11	1642 (4,6 %)	1369	273	5024
12	1283 (3,6 %)	1055	227	5160

Análise da rentabilidade

Projecto: Central Sede Inframoura
Número do projecto: ---

Local de instalação: Portugal / Quarteira

/ Custos de electricidade anuais

Sem sistema fotovoltaico no 1.º ano

12.062 EUR

Sem sistema fotovoltaico em 20 ano(s)

21.149 EUR

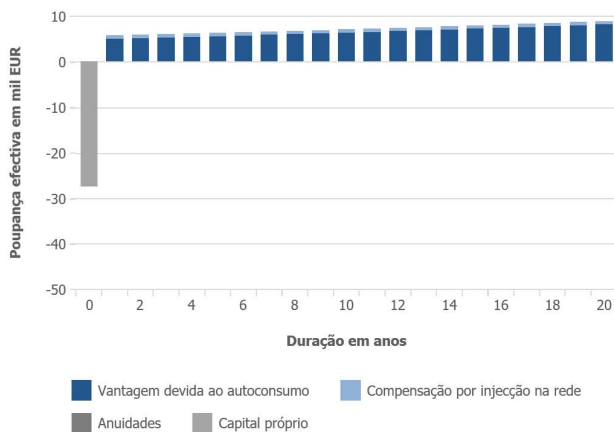
Com sistema fotovoltaico no 1.º ano

5.715 EUR

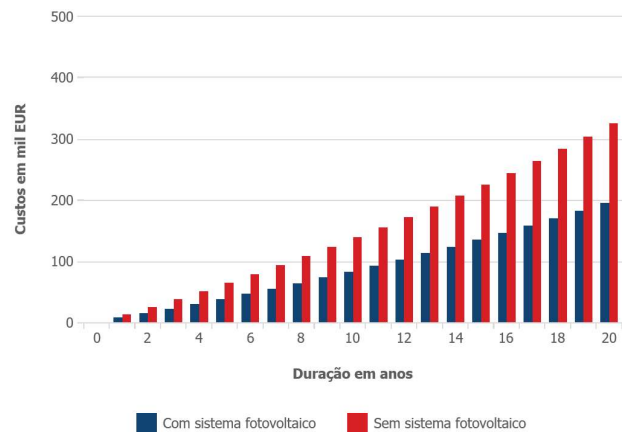
/ Detalhes

Custos de electricidade economizados no primeiro ano	5.013 EUR
Poupança total após 20 ano(s)	116.091 EUR
Custos de electricidade economizados após 20 ano(s)	129.402 EUR
Compensação por injeção na rede após 20 ano(s)	14.683 EUR
Período de amortização previsto	4,5 a
Custos de produção de electricidade ao longo de 20 ano(s)	0,097 EUR/kWh
Rendimento anual (IRR)	23,20 %
Investimento total	27.300,00 EUR

Poupança efectiva



Comparação de custos de electricidade acumulados



Análise da rentabilidade

Projecto: Central Sede Inframoura
Número do projecto: ---

Local de instalação: Portugal / Quarteira

/ Financiamento

A moeda é **EUR**

A quota-parte de capital próprio é de **100 %**

A quota-parte de capital externo é de **0 %**

O financiamento total é de **0,00 EUR**

A taxa de inflação é de **3,00 %**

O período de análise da rentabilidade é de **20 anos**

/ Custos de compra de electricidade e compensação por injeção na rede

O preço de compra da electricidade é de **0,18380 EUR/kWh**

O preço base compreende **0,20 EUR/Mês.**

AS tarifas especiais não são consideradas

A taxa anual de encarecimento da electricidade é de **3,0 %**

A compensação por injeção na rede é de **0,10000 EUR/kWh**

A duração da compensação por injeção na rede é de **20 anos**

A dedução ou compensação com autoconsumo é de **0,01960 EUR/kWh**

O preço de revenda após terminar o período de compensação é de **0,15000 EUR/kWh.**

Estimativa não vinculativa dos custos

Projecto: Central Sede Inframoura
Número do projecto: ---

Local de instalação: Portugal / Quarteira

Custos do projecto

Sistema fotovoltaico	1.300,00 EUR/kWp x 21,00 kWp	27.300,00 EUR
----------------------	------------------------------	---------------

Outros custos

Investimento total

27.300,00 EUR

Custos fixos

Custos fixos anuais (em % dos custos de investimento)

1,50 % dos custos de investimento

409,50 EUR

Imagens do projeto

Projecto: Central Sede Inframoura
Número do projecto: ---

Local de instalação: Portugal / Quarteira



Sede Inframoura

Plano do telhado - Projecto parcial 1 - Edifício 1

Projecto: Central Sede Inframoura
Número do projecto: ---

Local de instalação: Portugal / Quarteira





/ Documentação do projeto

Novo projecto

Electricista Silva
Rua Silva 21
54321 Lisboa
Tel.: +49 123 456-0
Fax: +49 123 456-100
E-mail: info@el-silva.de
Internet: www.el-silva.de

Número do projecto: ---
Local de instalação: Portugal / Quarteira
Data: 25/11/2023

Criada com Sunny Design 5.60.2
© SMA Solar Technology AG 2023

/ Índice

Vista geral dos projectos	3
Ficha de informação	4
Dimensionamentos dos inversores	6
Notas	9
Autoconsumo (electricidade)	10
Valores mensais	11
Imagens do projeto	12
Plano do telhado	13

Electricista Silva
Rua Silva 21
54321 Lisboa

Tel.: +49 123 456-0
Fax: +49 123 456-100
E-mail: info@el-silva.de
Internet: www.el-silva.de

Electricista Silva • Rua Silva 21 • 54321 Lisboa

Projecto: Novo projecto
Número do projecto: ---

Local de instalação: Portugal / Quarteira
Tensão de rede: 230V (230V / 400V)

Vista geral do sistema

176 x Trina Solar Energy (U.S.) Inc. TSM-270PC/PA14 (11/2011) (Edifício 1: Área 1-Oeste)

Azimute: 90 °, Inclinação: 10 °, Tipo de montagem: Telhado, Potência de pico: 47,52 kWp

173 x Trina Solar Energy (U.S.) Inc. TSM-270PC/PA14 (11/2011) (Edifício 1: Área 1-Este)

Azimute: -90 °, Inclinação: 10 °, Tipo de montagem: Telhado, Potência de pico: 46,71 kWp

 **1 x SMA STP110-60 (CORE2)**

Dados de dimensionamento fotovoltaico

Quantidade total de módulos FV:	349	Rendimento energético espec.*:	1654 kWh/kWp
Potência de pico:	94,23 kWp	Perdas em linha (em % de energia FV):	---
Número de inversores fotovoltaicos:	1	Carga desequilibrada:	0,00 VA
Potência nominal CA dos inversores fotovoltaicos:	110,00 kW	Consumo anual de energia:	230 MWh
Potência activa CA:	110,00 kW	Autoconsumo:	114 MWh
Relação de potência activa:	116,7 %	Quota de autoconsumo:	73,1 %
Rendimento energético anual*:	155,82 MWh	Taxa de autonomia:	49,6 %
Factor de utilização da energia:	100 %	Redução de CO ₂ após 20 ano(s):	1.046 t
Rácio de desempenho*:	85 %		

*Importante: os valores de rendimento indicados são valores estimados. Eles são calculados matematicamente. A SMA Solar Technology AG não assume qualquer responsabilidade pelo valor de rendimento real, que pode divergir dos valores de rendimento aqui indicados. As diferenças podem dever-se a várias circunstâncias externas, p. ex., sujidade dos módulos fotovoltaicos ou flutuações nos rendimentos dos módulos fotovoltaicos.

O seu sistema energético em resumo

/ Projecto: Novo projecto

Electricista Silva
Rua Silva 21
54321 Lisboa
Tel.: +49 123 456-0
Fax: +49 123 456-100
E-mail: info@el-silva.de
Internet: www.el-silva.de

Número do projecto: ---
Local de instalação: Portugal / Quarteira
Data: 25/11/2023

Criada com Sunny Design 5.60.2
© SMA Solar Technology AG 2023



/ Sistema energético

Sistema fotovoltaico

Inversor fotovoltaico
1 x SMA STP110-60 (CORE2)

Geradores fotovoltaicos
349 x Trina Solar Energy (U.S.) Inc.
TSM-270PC/PA14

Componentes adicionais

Gestão energética
1 x SMA Data Manager M

1 x SUNNY PORTAL powered by
ennexOS

Dimensões do sistema

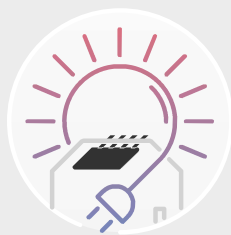
Sistema fotovoltaico
94,23 kWp

/ Vantagens



820 EUR

Compensação por injeção na rede no primeiro ano



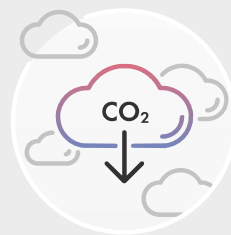
49,6 %

Taxa de autonomia



1.746 EUR

Custos de eletricidade economizados por mês

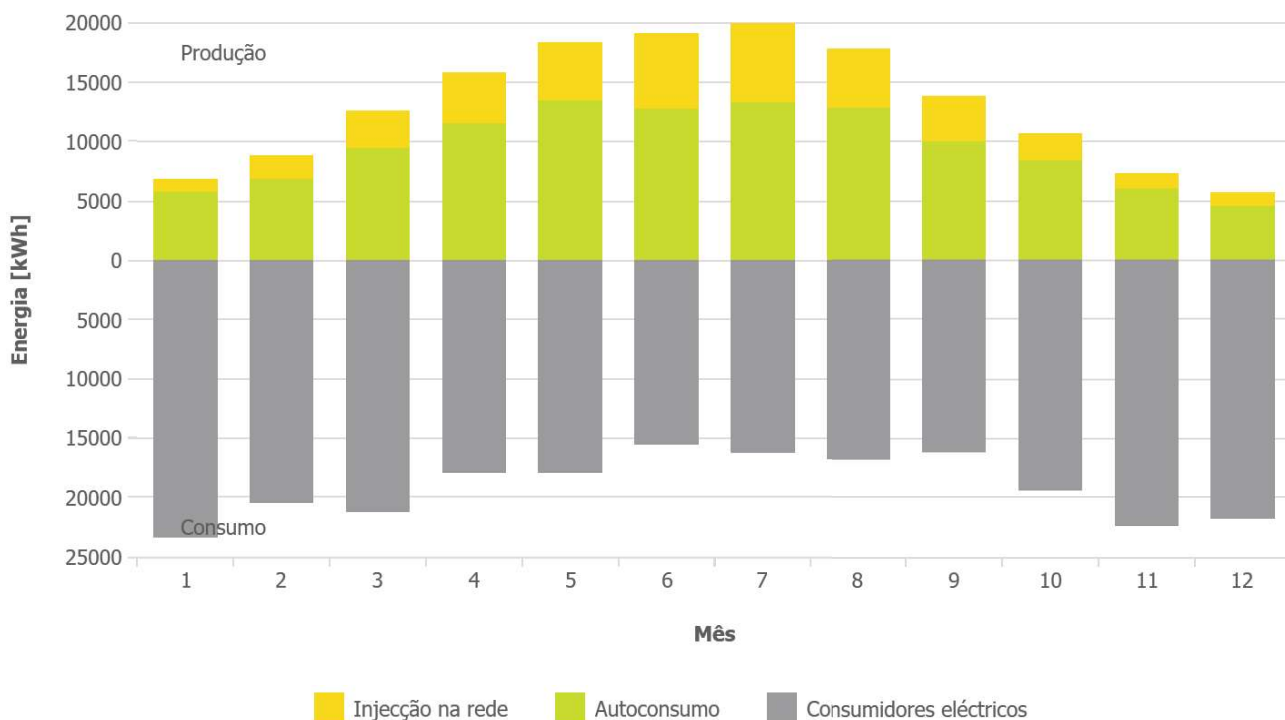


1.046 t

Redução de CO₂ após 20 ano(s)

Poupança total após 20 ano(s): 402.813 EUR

/ Balanço energético



Dimensionamentos dos inversores

Projecto: Novo projecto

Número do projecto: ---

Local de instalação: Portugal / Quarteira

Temperatura ambiente:

Temperatura mínima: 4 °C

Temperatura de dimensionamento: 24 °C

Temperatura máxima: 37 °C

/ Projecto parcial Projecto parcial 1

1 x SMA STP110-60 (CORE2) (Sistema parcial 1)

Potência de pico:	94,23 kWp
Quantidade total de módulos FV:	349
Número de inversores fotovoltaicos:	1
Potência máx. CC (cos φ = 1):	111,80 kW
Potência activa máx. CA (cos φ = 1):	110,00 kW
Tensão de rede:	230V (230V / 400V)
Razão de potência nominal:	119 %
Factor de dimensionamento:	85,7 %
Factor de desfasamento cos φ :	1
Horas em carga plena:	1416,5 h



Dados de dimensionamento fotovoltaico

Entrada 1: Edifício 1: Área 1-Oeste

28 x Trina Solar Energy (U.S.) Inc. TSM-270PC/PA14 (11/2011), Azimute: 90 °, Inclinação: 10 °, Tipo de montagem: Telhado

Entrada 2: Edifício 1: Área 1-Oeste

28 x Trina Solar Energy (U.S.) Inc. TSM-270PC/PA14 (11/2011), Azimute: 90 °, Inclinação: 10 °, Tipo de montagem: Telhado

Entrada 3: Edifício 1: Área 1-Oeste

28 x Trina Solar Energy (U.S.) Inc. TSM-270PC/PA14 (11/2011), Azimute: 90 °, Inclinação: 10 °, Tipo de montagem: Telhado

Entrada 4: Edifício 1: Área 1-Oeste

28 x Trina Solar Energy (U.S.) Inc. TSM-270PC/PA14 (11/2011), Azimute: 90 °, Inclinação: 10 °, Tipo de montagem: Telhado

Entrada 5: Edifício 1: Área 1-Oeste

28 x Trina Solar Energy (U.S.) Inc. TSM-270PC/PA14 (11/2011), Azimute: 90 °, Inclinação: 10 °, Tipo de montagem: Telhado

Entrada 6: Edifício 1: Área 1-Oeste

36 x Trina Solar Energy (U.S.) Inc. TSM-270PC/PA14 (11/2011), Azimute: 90 °, Inclinação: 10 °, Tipo de montagem: Telhado

Entrada 7: Edifício 1: Área 1-Este

28 x Trina Solar Energy (U.S.) Inc. TSM-270PC/PA14 (11/2011), Azimute: -90 °, Inclinação: 10 °, Tipo de montagem: Telhado

Entrada 8: Edifício 1: Área 1-Este

28 x Trina Solar Energy (U.S.) Inc. TSM-270PC/PA14 (11/2011), Azimute: -90 °, Inclinação: 10 °, Tipo de montagem: Telhado

Entrada 9: Edifício 1: Área 1-Este

28 x Trina Solar Energy (U.S.) Inc. TSM-270PC/PA14 (11/2011), Azimute: -90 °, Inclinação: 10 °, Tipo de montagem: Telhado

Entrada 10: Edifício 1: Área 1-Este

28 x Trina Solar Energy (U.S.) Inc. TSM-270PC/PA14 (11/2011), Azimute: -90 °, Inclinação: 10 °, Tipo de montagem: Telhado

Entrada 11: Edifício 1: Área 1-Este

28 x Trina Solar Energy (U.S.) Inc. TSM-270PC/PA14 (11/2011), Azimute: -90 °, Inclinação: 10 °, Tipo de montagem: Telhado

Entrada 12: Edifício 1: Área 1-Este

33 x Trina Solar Energy (U.S.) Inc. TSM-270PC/PA14 (11/2011), Azimute: -90 °, Inclinação: 10 °, Tipo de montagem: Telhado

	Entrada 1:	Entrada 2:	Entrada 3:
Número de strings:	2	2	2
Módulos FV:	14	14	14
Potência de pico (entrada):	7,56 kWp	7,56 kWp	7,56 kWp
Tensão CC mín. INV (tensão de rede 230 V):	200 V	200 V	200 V
Tensão fotovoltaica típica:	✓ 450 V	✓ 450 V	✓ 450 V
Tensão FV mín.:	411 V	411 V	411 V
Tensão CC máx. (Módulo fotovoltaico):	1000 V	1000 V	1000 V
Tensão fotovoltaica máx.	✓ 664 V	✓ 664 V	✓ 664 V
Corrente máx. de entrada por rastreamento MPP:	26 A	26 A	26 A
Corrente máx. do gerador FV:	✓ 15,2 A	✓ 15,2 A	✓ 15,2 A
Corrente máx. de curto-circuito por rastreamento MPP:	40 A	40 A	40 A
Corrente máx. de curto-circuito fotovoltaico	✓ 16,5 A	✓ 16,5 A	✓ 16,5 A

	Entrada 4:	Entrada 5:	Entrada 6:
Número de strings:	2	2	2
Módulos FV:	14	14	18
Potência de pico (entrada):	7,56 kWp	7,56 kWp	9,72 kWp
Tensão CC mín. INV (tensão de rede 230 V):	200 V	200 V	200 V
Tensão fotovoltaica típica:	✓ 450 V	✓ 450 V	✓ 578 V
Tensão FV mín.:	411 V	411 V	528 V
Tensão CC máx. (Módulo fotovoltaico):	1000 V	1000 V	1000 V
Tensão fotovoltaica máx.	✓ 664 V	✓ 664 V	✓ 853 V
Corrente máx. de entrada por rastreamento MPP:	26 A	26 A	26 A
Corrente máx. do gerador FV:	✓ 15,2 A	✓ 15,2 A	✓ 15,2 A
Corrente máx. de curto-circuito por rastreamento MPP:	40 A	40 A	40 A
Corrente máx. de curto-circuito fotovoltaico	✓ 16,5 A	✓ 16,5 A	✓ 16,5 A

	Entrada 7:	Entrada 8:	Entrada 9:
Número de strings:	2	2	2
Módulos FV:	14	14	14
Potência de pico (entrada):	7,56 kWp	7,56 kWp	7,56 kWp
Tensão CC mín. INV (tensão de rede 230 V):	200 V	200 V	200 V
Tensão fotovoltaica típica:	✓ 450 V	✓ 450 V	✓ 450 V
Tensão FV mín.:	411 V	411 V	411 V
Tensão CC máx. (Módulo fotovoltaico):	1000 V	1000 V	1000 V
Tensão fotovoltaica máx.	✓ 664 V	✓ 664 V	✓ 664 V
Corrente máx. de entrada por rastreamento MPP:	26 A	26 A	26 A
Corrente máx. do gerador FV:	✓ 15,2 A	✓ 15,2 A	✓ 15,2 A
Corrente máx. de curto-circuito por rastreamento MPP:	40 A	40 A	40 A
Corrente máx. de curto-circuito fotovoltaico	✓ 16,5 A	✓ 16,5 A	✓ 16,5 A

	Entrada 10:	Entrada 11:	Entrada 12:
Número de strings:	2	2	3
Módulos FV:	14	14	11
Potência de pico (entrada):	7,56 kWp	7,56 kWp	8,91 kWp
Tensão CC mín. INV (tensão de rede 230 V):	200 V	200 V	200 V
Tensão fotovoltaica típica:	✓ 450 V	✓ 450 V	✓ 354 V
Tensão FV mín.:	411 V	411 V	323 V
Tensão CC máx. (Módulo fotovoltaico):	1000 V	1000 V	1000 V
Tensão fotovoltaica máx.	✓ 664 V	✓ 664 V	✓ 522 V
Corrente máx. de entrada por rastreamento MPP:	26 A	26 A	26 A
Corrente máx. do gerador FV:	✓ 15,2 A	✓ 15,2 A	✓ 22,8 A
Corrente máx. de curto-circuito por rastreamento MPP:	40 A	40 A	40 A
Corrente máx. de curto-circuito fotovoltaico	✓ 16,5 A	✓ 16,5 A	✓ 24,8 A

Sistema fotovoltaico / Inversor compatíveis

Este inversor é-lhe fornecido com SMA ShadeFix. SMA ShadeFix é um software patenteado para inversores, que otimiza automaticamente o rendimento de sistemas fotovoltaicos em qualquer situação. Mesmo em caso de ensombramento.

Notas

Projecto: Novo projecto
Número do projecto: ---

Local de instalação: Portugal / Quarteira

✓ **Novo projecto**

✓ **Projecto parcial 1**

✓ **1 x SMA STP110-60 (CORE2) (Sistema parcial 1)**

i O número de strings excede o número de ligações na entrada do inversor. Neste caso, é necessário definir medidas adequadas para a ligação das strings como, p. ex., adaptador Y. Respeite as condições de ligação de strings ao respectivo inversor (ver manual de instalação do inversor).

i Este inversor é-lhe fornecido com SMA ShadeFix. SMA ShadeFix é um software patenteado para inversores, que otimiza automaticamente o rendimento de sistemas fotovoltaicos em qualquer situação. Mesmo em caso de ensombramento.

Autoconsumo (electricidade)

Projecto: Novo projecto
Número do projecto: ---

Local de instalação: Portugal / Quarteira

/ Resultado

Dados sobre o autoconsumo

Perfil de carga: **Empresa (dias úteis, das 8 às 18 horas)**
Empresas com elevado consumo energético durante os dias úteis, das 8 às 18 horas.
Exemplos: escritórios, cantinas, bancos, prestadores de serviços, oficinas, construção civil.

Consumo anual de energia: **230 MWh**

Optimização do autoconsumo

SMA Data Manager M
Comunicação sustentável de sistemas fotovoltaicos descentralizados



Sem otimização do autoconsumo

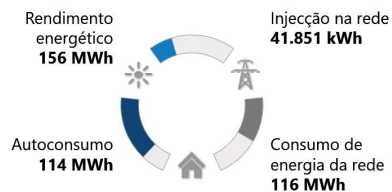
Taxa de autonomia

49,6 %

Quota de autoconsumo

73,1 %

Distribuição da energia fotovoltaica



Detalhes

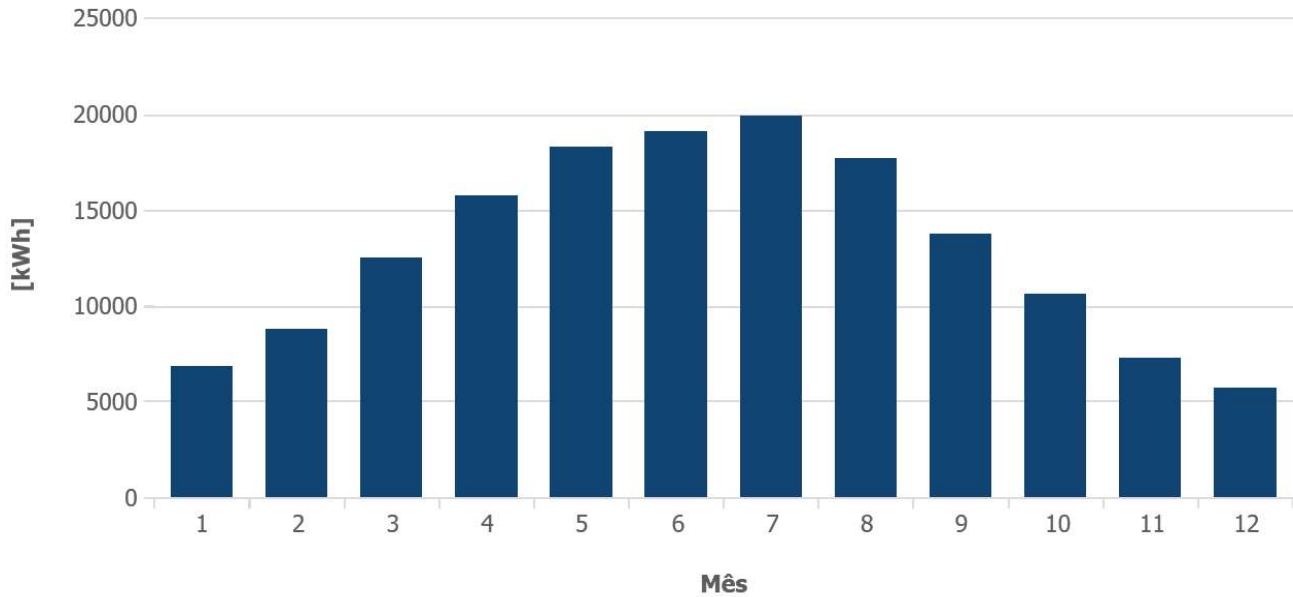
Consumo anual de energia	230 MWh
Rendimento energético anual	156 MWh
Injeção na rede	41.851 kWh
Consumo de energia da rede	116 MWh
Consumo de energia da rede de potência máx.	106,72 kW
Autoconsumo	114 MWh
Quota de autoconsumo (em % de energia fotovoltaica)	73,1 %
Taxa de autonomia (em % do consumo de energia)	49,6 %

Valores mensais

Projecto: Novo projecto
Número do projecto: ---

Local de instalação: Portugal / Quarteira

/ Rendimento energético



Mês	Rendimento energético [kWh]	Autoconsumo [kWh]	Injecção na rede [kWh]	Consumo de energia da rede [kWh]
1	6808 (4,4 %)	5681	1127	17728
2	8741 (5,6 %)	6790	1951	13741
3	12503 (8,0 %)	9402	3101	11875
4	15705 (10,1 %)	11437	4268	6558
5	18230 (11,7 %)	13333	4897	4676
6	19050 (12,2 %)	12695	6355	2939
7	19869 (12,8 %)	13192	6677	3103
8	17683 (11,3 %)	12751	4932	4115
9	13719 (8,8 %)	9944	3775	6277
10	10582 (6,8 %)	8304	2278	11182
11	7261 (4,7 %)	5915	1347	16535
12	5667 (3,6 %)	4524	1143	17302

Imagens do projeto

Projecto: Novo projecto
Número do projecto: ---

Local de instalação: Portugal / Quarteira



Central FV Estaleiro - Inframoura

Plano do telhado - Projecto parcial 1 - Edifício 1

Projecto: Novo projecto
Número do projecto: ---

Local de instalação: Portugal / Quarteira