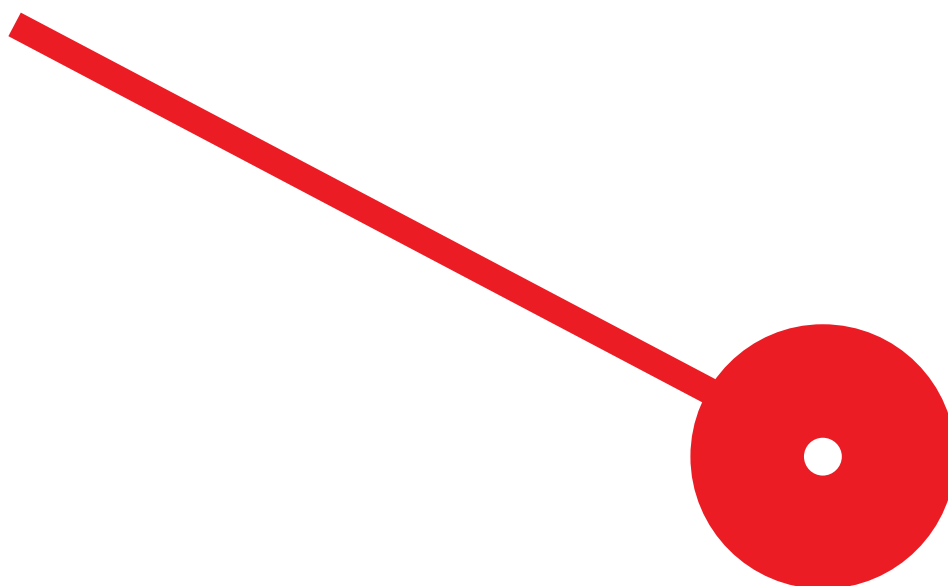




Modelo de Financiamento e avaliação económico-financeira para uma Comunidade de Energia Renovável (CER)

Ana Sofia Dias Leite

07/2026

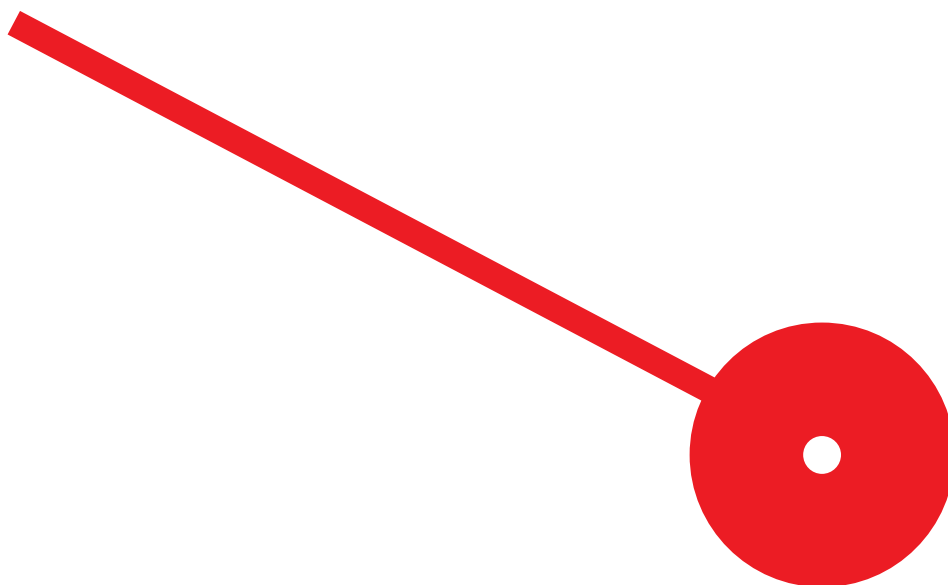




Modelo de Financiamento e avaliação económico-financeira para uma Comunidade de Energia Renovável (CER)

Ana Sofia Dias Leite

Trabalho de Projeto apresentado ao Instituto Superior de Contabilidade e Administração do Porto para a obtenção do grau de Mestre em Controlo de Gestão e Finanças, sob orientação do Professor Paulo Alexandre dos Santos Alcarva. Versão final (após sugestão do júri).



Dedicatória

Aos meus pais e à minha irmã,

por acreditarem sempre em mim e nos meus sonhos, especialmente quando o caminho para os concretizar se tornou mais difícil.

Obrigada pelo amor incondicional, pelo apoio constante e por caminharem sempre ao meu lado.

Esta conquista é também vossa.

Agradecimentos

A realização desta dissertação representa o culminar de uma etapa muito importante do meu percurso académico, marcada por desafios, aprendizagens e crescimento pessoal e profissional. Por isso, gostaria de agradecer a todas as pessoas e entidades que, de diferentes formas, contribuíram para a concretização deste trabalho.

Ao Professor Doutor Paulo Alcarva, orientador desta dissertação, manifesto o meu agradecimento pela orientação, pela exigência científica e pela excelência dos seus contributos. O seu rigor, espírito crítico e conhecimento foram fundamentais para o aperfeiçoamento deste trabalho.

À Frontrow, Lda., agradeço a oportunidade de desenvolver este projeto e a confiança depositada em mim. Um agradecimento muito especial ao Dr. Sérgio Rocha, por me ter lançado este desafio, pela confiança demonstrada e pelo apoio prestado ao longo da sua concretização. À Dra. Adriana Oliveira e a toda a equipa, pela colaboração, espírito de entreajuda e pelos ensinamentos que diariamente contribuem para o meu crescimento profissional.

Ao Grupo Olivogestão, agradeço a confiança e a disponibilidade demonstradas ao permitir a realização deste estudo de caso, enriquecendo a componente prática da dissertação.

Ao ISCAP e ao IPP, agradeço a formação e os conhecimentos transmitidos ao longo do meu percurso académico.

À Dra. Maria Nazaré Loureiro, agradeço a disponibilidade, a dedicação e os valiosos conselhos ao longo desta etapa.

À minha família e aos meus amigos, pelo carinho, pela compreensão e por tornarem este percurso mais leve e especial.

Por fim, a todos aqueles que, de forma direta ou indireta, contribuíram para a concretização desta dissertação, o meu muito obrigada.

Resumo:

A transição energética tem impulsionado o desenvolvimento das Comunidades de Energia Renovável (CER) como uma solução capaz de promover a produção e utilização de energia mais descentralizada, sustentável e participativa. Apesar da evolução do enquadramento jurídico e da crescente maturidade tecnológica, a implementação destes projetos continua condicionada por desafios económicos, financeiros e organizacionais, evidenciando a necessidade de desenvolver modelos que garantam não apenas a sua viabilidade económica, mas também a sua financiabilidade.

A presente dissertação tem como objetivo desenvolver um modelo de financiamento aplicável a uma CER, recorrendo a um estudo de caso desenvolvido na Frontrow, Lda. Para esse efeito foi adotada uma metodologia que integra a caracterização técnica e regulamentar do projeto, a construção de um modelo económico-financeiro, a avaliação da viabilidade através dos indicadores Valor Atual Líquido (VAL), Taxa Interna de Rentabilidade (TIR) e o período de recuperação do investimento, bem como a avaliação da financiabilidade através dos indicadores *Cash Flow Available for Debt Service* (CFADS) e *Debt Service Coverage Ratio* (DSCR). Complementarmente, foram realizadas análises de sensibilidade e um stress test associado ao risco regulatório decorrente da evolução da Tarifa de Acesso às Redes.

Os resultados demonstram que o projeto apresenta viabilidade económica e uma estrutura financeira compatível com os critérios habitualmente exigidos pelas entidades financiadoras. Paralelamente, evidenciam que a integração da análise da financiabilidade, da governança e da gestão do risco permite reforçar a robustez da tomada de decisão e criar condições para uma evolução das CER para modelos de gestão integrada da energia, orientados para a otimização dos recursos disponíveis e para uma maior eficiência económica.

Palavras chave: Comunidades de Energia Renovável; Modelo de financiamento; Financiabilidade; Gestão integrada da energia.

Abstract:

The energy transition has fostered the development of Renewable Energy Communities (REC) as a means of promoting a more decentralised, sustainable, and participatory approach to energy generation and consumption. Despite advances in the regulatory framework and increasing technological maturity, the implementation of such projects continues to face economic, financial, and organisational challenges, highlighting the need for financing models that ensure not only their economic viability but also their bankability.

This dissertation aims to develop a financing model for a REC, based on a case study of Frontrow, Lda. To achieve this, a methodology was adopted that integrates the project's technical and regulatory characterization, the development of an economic and financial model, the assessment of economic feasibility using Net Present Value, Internal Rate of Return, and the payback period, as well as an evaluation of bankability through the *Cash Flow Available for Debt Service* (CFADS) and *Debt Service Coverage Ratio* (DSCR) indicators. In addition, sensitivity analyses and a stress test were conducted to assess the regulatory risk associated with changes to the Network Access Tariff.

The results demonstrate that the proposed project is economically viable and supported by a financial structure that is consistent with the criteria typically required by lenders. Furthermore, they show that integrating economic and financial assessment with governance and risk management considerations enhances the robustness of decision-making and creates the conditions for REC to evolve toward integrated energy management models focused on optimising available resources and improving economic efficiency.

Key words: Renewable Energy Communities; Financing Model; Bankability; Integrated Energy Management.

Índice geral

Capítulo I – Introdução.....	14
1. Introdução.....	15
1.1. Contextualização e relevância do tema	15
1.2. Problema de investigação	16
1.3. Objetivos da investigação	17
1.4. Principais contributos	18
1.5. Estrutura da dissertação	18
Capítulo II – Revisão da literatura	20
2. Revisão da literatura	21
2.1. Comunidades de Energia Renovável (CER)	21
2.2. Autoconsumo e organização das CER	23
2.3. Prosumers	25
2.4. Avaliação de projetos	26
2.4.1. Indicadores de viabilidade	27
2.4.2. Custo de capital (WACC).....	27
2.4.3. Risco e análise de sensibilidade.....	28
2.5. Financiamento	28
2.5.1. Opções de financiamento.....	29
2.5.1.1. Financiamento por dívida e leasing	29
2.5.1.2. Modelos ESCO/ Energy-as-a-Service (EaaS)	31
2.5.1.3. Incentivos e subvenções públicas	32
2.5.1.4. Estruturas híbridas	33
2.5.2. Critérios de comparação das alternativas de financiamento.....	34
2.6. Financiabilidade	36
2.6.1. Indicadores de financiabilidade	36
2.6.2. Risco e robustez dos fluxos de caixa	37

2.6.3.	Estruturação financeira e mitigação do risco.....	37
Capítulo III – Metodologia		39
3.	Metodologia.....	40
Capítulo IV – Estudo de caso: CER Oli-Op.....		44
4.	Estudo de caso: CER Oli-Op	45
4.1.	Enquadramento da empresa e do modelo de negócio.....	45
4.2.	Caraterização técnica da CER Oli-Op	46
4.3.	Entidade Gestora de Autoconsumo Coletivo (EGAC).....	47
4.4.	Pressupostos técnicos e energéticos	48
4.5.	Pressupostos económico-financeiros	50
4.6.	Construção do modelo económico-financeiro	52
Capítulo V – Análise e discussão de resultados		54
5.	Análise e discussão de resultados	55
5.1.	Análise do cenário-base.....	55
5.2.	Avaliação da viabilidade económico-financeira.....	56
5.3.	Impacto do autoconsumo coletivo na rentabilidade da CER.....	58
5.4.	Análise de sensibilidade e fatores críticos de viabilidade	59
5.4.1.	Sensibilidade à taxa de autoconsumo	60
5.4.2.	Sensibilidade ao preço da eletricidade.....	61
5.4.3.	Sensibilidade ao CAPEX.....	62
5.4.4.	Stress test ao risco regulatório associado à TAR/CIEG	62
Capítulo VI – Proposta de modelo de financiamento.....		64
6.	Proposta de Modelo de Financiamento	65
6.1.	Objetivo do modelo de financiamento.....	65
6.2.	Alternativas analisadas	66
6.3.	Proposta recomendada	67
6.4.	Teste de financiabilidade	70

6.5.	Governança/ contratos e mitigação de risco	75
6.6.	Plano de implementação e recomendações	77
Capítulo VII – Conclusão		79
7.	Conclusão	80
Referências bibliográficas		84

Índice de figuras

Figura 1: Representação concetual do prosumer no âmbito do autoconsumo.	26
Figura 2: Representação das principais caraterísticas do financiamento por dívida e leasing aplicados a projetos CER.	31
Figura 3: Representação dos modelos ESCO e EaaS aplicados às CER.....	32
Figura 4: Processo cíclico e iterativo da metodologia investigação-ação.	40
Figura 5: Localização geográfica dos participantes da CER Oli-Op.....	46
Figura 6: Arquitetura da estrutura de financiamento proposta para a CER.....	68
Figura 7: Evolução anual do rácio DSCR e comparação com o valor mínimo de referência.	73
Figura 8: Modelo concetual para a implementação e operacionalização de uma CER...	77

Índice de tabelas

Tabela 1: Comparação entre autoconsumo individual, autoconsumo coletivo e CER...	25
Tabela 2: Pressupostos energéticos considerados no cenário-base.	49
Tabela 3: Pressupostos relativos aos custos operacionais anuais considerados na análise económico-financeira.	50
Tabela 4: Parâmetros utilizados no cálculo do CAPM.....	51
Tabela 5: Principais indicadores de viabilidade económico-financeira do cenário-base.	56
Tabela 6: Análise de sensibilidade dos indicadores de viabilidade económico-financeira para diferentes níveis de autoconsumo.....	60
Tabela 7: Análise de sensibilidade dos indicadores de viabilidade económico-financeira para diferentes preços de eletricidade.....	61
Tabela 8: Análise de sensibilidade dos indicadores de viabilidade económico-financeira para diferentes valores de investimento inicial (CAPEX).....	62
Tabela 9: Resultados do stress test ao risco regulatório associado ao agravamento da TAR.	63
Tabela 10: Comparação das principais características das alternativas de financiamento analisadas.....	67
Tabela 11: Estrutura de financiamento proposta para o cenário-base.	70
Tabela 12: Evolução anual do CFADS, do serviço da dívida e do rácio DSCR no cenário-base.	71
Tabela 13: Resultados do teste de financiabilidade para os diferentes cenários de sensibilidade e para o stress test regulatório.....	73

Lista de abreviaturas

CAPEX - Custos de investimento

CAPM - *Capital Asset Pricing Model*

CER - Comunidade de Energia Renovável

CFADS - *Cash Flow Available for Debt Service*

CIEG - Custos de Interesse Económico Geral

CPE - Código de Ponto de Entrega

DGEG - Direção de Energia e Geologia

DL - Decreto-Lei

DSCR - *Debt Service Coverage Ratio*

DSRA - *Debt Service Reserve Account*

EaaS - *Energy as a Service*

EBITDA - *Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization*

EGAC - Entidade Gestora do Autoconsumo Coletivo

ERP - *Equity Risk Premium*

ERSE - Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos

ESCO - *Energy Service Company*

IRC - Imposto sobre o Rendimento das Pessoas Coletivas

LLCR - *Loan Life Coverage Ratio*

OPEX - Custos operacionais

ORD - Operadores de Rede de Distribuição

PLCR - *Project Life Coverage Ratio*

PNEC 2030 - Plano Nacional Energia e Clima 2030

PRR - Plano de Recuperação e Resiliência

RAC - Regulamento do Autoconsumo do Setor Elétrico

RED II - *Renewable Energy Directive II*

Rf - Taxa sem risco

RNC 2050 - Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050

SEN - Sistema Elétrico Nacional

SPV - *Special Purpose Vehicle*

TAR - Tarifa de Acesso às Redes

TIR - Taxa Interna de Rentabilidade

UPAC - Unidade de Produção para Autoconsumo

VAL - Valor Atual Líquido

WACC - Custo médio ponderado de capital

1. Introdução

Neste capítulo é efetuado um enquadramento introdutório do trabalho de projeto procedendo-se à contextualização do tema das Comunidades de Energia Renovável (CER) e ao seu papel no contexto energético e empresarial. São igualmente apresentadas as motivações que justificam o desenvolvimento de modelos de financiamento adaptado à estrutura de cada comunidade.

1.1. Contextualização e relevância do tema

A transição energética constitui atualmente um dos principais desafios económicos, ambientais e sociais à escala global e europeia, assumindo particular relevância no contexto das políticas de descarbonização e da promoção de sistemas energéticos mais sustentáveis. Neste âmbito, Portugal assumiu, em 2016, no contexto da Conferência das Partes da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Alterações Climáticas, o compromisso de alcançar a neutralidade carbónica até 2050 alinhando-se com os objetivos internacionais de mitigação das alterações climáticas e de transição para uma economia de baixo carbono.

Este compromisso foi posteriormente concretizado através do Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050 (RNC 2050), documento este que estabelece estrategicamente uma trajetória de descarbonização da economia portuguesa, promovendo uma redução progressiva das emissões de gases com efeito de estufa e um aumento significativo da incorporação de fontes de energia renovável no sistema energético nacional (República Portuguesa, 2019).

Em articulação com os objetivos definidos no RNC 2050 foi desenvolvido o Plano Nacional Energia e Clima 2030 (PNEC 2030), que constitui o principal instrumento de política energética e climática nacional para a década em curso. Aprovado pela Resolução do Conselho de Ministros n.º 53/2020, de 10 de julho, este plano estabelece metas e medidas em áreas como a redução das emissões de gases com efeito de estufa, a promoção das energias renováveis, a eficiência energética, a segurança do abastecimento e o reforço da investigação, inovação e competitividade no setor energético (República Portuguesa, 2020).

Neste contexto de profunda transformação do setor energético torna-se necessário adaptar o enquadramento jurídico do Sistema Elétrico Nacional (SEN) às necessidades e desafios

decorrentes destes instrumentos estratégicos que irão orientar a política energética nacional nos próximos anos. Neste sentido, o Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, estabelece a organização e funcionamento do Sistema Elétrico Nacional, regulando, entre outros aspetos, o regime aplicável ao autoconsumo e às Comunidades de Energia Renovável (CER) (República Portuguesa, 2022).

As CER surgem, assim, como instrumentos relevantes para promover a produção descentralizada de energia e incentivar a participação ativa de diferentes agentes no sistema energético. Estas comunidades permitem a produção, partilha e gestão coletiva de energia proveniente de fontes renováveis contribuindo simultaneamente para a redução dos custos energéticos, para o aumento da eficiência do sistema elétrico e para o reforço da participação local na transição energética.

Apesar do potencial associado a este modelo, a implementação prática das CER continua a enfrentar diversos desafios, particularmente ao nível da estruturação financeira dos projetos e do acesso a financiamento adequado. Neste enquadramento, a consolidação das CER depende não apenas do seu enquadramento técnico e regulamentar, mas também da definição de modelos de financiamento adequados que permitam garantir a viabilidade económico-financeira dos projetos e responder às exigências de risco e elegibilidade consideradas pelas entidades financiadoras do investimento.

1.2. Problema de investigação

Apesar do enquadramento estratégico e legislativo favorável ao desenvolvimento das CER, a sua implementação em Portugal permanece ainda limitada. Embora estas iniciativas sejam reconhecidas como instrumentos relevantes para a descentralização da produção de energia, para a promoção da participação ativa de cidadãos e organizações e para o avanço da transição energética, a sua disseminação enfrenta diversos obstáculos de natureza técnica, administrativa e económica.

Entre os principais desafios identificados destacam-se a complexidade e morosidade dos procedimentos administrativos associados ao licenciamento dos projetos, as dificuldades no acesso à informação sobre os processos de criação e funcionamento destas iniciativas e as limitações técnicas relacionadas com a ligação à rede elétrica. Adicionalmente, a mobilização de diferentes atores – incluindo cidadãos, empresas, autarquias e outras entidades locais – exige níveis elevados de coordenação, conhecimento técnico e

capacidade organizativa, o que pode constituir uma barreira à concretização de projetos desta natureza (Ferreira, 2025).

Para além destes fatores, a estruturação financeira dos projetos constitui um dos elementos críticos para a viabilidade das CER. A necessidade de mobilizar investimento inicial para a instalação das infraestruturas de produção de energia, associada à inexistência de modelos de financiamento amplamente estruturados e adaptados às especificidades destes projetos, representa um desafio relevante para os seus promotores.

Neste contexto, a definição de soluções de financiamento adequadas assume um papel central na viabilidade e disseminação das CER. Torna-se, assim, pertinente desenvolver abordagens que permitam estruturar modelos de financiamento capazes de garantir a viabilidade económico-financeira dos projetos. Simultaneamente, estes devem responder aos critérios de elegibilidade e de avaliação de risco considerados pelas entidades financiadoras.

É neste enquadramento que o presente trabalho se propõe desenvolver, justificar e testar um modelo de financiamento aplicável a projetos de CER.

1.3. Objetivos da investigação

Esta investigação tem como principal propósito desenhar, justificar e testar um modelo de financiamento para CER, aplicável à Frontrow, Lda., suportado por uma análise económico-financeira e por critérios de elegibilidade/ risco típicos de financiadores.

Para concretizar este objetivo definem-se os seguintes objetivos específicos:

- ✓ Caraterizar o projeto CER e o enquadramento da sua implementação na empresa;
- ✓ Construir o caso-base técnico-operacional que servirá de suporte ao modelo económico-financeiro;
- ✓ Desenvolver o modelo económico-financeiro associado ao projeto;
- ✓ Avaliar a viabilidade económico-financeira da CER, com base no caso-base definido;
- ✓ Identificar e comparar alternativas de financiamento aplicáveis a projetos de CER;
- ✓ Desenvolver o modelo de financiamento selecionado, definindo a sua estrutura e principais componentes;
- ✓ Testar a robustez do modelo de financiamento através da análise de diferentes cenários.

1.4. Principais contributos

A presente dissertação pretende contribuir para o desenvolvimento de modelos de financiamento aplicáveis a CER, respondendo a uma necessidade identificada no contexto da empresa Frontrow, Lda.

No âmbito desta entidade, foi identificada uma dificuldade na forma como os investimentos associados a projetos energéticos são enquadrados, sendo frequentemente percecionados como investimentos isolados, sem consideração adequada do seu impacto na conta de exploração. No caso das CER esta dificuldade é agravada pela necessidade de partilhar o investimento entre diferentes entidades, que apresentam naturezas e objetivos distintos.

Assim, o presente trabalho propõe o desenvolvimento de um modelo que permitirá demonstrar, de forma estruturada, a viabilidade económico-financeira de projetos de CER evidenciando o seu contributo para a criação de valor.

O modelo desenvolvido permite analisar diferentes alternativas de financiamento – nomeadamente o recurso a capital próprio e a capital alheio – e identificar a estrutura mais adequada a cada projeto.

Deste modo, o trabalho assume uma natureza aplicada, contribuindo para o apoio à tomada de decisão e para a comunicação da viabilidade económico-financeira das CER junto de investidores e clientes.

1.5. Estrutura da dissertação

A presente dissertação encontra-se estruturada em sete capítulos, organizados de forma lógica, permitindo uma abordagem sistemática ao tema em análise.

O Capítulo I corresponde à introdução, onde são apresentados o enquadramento do tema, a definição do problema de investigação, os objetivos do trabalho, os principais contributos e a estrutura da dissertação.

O Capítulo II apresenta o enquadramento teórico e normativo, incluindo os principais conceitos relacionados com as CER e o autoconsumo, bem como o enquadramento legal aplicável. Neste capítulo são ainda abordados os fundamentos da avaliação de projetos e os princípios de financiamento e financiabilidade.

O Capítulo III descreve a metodologia adotada, incluindo o tipo de estudo, os métodos de recolha de dados, a construção do modelo financeiro, a definição de cenários, bem como os procedimentos de validação e as limitações do estudo.

O Capítulo IV apresenta o estudo de caso, descrevendo a CER em análise e os pressupostos técnicos e operacionais considerados.

O Capítulo V é dedicado à apresentação e discussão dos resultados, incluindo a análise do caso-base, a realização de análises de sensibilidade e a avaliação de diferentes cenários.

No Capítulo VI é apresentada a proposta de modelo de financiamento, incluindo a identificação das alternativas disponíveis, a definição dos critérios de seleção, a estrutura recomendada, bem como a análise da financiabilidade e a sua implementação.

Por fim, o Capítulo VII apresenta as principais conclusões do trabalho, as limitações identificadas e sugestões para investigação futura.

CAPÍTULO II – REVISÃO DA LITERATURA

2. Revisão da literatura

2.1. Comunidades de Energia Renovável (CER)

A crescente preocupação com as alterações climáticas e a necessidade de reduzir as emissões de gases com efeito de estufa têm conduzido a uma transformação progressiva dos sistemas energéticos.

Tradicionalmente, a produção de eletricidade baseava-se num modelo centralizado, no qual grandes centrais abasteciam os consumidores através das redes de transportes e distribuição. Contudo, o desenvolvimento das energias renováveis e das tecnologias associadas tem promovido a transição para sistemas energéticos mais descentralizados, nos quais os consumidores assumem um papel mais ativo na produção e gestão da energia (Rathnayaka et al., 2014).

Neste contexto, surgem as CER como um modelo organizacional que permite a participação ativa de cidadãos, empresas e entidades públicas no sistema energético. Estas comunidades possibilitam a produção, consumo, armazenamento e partilha de energia proveniente de fontes renováveis entre diferentes participantes. Desta forma, contribuem para uma utilização mais eficiente dos recursos energéticos e para a promoção da sustentabilidade ambiental (Figueiredo, 2021).

De forma geral, uma CER pode ser entendida como uma entidade jurídica baseada na participação aberta e voluntária de diferentes membros, cujo principal objetivo consiste em proporcionar benefícios ambientais, económicos ou sociais aos seus participantes ou às comunidades locais onde se insere, em detrimento da geração de lucro financeiro. Este modelo promove a participação ativa dos consumidores no sistema energético e incentiva o desenvolvimento de soluções locais de produção e consumo de energia renovável (Diretiva (UE) 2018/2001).

As CER desempenham um papel relevante no processo de transição energética, contribuindo para a descentralização da produção de energia, o aumento da incorporação de fontes renováveis no sistema elétrico e a redução da dependência de combustíveis fósseis.

Além disso, permitem uma maior participação dos cidadãos e empresas no setor energético, promovendo modelos de produção e consumo mais colaborativos e sustentáveis (Zafar et al., 2018).

Entre os principais benefícios associados às CER destacam-se a redução dos custos de energia para os participantes, a promoção da produção de energia renovável a nível local, o aumento da eficiência energética e o reforço da resiliência dos sistemas energéticos.

No entanto, a implementação destas comunidades apresenta também diversos desafios de natureza técnica, regulatória, organizacional e financeira. Neste sentido, torna-se necessária a definição de modelos adequados que garantam a viabilidade económica e a sustentabilidade dos projetos (Figueiredo, 2021).

No enquadramento europeu, o conceito de CER foi formalmente introduzido pela Diretiva (UE) 2018/2001, relativa à promoção da utilização de energia proveniente de fontes renováveis, também conhecida como *Renewable Energy Directive II* (RED II). Esta diretiva estabelece um conjunto de medidas destinadas a incentivar a produção e utilização de energia renovável reconhecendo o papel das CER na promoção da participação ativa dos consumidores e na democratização do acesso à energia.

No contexto nacional estas orientações encontram-se refletidas em instrumentos estratégicos como Plano Nacional Energia e Clima 2030 (PNEC 2030) que estabelece metas para o aumento da incorporação de energias renováveis, a melhoria da eficiência energética e redução das emissões de gases com efeito de estufa em Portugal (República Portuguesa, 2020).

Mais recentemente, o Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, veio consolidar o enquadramento jurídico do Sistema Elétrico Nacional (SEN), clarificando diversos aspetos relacionados com o funcionamento das CER e com os regimes de autoconsumo de energia renovável em Portugal.

Neste enquadramento, as CER assumem um papel cada vez mais relevante na promoção de sistemas energéticos descentralizados, sustentáveis e participativos. Contudo, a concretização destes projetos depende não apenas do enquadramento legal e tecnológico, mas também da definição de estruturas económicas e financeiras adequadas que permitam garantir a sua viabilidade e sustentabilidade a longo prazo.

As CER podem também ser analisadas à luz dos princípios da economia circular, na medida em que promovem a produção local de energia, a partilha de recursos e a utilização eficiente de fontes renováveis. Este modelo contraria o paradigma linear

tradicional, baseado na extração, utilização e eliminação de recursos, privilegiando uma utilização mais eficiente e prolongada dos mesmos (Crispim & Mendes, 2023).

2.2. Autoconsumo e organização das CER

O desenvolvimento das CER encontra-se diretamente associado ao conceito de autoconsumo de energia renovável, que permite aos consumidores produzir energia a partir de fontes renováveis para consumo próprio. No contexto jurídico português, o autoconsumo corresponde à produção de energia renovável destinada prioritariamente ao consumo das instalações associadas a uma ou mais unidades de consumo (República Portuguesa, 2019).

O regime jurídico do autoconsumo de energia renovável em Portugal encontra-se atualmente enquadrado pelo Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, que estabelece o regime do SEN, incluindo as disposições aplicáveis ao autoconsumo e às CER (República Portuguesa, 2022). Este DL consolida e atualiza o disposto anteriormente pelo Decreto-Lei n.º 162/2019, de 25 de outubro, que constitui um marco inicial na promoção de modelos descentralizados de produção de energia e na participação ativa dos consumidores no sistema energético.

Este enquadramento é complementado pela regulamentação da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE), nomeadamente pelo Regulamento n.º 815/2023, de 27 de julho – Regulamento do Autoconsumo do Setor Elétrico (RAC), que clarifica as condições técnicas e operacionais associadas à produção, partilha e consumo de energia no âmbito do autoconsumo e das comunidades de energia.

No âmbito deste enquadramento, o autoconsumo pode assumir duas modalidades principais: autoconsumo individual e autoconsumo coletivo.

O autoconsumo individual ocorre quando a produção de energia renovável está associada a um único consumidor. A energia produzida destina-se a satisfazer as suas necessidades energéticas. A unidade de produção encontra-se, regra geral, instalada nas próprias instalações do consumidor, podendo o eventual excedente de produção ser injetado na rede elétrica, de acordo com as condições previstas na legislação aplicável (República Portuguesa, 2019).

Por sua vez, o autoconsumo coletivo permite que vários consumidores partilhem a energia produzida por uma ou mais unidades de produção de energia renovável. Neste modelo, a

energia é distribuída entre os diferentes participantes de acordo com coeficientes de partilha previamente definidos, promovendo uma utilização mais eficiente dos recursos energéticos e incentivando soluções colaborativas (Figueiredo, 2021).

A operacionalização económica do autoconsumo coletivo depende da definição do modelo de partilha de energia, uma decisão que, nos termos do RAC, compete à Entidade Gestora do Autoconsumo Coletivo (EGAC), conforme previsto pela ERSE (2023).

Podem identificar-se três modalidades principais de repartição, com implicações distintas na viabilidade económico-financeira dos projetos. Os coeficientes fixos baseiam-se na definição prévia de percentagens de partilha e proporcionam maior previsibilidade dos benefícios individuais, favorecendo a financiabilidade dos projetos, embora possam originar ineficiências quando não refletem o perfil real de consumo (Duarte, 2021).

Os coeficientes proporcionais ao consumo permitem ajustar a distribuição da energia em função das necessidades efetivas de cada participante, promovendo uma maior eficiência na utilização dos recursos energéticos (Duarte, 2021).

Os modelos híbridos combinam diferentes critérios de repartição e permitem estabelecer níveis de prioridade entre participantes. Esta configuração possibilita a atribuição preferencial de benefícios aos membros que suportaram o investimento inicial, contribuindo para a mitigação do risco e para o aumento da atratividade do projeto junto de financiadores (Duarte, 2021).

A escolha do modelo de repartição assume um papel preponderante na perspetiva económico-financeira, na medida em que influencia a previsibilidade dos fluxos de caixa do projeto. Os modelos mais estáveis tendem a reduzir a volatilidade garantindo assim uma maior consistência dos resultados ao longo do horizonte temporal definido. Nos casos em que existe financiamento por dívida, esta estabilidade é particularmente importante na avaliação da capacidade de o projeto cumprir o serviço da dívida – *Debt Service Coverage Ratio* (DSCR).

Para além disso, o modelo de repartição influencia a estabilidade dos benefícios atribuídos a cada participante determinando assim as poupanças e eventuais receitas que serão analisadas no modelo económico-financeiro apresentado no Capítulo IV.

A Tabela 1 apresenta uma comparação entre autoconsumo individual, autoconsumo coletivo e CER, com base em critérios como os participantes, a estrutura organizacional, a produção e partilha de energia e ainda a finalidade dos sistemas.

Tabela 1: *Comparação entre autoconsumo individual, autoconsumo coletivo e CER.*

Caraterísticas	Autoconsumo Individual	Autoconsumo Coletivo	CER
Participantes	Um único consumidor	Vários consumidores	Vários membros (empresas, cidadãos, entidades públicas)
Estrutura Organizacional	Não aplicável	Acordo entre participantes	Requer entidade jurídica com regras de governação própria
Produção de energia	Associada a uma única instalação de consumo (UPAC)	Produção partilhada por vários consumidores	Produção individual ou coletiva no âmbito da comunidade
Partilha de energia	Não aplicável	Conforme coeficientes de partilha definidos	Definida no âmbito da comunidade (podendo recorrer a autoconsumo coletivo)
Finalidade	Consumo próprio de energia renovável	Partilha eficiente de energia entre participantes	Benefícios para os participantes/comunidade não primariamente lucro

Fonte: Elaboração própria

Importa, contudo, clarificar que o autoconsumo coletivo e as CER não são conceitos equivalentes. O autoconsumo coletivo constitui um mecanismo técnico de partilha de energia entre múltiplos consumidores, enquanto as CER correspondem a uma entidade jurídica e organizacional com regras próprias de governação, participação e distribuição de benefícios.

As CER podem recorrer ao autoconsumo coletivo como modelo de partilha de energia, sem se limitar a este mecanismo, integrando uma dimensão mais abrangente que inclui a definição de objetivos, estrutura de membros e dos princípios de funcionamento da comunidade.

2.3. Prosumers

Com a evolução dos sistemas energéticos impulsionada pela crescente utilização de energias renováveis e pela descentralização da produção surgiu o conceito de prosumer como ilustrado na Figura 1. Este termo resulta da junção das palavras *producer* e

consumer e referem-se a entidades ou indivíduos que, para além de consumirem energia, participam também na sua produção.

Segundo Rathnayaka et al. (2014), os *prosumers* assumem um papel relevante em sistemas energéticos mais flexíveis contribuindo para uma maior descentralização da produção e para uma utilização mais eficiente dos recursos disponíveis. Neste contexto, os consumidores deixam de ter um papel exclusivamente passivo adotando um papel mais ativo no sistema energético.

De forma semelhante, Zafar et al. (2018) destacam que a participação dos *prosumers* permite melhorar a gestão e partilha de energia facilitando a integração de fontes renováveis e promovendo uma utilização mais eficiente da energia.

O aparecimento dos *prosumers* está associado ao desenvolvimento das tecnologias como os sistemas fotovoltaicos bem como à evolução da legislação que incentiva o autoconsumo e a participação ativa dos consumidores.

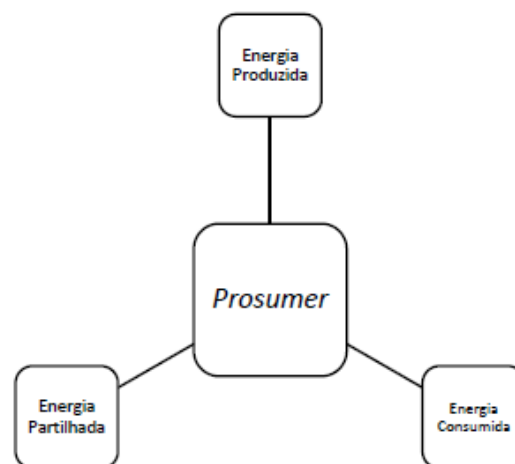


Figura 1: Representação concetual do prosumer no âmbito do autoconsumo.

Fonte: da Costa (2022)

2.4. Avaliação de projetos

A avaliação económico-financeira constitui uma etapa fundamental na análise de projetos de investimento permitindo determinar a sua viabilidade e apoiar a tomada de decisão. Esta avaliação baseia-se, em geral, na análise dos fluxos de caixa futuros gerados pelo projeto, ajustados ao seu valor atual através de uma taxa de desconto adequada ao risco (Damodaran, 2012).

Desta forma, a avaliação de projetos pode ser estruturada em três dimensões principais: os indicadores de viabilidade, o custo de capital e a análise do risco.

2.4.1. Indicadores de viabilidade

Entre os principais indicadores utilizados destacam-se o Valor Atual Líquido (VAL), a Taxa Interna de Rentabilidade (TIR) e o período de recuperação do investimento (payback).

O VAL corresponde à diferença entre o valor atual dos fluxos de caixa esperados e o investimento inicial, permitindo avaliar a capacidade do projeto em gerar valor económico. Um VAL positivo indica que o projeto gera valor para o investidor, sendo, por isso economicamente viável (Brealey et al., 2020).

A TIR representa a taxa de desconto que anula o VAL do projeto, traduzindo a rentabilidade implícita do investimento. Este indicador permite comparar a rentabilidade do projeto com o custo de oportunidade do capital, sendo geralmente aceite que o projeto é viável quando a TIR é superior à taxa de desconto exigida pelos investidores (Ross et al., 2019).

O período de recuperação do investimento (payback) mede o tempo necessário para recuperar o capital investido através dos fluxos de caixa gerados. Apesar de ser um indicador simples e de fácil interpretação este apresenta limitações relevantes, nomeadamente por não considerar o valor temporal do dinheiro nem os fluxos de caixa após o período de recuperação (Brealey et al., 2020).

2.4.2. Custo de capital (WACC)

A determinação da taxa de desconto assume um papel fundamental na avaliação de projetos, sendo frequentemente utilizada a média ponderada do custo de capital (*Weighted Average Cost of Capital* - WACC). Este reflete o custo médio das diferentes fontes de financiamento – capital próprio e capital alheio – ponderadas pela sua estrutura de capital, incorporando o risco associado ao projeto (Damodaran, 2012).

O WACC permite avaliar os fluxos de caixa do projeto em função do retorno exigido pelos investidores e financiadores, refletindo o custo de oportunidade do capital e o risco associado ao investimento (Brealey et al., 2020). Sob esta perspetiva, projetos com maior

exposição ao risco tendem a apresentar custos de capital mais elevados, influenciando diretamente a sua viabilidade económico-financeira.

No âmbito desta dissertação, a taxa de desconto foi definida com base no WACC ajustado ao risco específico da CER em estudo. Esta abordagem procura refletir as características particulares das CER, nomeadamente a instabilidade da produção de energia renovável, a incerteza associada aos fluxos de caixa e a complexidade inerente à participação de múltiplos membros.

2.4.3. Risco e análise de sensibilidade

O risco constitui um elemento determinante na avaliação económico-financeira influenciando diretamente a taxa de desconto e, consequentemente, o valor do projeto. A sua análise pode ser efetuada através da construção de cenários e da realização de análises de sensibilidade que permitem avaliar o impacto de variações nas principais variáveis do projeto, como os preços da energia, os custos de investimento ou os níveis de produção. (Damodaran, 2012; Brealey et al., 2020).

No âmbito das CER, esta avaliação assume particular relevância devido à existência de múltiplos intervenientes e à dependência de fatores associados à produção e ao consumo de energia. A necessidade de garantir a viabilidade económica e a atratividade para investidores torna essencial a utilização de metodologias que integrem não apenas os indicadores tradicionais, mas também a análise de risco e da sustentabilidade financeira a médio-longo prazo.

2.5. Financiamento

O financiamento constitui um elemento fundamental na viabilidade de projetos de investimento, não apenas pelo seu impacto no custo de capital, mas também pela forma como condiciona a distribuição de risco entre os diferentes intervenientes.

No caso das CER, esta dimensão assume particular relevância, uma vez que se caracterizam por elevados investimentos iniciais, múltiplos participantes e fluxos de caixa distribuídos ao longo do tempo. Estas características tornam a estrutura de financiamento um fator determinante para a viabilidade e abrangência do projeto.

De acordo com Damodaran (2012), o valor de um projeto resulta da relação entre os fluxos de caixa esperados e o risco associado. Neste sentido, a forma como o projeto é

financiado influencia diretamente o risco percebido pelos investidores e, consequentemente, a taxa de desconto aplicada.

Brealey et al. (2020) e Ross et al. (2019) destacam que a decisão de financiamento deve ser analisada de forma integrada com a estrutura de capital, visto que esta afeta simultaneamente a rentabilidade e a exposição ao risco.

No contexto específico das CER, a necessidade de coordenação entre diferentes participantes introduz complexidade adicional. O financiamento deixa de ser uma decisão individual e passa a envolver a definição de mecanismos que assegurem uma repartição equilibrada de custos, benefícios e riscos.

2.5.1. Opções de financiamento

As principais soluções de financiamento podem ser agrupadas em capital próprio, capital alheio e soluções híbridas. No entanto a sua aplicação em projetos CER apresenta especificidades que influenciam a estrutura financeira do projeto.

O recurso a capital próprio permite maior controle sobre o projeto e reduz a exposição ao risco financeiro. Contudo, em projetos CER, pode constituir uma limitação à sua expansão, uma vez que exige capacidade financeira dos participantes.

Por sua vez, o financiamento por capital alheio permite alavancar o investimento e acelerar a implementação dos projetos. No entanto, a sua utilização depende da previsão dos fluxos de caixa gerados. Nas CER a previsibilidade pode ser condicionada por fatores como a produção renovável, os padrões de consumo e os modelos de partilha de energia.

Neste caso a financiabilidade do projeto torna-se crítica, uma vez que os financiadores valorizam a estabilidade dos fluxos de caixa e a existência de mecanismos de mitigação de risco, nomeadamente garantias, reservas financeiras e cláusulas contratuais específicas. (Yescombe, 2014).

2.5.1.1. Financiamento por dívida e leasing

O financiamento por dívida corresponde à obtenção de capital junto de entidades externas implicando reembolso do montante financiado e o pagamento de encargos financeiros ao longo do tempo. O financiamento por dívida bancária constitui uma solução relevante quando existe previsibilidade nos fluxos de caixa do projeto, permitindo alavancar o investimento inicial e acelerar a implementação das infraestruturas.

No caso das CER, o recurso a capital alheio (Figura 2) pode assumir particular importância devido à dimensão do investimento associado às infraestruturas de produção renovável. Não obstante a utilização deste tipo de financiamento depende da capacidade do projeto em gerar fluxos de caixa estáveis e previsíveis ao longo do tempo, uma vez que a incerteza associada aos retornos e a dificuldade de avaliação do risco podem condicionar o acesso ao financiamento e a mobilização de capital (Yiasoumas et al., 2023).

O leasing corresponde a uma modalidade de financiamento que permite a utilização de um ativo mediante o pagamento de rendas periódicas sem necessidade de aquisição imediata do bem. Neste caso concreto surge como alternativa para o financiamento de ativos específicos, como sistemas fotovoltaicos, reduzindo a necessidade de capital inicial por parte dos membros da comunidade. De acordo com Nevitt e Fabozzi (2000), o leasing constitui uma solução frequentemente utilizada no financiamento de equipamentos que permite maior flexibilidade financeira e uma distribuição mais eficiente dos encargos ao longo do tempo. Mais recentemente Xie e Lin (2025) realçam a relevância desta modalidade em projetos de energia renovável particularmente em contextos marcados por maior pressão financeira e redução de incentivos públicos.

Do ponto de vista financeiro, o recurso à dívida pode contribuir para a redução do WACC devido ao menor custo de capital alheio face ao capital próprio. Todavia, esta opção aumenta simultaneamente a exposição ao risco financeiro e de incumprimento tornando particularmente relevante a capacidade do projeto para assegurar o cumprimento do serviço da dívida (Brealey et al., 2020).

Este tipo de financiamento tende a envolver exigências associadas a garantias de mecanismos de proteção do financiador como cláusulas contratuais específicas, rácios mínimos de cobertura da dívida e penhor de equipamentos, de modo a mitigar o risco associado ao investimento.

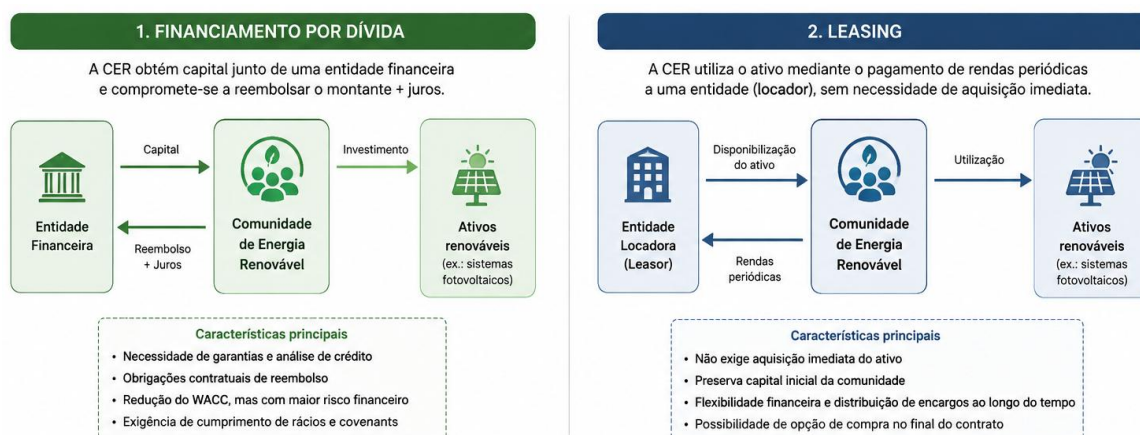


Figura 2: Representação das principais características do financiamento por dívida e leasing aplicados a projetos CER.

Fonte: Elaboração própria

2.5.1.2. Modelos ESCO/ Energy-as-a-Service (EaaS)

Os modelos ESCO (Energy Service Company) e EaaS (Energy as a Service) correspondem a soluções em que uma entidade externa assegura o investimento, e em alguns casos a operação e manutenção dos ativos energéticos, sendo remunerada através das poupanças energéticas geradas ou de pagamentos periódicos associados ao serviço prestado. As ESCO são reconhecidas como mecanismos relevantes na promoção da eficiência energética e no desenvolvimento de soluções energéticas sustentáveis (Vine, 2005). No contexto europeu, Bertoldi et al. (2006) destacam o papel destas entidades na dinamização de investimentos em eficiência energética e na redução das barreiras financeiras associadas à implementação de projetos.

Apesar de frequentemente associados estes dois modelos apresentam diferenças concetuais. As ESCO centram-se sobretudo na implementação de soluções de eficiência energética remuneradas com base nas poupanças geradas enquanto os modelos EaaS adotam uma abordagem mais abrangente integrando diferentes serviços energéticos numa solução contínua (Muthumala et al., 2022).

No âmbito das CER estes modelos podem assumir particular relevância quando os participantes apresentam limitações de capital próprio ou reduzida capacidade de endividamento. A transferência parcial do investimento e do risco operacional para entidades especializadas permite reduzir o esforço financeiro inicial e facilitar a implementação dos projetos (Bertoldi et al., 2006; Muthumala et al., 2022).

Todavia, estas soluções implicam geralmente a partilha dos benefícios económicos gerados pela produção e autoconsumo de energia reduzindo a parcela das poupanças retida pelos membros da comunidade. Adicionalmente, a dependência contratual relativamente à entidade prestadora do serviço pode limitar a flexibilidade financeira e operacional do projeto ao longo do tempo (Vine, 2005).

Do ponto de vista financeiro, os modelos ESCO/EaaS permitem reduzir a necessidade de investimento inicial e mitigar parte do risco técnico e operacional associado às infraestruturas energéticas. Contudo, esta transferência de risco tende a refletir-se no custo do serviço contratado e na repartição dos benefícios económicos gerados pelo projeto (Muthumala et al., 2022). Em alguns casos estes modelos podem ainda incluir mecanismos contratuais de desempenho e garantias associadas aos níveis de eficiência energética procurando assegurar maior estabilidade dos resultados financeiros e operacionais.



Figura 3: Representação dos modelos ESCO e EaaS aplicados às CER.

Fonte: Elaboração própria

2.5.1.3. Incentivos e subvenções públicas

Os incentivos e as subvenções públicas correspondem a mecanismos de apoio financeiro promovidos por entidades públicas destinados a estimular o investimento em áreas estratégicas, como a transição energética e a eficiência energética. Estes apoios podem assumir diferentes formas nomeadamente subsídios não reembolsáveis, benefícios fiscais, linhas de crédito bonificadas ou sistemas de garantia mútua.

No contexto das CER estes instrumentos assumem particular relevância devido à necessidade de investimento inicial em infraestruturas de produção renovável. Ao reduzir o esforço financeiro inicial, os apoios públicos podem melhorar a viabilidade económico-financeira dos projetos e facilitar o acesso a financiamento externo.

Em Portugal, o Plano de Recuperação e Resiliência (PRR) tem apoiado investimentos e reformas orientados para reabilitação energética, eficiência energética, produção local de energia renovável e aumento da literacia energética (Gouveia & Félix, 2024). No caso específico do autoconsumo coletivo e das CER, o Fundo Ambiental lançou apoios à concretização destes modelos em edifícios residenciais, de serviços e da administração pública, com dotação inicial de 30 milhões de euros e previsão de novo aviso com 75 milhões de euros (Gouveia & Félix, 2024).

Do ` ponto de vista financeiro estes apoios podem reduzir a necessidade de capital próprio e de dívida melhorando indicadores como o VAL, a TIR e o *payback*. Podem ainda contribuir para reduzir o risco percecionado pelos financiadores, especialmente quando combinados com linhas de crédito, garantias ou mecanismos de apoio público ao financiamento (Alcarva, 2017).

Todavia, a dependência de apoios públicos introduz riscos associados à incerteza regulatória, à disponibilidade orçamental e à limitação temporal dos programas. Além disso, os processos de candidatura e aprovação podem aumentar a complexidade administrativa e condicionar o calendário de implementação dos projetos.

2.5.1.4. Estruturas híbridas

As estruturas híbridas correspondem à combinação de diferentes fontes e instrumentos de financiamento no âmbito do mesmo projeto integrando simultaneamente caraterísticas de capital próprio e de capital alheio. Esta abordagem permite adaptar a estrutura financeira às caraterísticas específicas do projeto, procurando equilibrar risco, custo de capital e flexibilidade financeira.

No contexto das CER, as estruturas híbridas assumem particular relevância devido à complexidade organizacional destes projetos, à diversidade de participantes e à necessidade de acomodar diferentes capacidades financeiras e perfis de risco. A combinação de múltiplas soluções de financiamento pode contribuir para reduzir o esforço financeiro inicial, melhorar a financiabilidade e aumentar a capacidade de implementação dos projetos.

Entre os exemplos de estruturas híbridas destacam-se a combinação de capital próprio com incentivos públicos, o recurso simultâneo a financiamento bancário e mecanismo de garantia mútua, ou ainda modelos que articulam financiamento externo com soluções

ESCO/EaaS. Estas combinações procuram otimizar a estrutura de capital e assegurar uma repartição mais equilibrada do risco entre os diferentes intervenientes.

Podem ainda ser utilizados instrumentos híbridos específicos, como dívida mezzanine, obrigações convertíveis ou modelos de crowdfunding e crowdlending. O crowdfunding corresponde a uma forma alternativa de financiamento baseada na mobilização de capital através de plataformas digitais, permitindo a participação de múltiplos investidores no financiamento do projeto. Segundo Kuti e Madarász (2014), este modelo tem vindo a assumir democratização do investimento e facilitando o acesso ao capital por parte de projetos inovadores.

No caso das CER, os modelos de crowdfunding e crowdlending podem revelar-se particularmente adequados devido à natureza colaborativa e participativa destas comunidades, permitindo envolver os diferentes membros no financiamento das infraestruturas energéticas e diversificar as fontes de capital.

Do ponto de vista financeiro, as estruturas híbridas podem contribuir para a otimização da estrutura de capital e para a redução do custo médio ponderado de capital (WACC), através da combinação de instrumentos com diferentes níveis de risco e custo associado (Damodaran, 2012; Brealey et al., 2020). A diversificação das fontes de financiamento pode reduzir a dependência de um único financiador e aumentar a flexibilidade financeira do projeto.

Todavia, estas estruturas introduzem maior complexidade ao nível da gestão financeira e contratual, exigindo mecanismos claros de coordenação entre os diferentes intervenientes, bem como critérios transparentes de repartição de custos, riscos e benefícios. Em projetos CER, esta dimensão assume particular importância devido à necessidade de assegurar o equilíbrio entre os diferentes membros da comunidade e estabilidade dos fluxos de caixa ao longo do horizonte temporal do projeto.

2.5.2. Critérios de comparação das alternativas de financiamento

A seleção da solução de financiamento deve basear-se numa análise multidimensional, especialmente em projetos com elevada complexidade organizacional, como as CER.

O custo total do financiamento constitui um critério fundamental, incluindo não apenas os encargos financeiros associados ao capital alheio, mas também o custo de oportunidade do capital próprio. Neste sentido, diferentes estruturas de financiamento podem

apresentar impactos distintos no WACC e, consequentemente, na viabilidade económico-financeira do projeto (Damodaran, 2012).

O risco financeiro assume igualmente particular relevância. Um maior nível de endividamento aumenta a exposição ao risco de incumprimento, podendo comprometer a sustentabilidade financeira do projeto. Como referido por Damodaran (2012), o risco influencia diretamente a taxa de desconto e, consequentemente, o valor do projeto.

As garantias exigidas pelos financiadores podem constituir uma barreira à implementação. Em projetos de CER, as diferentes tipologias de membros pode dificultar a prestação de garantias e aumentar a complexidade da estrutura contratual.

A flexibilidade financeira é outro critério relevante, uma vez que a estrutura de financiamento deve permitir acomodar variações na produção de energia, nos padrões de consumo e na evolução dos preços da energia. Neste sentido, a estabilidade e previsibilidade dos fluxos de caixa assumem particular importância na avaliação das alternativas de financiamento.

O impacto na estrutura financeira deve igualmente ser considerado, nomeadamente ao nível de rácios de endividamento, da capacidade de cumprimento do serviço da dívida e do cumprimento de covenants financeiros (Brealey et al., 2020). Adicionalmente, o ajuste entre a maturidade do financiamento e a vida útil das infraestruturas energéticas constitui um elemento crítico, uma vez que estruturas desajustadas podem gerar pressão financeira sobre os fluxos de caixa do projeto.

Para além destes critérios, os financiadores tendem a exigir mecanismos adicionais de proteção financeira, como reservas de serviço da dívida, cláusulas de cash sweep ou rácios mínimos de cobertura da dívida. Adicionalmente, é frequentemente analisada a sensibilidade do projeto a variáveis críticas, como os preços da energia e os níveis de produção, refletindo a importância da gestão do risco na decisão de financiamento (Yescombe, 2014).

Em suma, a escolha da estrutura de financiamento deve ser analisada de forma integrada no funcionamento do projeto, procurando garantir uma repartição equilibrada dos encargos, riscos e benefícios entre os diferentes membros, bem como garantir a viabilidade económico-financeira e a financiabilidade da CER.

2.6. Financiabilidade

A financiabilidade de um projeto corresponde à sua capacidade de obter financiamento externo, em particular dívida, com base na sua capacidade de gerar fluxos de caixa suficientes para cumprir o serviço da dívida (Yescombe, 2014).

Ao contrário da viabilidade económica, que se centra na criação de valor, a financiabilidade depende da perceção de risco por parte dos financiadores. Um projeto pode apresentar um VAL positivo e não ser financiável, caso os fluxos de caixa não sejam estáveis, previsíveis ou robustos.

No caso das CER, esta análise assume maior complexidade devido à existência de múltiplos participantes e à dependência de fatores como a produção renovável, os padrões de consumo e os modelos de partilha de energia, que podem introduzir maior volatilidade nos fluxos de caixa do projeto.

Neste caso os financiadores tendem a avaliar não apenas a rentabilidade esperada do projeto, mas também a robustez e previsibilidade dos fluxos de caixa. Entre os principais critérios de análise destacam-se a existência de garantias, a relação entre a maturidade e a vida útil dos ativos, a constituição de reservas financeiras, a definição de mecanismos de *cash sweep* e o cumprimento de covenants financeiros. Adicionalmente, são frequentemente realizados testes de sensibilidade e de esforço (stress tests) associados a variáveis críticas como os preços da energia ou os níveis de produção renovável, procurando avaliar a resiliência financeira do projeto face a cenários adversos (Yescombe, 2014).

2.6.1. Indicadores de financiabilidade

A financiabilidade é frequentemente avaliada através de indicadores de cobertura da dívida, utilizados para analisar a capacidade de o projeto cumprir as suas obrigações financeiras ao longo do tempo.

O principal indicador utilizado é o Debt Service Coverage Ratio (DSCR). Este rácio relaciona os fluxos de caixa disponíveis com o serviço da dívida num determinado período, permitindo avaliar a capacidade de o projeto cumprir as obrigações financeiras associadas ao financiamento. Valores mais elevados indicam maior margem de segurança para os financiadores (Yescombe, 2014).

Em operações de *project finance*, os financiadores tendem a exigir níveis mínimos de DSCR superiores a 1,0, assegurando uma margem financeira adequada para o cumprimento do serviço da dívida. O nível exigido depende geralmente do perfil de risco do projeto e da estabilidade dos fluxos de caixa (Yescombe, 2014).

No âmbito do estudo de caso, foi considerado como referência um rácio de DSCR mínimo de 1,30, adotando uma abordagem conservadora compatível com as características dos projetos CER.

Podem ainda ser utilizados outros indicadores, como o Loan Life Coverage Ratio (LLCR) e o Project Life Coverage Ratio (PLCR). O LLCR relaciona o valor atual dos fluxos de caixa disponíveis durante o período do financiamento com o montante da dívida do empréstimo. Por sua vez, o PLCR considera os fluxos de caixa gerados durante toda a vida útil do projeto, proporcionando uma perspetiva mais abrangente da sustentabilidade financeira do investimento.

A utilização conjunta dos indicadores permite uma análise mais completa da capacidade de cobertura da dívida e da sustentabilidade financeira do projeto ao longo do seu ciclo de vida.

2.6.2. Risco e robustez dos fluxos de caixa

A financiabilidade não depende apenas dos valores esperados, mas também da sua robustez face ao risco e da capacidade de resistência do projeto face a cenários adversos.

Neste contexto são utilizadas análises de sensibilidade e de cenários. Estas permitem avaliar o impacto de variações em variáveis críticas, como preços da energia, produção renovável ou custos de investimento (Damodaran, 2012).

Projetos com fluxos de caixa estáveis e previsíveis apresentam maior probabilidade de obter financiamento. Pelo contrário, maior volatilidade implica maior risco e pode limitar o acesso a dívida.

2.6.3. Estruturação financeira e mitigação do risco

A financiabilidade pode ser melhorada através da definição de mecanismos de mitigação de risco, destinados a aumentar a estabilidade dos fluxos de caixa e a reduzir a exposição financeira do projeto. Entre os principais mecanismos destacam-se os contratos de longo prazo, a constituição de garantias, a criação de reservas financeiras, a diversificação dos

participantes e a definição clara das regras de partilha de energia e de repartição de benefícios.

No caso em concreto das CER o modelo de partilha de energia e a estrutura organizacional são determinantes para a previsão dos fluxos de caixa o que influencia a perceção de risco por parte dos financiadores.

3. Metodologia

O presente trabalho adotou uma abordagem de estudo de caso aplicado, na Frontrow, Lda., permitindo a análise de um projeto real de CER.

A metodologia seguiu uma lógica de investigação-ação, abordagem introduzida por Kurt Lewin, que combina a produção de conhecimento com a intervenção em contextos reais (Bryman & Bell, 2011). Esta metodologia consiste num processo cíclico e iterativo (Figura 4), envolvendo fases de diagnóstico, planeamento, ação e avaliação (Coutinho et al., 2009). Neste sentido, permite articular teoria e prática, sendo particularmente adequada em estudos aplicados à gestão, onde o investigador participa ativamente na análise e resolução de problemas (Cohen & Manion, 1994; Denscombe, 1999).

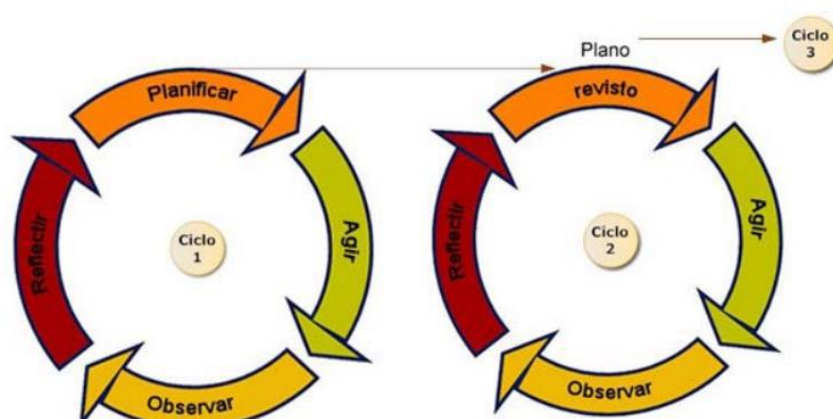


Figura 4: Processo cíclico e iterativo da metodologia investigação-ação.

Fonte: Coutinho et al. (2009)

No que respeita à natureza da investigação, o estudo combinou uma abordagem qualitativa e quantitativa. A componente qualitativa incidiu na análise do contexto do projeto, na caracterização da CER e na avaliação das alternativas de financiamento. Por sua vez, a componente quantitativa baseou-se na construção de um modelo económico-financeiro que permite avaliar a viabilidade e a financiabilidade do projeto.

A recolha de dados incidiu especialmente em fontes internas da organização, incluindo dados de consumo energético, perfis de carga, fatura de energia, orçamentos de investimento (CAPEX), estimativas de custos operacionais e de manutenção (OPEX) e condições indicativas de financiamento. Adicionalmente, foi analisada a memória descritiva da CER, documento de cariz técnico que enquadra o projeto e integra os principais elementos de conceção, dimensionamento e viabilidade suportando os

pressupostos utilizados no modelo, nomeadamente ao nível da produção estimada, configuração do sistema e estrutura organizacional da comunidade.

Esta informação técnica foi posteriormente operacionalizada no modelo económico-financeiro, sendo convertida em variáveis quantitativas. Em particular, a produção estimada de energia foi traduzida em unidades de energia (kWh) e valorizada com base nos preços da eletricidade, permitindo estimar as poupanças inerentes ao autoconsumo e as eventuais receitas provenientes da venda de excedentes. Em paralelo, os dados relativos aos perfis de consumo e ao modelo de repartição de energia entre os membros da comunidade foram incorporados na análise, influenciando diretamente a estimativa dos fluxos de caixa e a distribuição dos benefícios económicos do projeto.

A recolha de informação foi realizada através de análise documental e complementada por duas a três entrevistas semiestruturadas, conduzidas com elementos da empresa. Estas visaram validar pressupostos técnicos, operacionais e financeiros, bem como clarificar informação não disponível nos documentos.

Com base nos dados recolhidos foi desenvolvido um modelo económico-financeiro estruturado a partir da projeção de fluxos de caixa ao longo de um horizonte temporal de 25 anos, adequado à vida útil dos ativos, com periodicidade anual.

A definição deste horizonte temporal teve em consideração a vida útil dos principais equipamentos do sistema fotovoltaico. Os módulos apresentam uma durabilidade de aproximadamente 30 anos, enquanto os inversores possuem uma vida útil inferior, cerca de 10 anos, implicando a sua substituição ao longo do ciclo de vida do projeto.

Neste caso, a adoção de um horizonte de 25 anos constituiu um compromisso entre a longevidade dos ativos principais e a necessidade de incorporar ciclos de substituição de equipamentos críticos. Adicionalmente, a existência de contratos de manutenção e seguro contribui para mitigar o risco operacional e de desempenho do sistema, reforçando assim o ajuste deste horizonte temporal para a análise económico-financeira.

O modelo integra o investimento inicial, os custos operacionais, as receitas associadas ao autoconsumo e partilha de energia e a estrutura de financiamento.

A avaliação económico-financeira foi desenvolvida em duas óticas complementares. Numa primeira fase, procedeu-se à análise da viabilidade económica do projeto, considerando os fluxos de caixa operacionais gerados pela CER antes da incorporação

explícita da estrutura de financiamento. Esta abordagem permite avaliar a capacidade intrínseca do investimento para criar valor económico. Numa segunda fase, foi analisada a estrutura de financiamento proposta, incorporando o serviço da dívida e avaliando a capacidade do projeto para cumprir as obrigações financeiras assumidas, através dos indicadores CFADS e DSCR. Esta segunda ótica permite aferir a financiabilidade do projeto e a robustez da estrutura financeira proposta.

A avaliação da viabilidade económica foi realizada através do VAL e da TIR, sendo complementada pelo *payback*, utilizado como indicador adicional de liquidez, embora com limitações associadas à não consideração do valor temporal do dinheiro, seguindo a lógica de avaliação baseada em fluxos de caixa descontados (Damodaran, 2012).

Em simultâneo, foram analisadas diferentes estruturas de financiamento, incluindo capital próprio, financiamento por dívida e soluções híbridas. Dada a natureza colaborativa das CER, estas estruturas apresentam especificidades associadas à participação de múltiplos membros, com diferentes perfis de consumo, capacidade de investimento e exposição ao risco. Neste contexto, a definição da estrutura de financiamento implica a consideração da forma como os custos e benefícios são distribuídos entre os membros da CER, bem como o impacto dessa distribuição na sustentabilidade económica do projeto. Adicionalmente, a diversidade de participantes pode introduzir complexidade na mobilização de capital e na prestação de garantias, influenciando o acesso ao financiamento externo.

A comparação entre alternativas foi feita com base em critérios como o custo total do financiamento, o risco, a exigência de garantias e a flexibilidade financeira, tendo em conta as características específicas do modelo colaborativo inerente às CER.

Nos cenários com recurso a dívida, a financiabilidade do projeto foi avaliada através do DSCR, analisado em termos mínimos e médios para cada cenário, permitindo aferir a capacidade de o projeto gerar fluxos de caixa suficientes para cumprir o serviço da dívida ao longo do tempo e em diferentes cenários.

Para efeitos do cálculo do DSCR, foi previamente determinado o *Cash Flow Available for Debt Service* (CFADS), correspondente aos fluxos de caixa operacionais disponíveis para assegurar o serviço da dívida. No presente modelo, o CFADS resulta dos cash flows gerados pela exploração da CER, após consideração dos custos operacionais e dos efeitos fiscais, mas antes do pagamento de juros e amortizações da dívida. Uma vez que o modelo

não considera necessidades relevantes de fundo de manio, esta componente não foi autonomizada no cálculo. Adicionalmente, o investimento de substituição dos inversores ocorre após o período de financiamento considerado, pelo que não afeta o CFADS utilizado no teste anual de cobertura da dívida.

Adicionalmente, foram realizados cenários alternativos e análises de sensibilidade com o objetivo de avaliar a robustez do projeto face a variações em variáveis críticas, como preços da energia, níveis de produção e custos de investimento. Este tipo de análise constitui uma prática fundamental na gestão do risco em projetos, permitindo incorporar a incerteza na avaliação dos resultados (Chapman & Ward, 2003).

A validação do modelo foi efetuada através de um processo iterativo com a Frontrow, Lda., incluindo a revisão do caso-base e dos principais pressupostos em reuniões de trabalho. Sempre que possível, foi considerada uma validação externa complementar, com base em contributos de entidades do setor, como fornecedores ou potenciais financiadores.

Não obstante, importa reconhecer que os resultados obtidos dependem de um conjunto de pressupostos associados à evolução dos preços da eletricidade, aos perfis de consumo e à produção de energia solar renovável. Estas variáveis introduzem incerteza na estimativa dos fluxos de caixa podendo influenciar a viabilidade e a financiabilidade do projeto. Neste sentido, a análise de cenários e a realização de testes de sensibilidade assumem um papel determinante na avaliação da robustez dos resultados.

4. Estudo de caso: CER Oli-Op

4.1. Enquadramento da empresa e do modelo de negócio

A Frontrow, Lda. desenvolve atividades nas áreas da consultoria empresarial e energética, atuando no setor da transição energética através da marca Luz Verde. A empresa possui experiência no desenvolvimento de soluções associadas à produção descentralizada de energia renovável, incluindo serviços de projeto, implementação, operação e manutenção de centrais fotovoltaicas.

Desde o ano 2015 que a Luz Verde desenvolve atividade no setor da energia solar fotovoltaica, contando atualmente com mais de 50 MW de potência instalada. Para além da componente técnica, a empresa atua também na área da consultoria energética, realizando estudos de viabilidade económica, análise de perfis de consumo e apoio na implementação de soluções de autoconsumo e partilha de energia.

A empresa desenvolve igualmente atividade na estruturação e gestão de projetos energéticos apoiando os clientes na identificação de soluções de financiamento ajustadas às características de cada investimento. Esta componente assume particular relevância no âmbito da presente dissertação, uma vez que a necessidade de desenvolver modelos de financiamento adaptados às CER constitui uma das principais motivações do estudo.

O presente estudo de caso incide sobre as CER do Grupo Olivogestão, localizada na região de Beja. O projeto foi selecionado devido à sua dimensão, à diversidade de participantes envolvidos e à disponibilidade de dados técnicos e financeiros reais, permitindo desenvolver uma análise económico-financeira aplicada ao contexto das CER.

O Grupo Olivogestão desenvolve atividade no setor agrícola, com especial enfoque na produção e gestão de olival intensivo e superintensivo. O grupo apresenta uma estratégia de integração vertical da atividade controlando diferentes etapas da cadeia de valor associada à produção de azeite, desde o cultivo do olival até à transformação industrial.

Neste sentido, destaca-se a Olibest, unidade industrial inaugurada em 2021 e reconhecida com um dos lagares tecnologicamente mais avançados do setor em Portugal. A integração das atividades agrícolas e industriais conduz à existência de necessidades energéticas significativas, particularmente durante os períodos de campanha oleícola.

Face ao exposto, a implementação da CER surge como uma solução orientada para a promoção do autoconsumo, redução dos custos energéticos e valorização da produção renovável local. Paralelamente, o projeto permite analisar os desafios associados à viabilidade económico-financeira e à financiabilidade de modelos colaborativos de partilha de energia.

4.2. Caraterização técnica da CER Oli-Op

A CER Oli-Op localiza-se na região de Beja e está associada a um conjunto de instalações ligadas à atividade agrícola e agroindustrial do grupo. O projeto foi desenvolvido com o objetivo de promover o autoconsumo coletivo de energia renovável, permitindo otimizar a utilização da energia produzida localmente e reduzir a dependência da rede elétrica convencional.

A infraestrutura da comunidade integra uma potência fotovoltaica total instalada de 2 232,86 kWp, distribuída por diferentes unidades de produção associadas aos membros participantes. A instalação ocupa uma área aproximada de 16 363 m² e foi dimensionada de acordo com os perfis de consumo energético das diferentes instalações abrangidas pela comunidade.

A CER integra 26 membros consumidores e produtores localizados na região de Beja, abrangendo diferentes instalações associadas à atividade do grupo. Os membros correspondem maioritariamente a sociedades agrícolas e entidades ligadas à exploração e transformação agroindustrial refletindo a forte ligação da CER à cadeia de valor do setor olivícola.

Há membros que integram a CER com mais do que um Código de Ponto de Entrega (CPE) o que reflete a existência de várias instalações de consumo ou produção no âmbito da atividade desenvolvida.

A proximidade geográfica entre os participantes (Figura 5) permite enquadrar o projeto no regime de autoconsumo coletivo previsto na legislação aplicável. Paralelamente, contribui para reduzir perdas

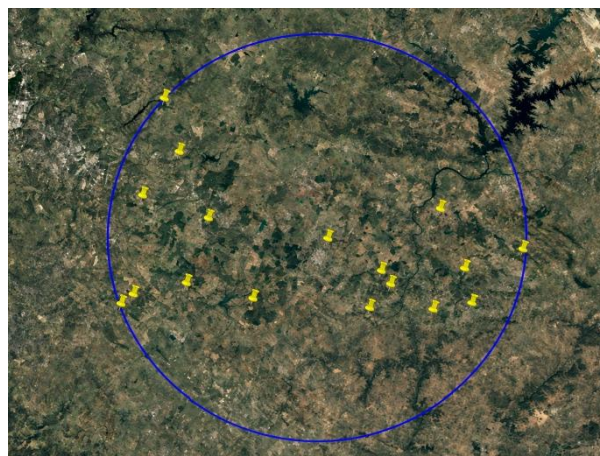


Figura 5: Localização geográfica dos participantes da CER Oli-Op.

Fonte: Adaptado da Memória descritiva facultada pela Frontrow, Lda.

energéticas e custos associados à utilização das redes elétricas, promovendo maior eficiência técnica e económica no funcionamento da comunidade.

Relativamente à componente tecnológica, o sistema utiliza módulos fotovoltaicos monocristalinos, selecionados tendo em consideração critérios de eficiência energética e desempenho operacional. A infraestrutura integra igualmente um conjunto de 44 inversores, responsáveis pela conversão da corrente contínua produzida pelos módulos em corrente alternada compatível com a rede elétrica e com as instalações de consumo.

O projeto dispõe ainda de sistemas de monitorização e gestão energética que permitem acompanhar, em tempo real, os níveis de produção, consumo e excedentes energéticos da comunidade. Esta componente assume particular relevância na gestão operacional da CER uma vez que possibilita otimizar a repartição da energia produzida entre os diferentes participantes e maximizar os níveis de autoconsumo.

A configuração técnica da instalação foi desenvolvida tendo em consideração as características dos perfis de consumo associados à atividade agrícola e industrial do grupo. Neste tipo de atividade verificam-se necessidades energéticas significativas principalmente quando a intensidade da campanha oleícola é superior. Esta realidade influencia o dimensionamento da infraestrutura e gestão dos fluxos energéticos da comunidade.

4.3. Entidade Gestora de Autoconsumo Coletivo (EGAC)

A gestão operacional da CER Oli-Op é assegurada pela Frontrow, Lda. que será a entidade responsável pelas funções de EGAC.

No âmbito do papel de EGAC, a Frontrow é responsável pela monitorização da produção e dos consumos energéticos, pela gestão da repartição da energia entre os diferentes membros da comunidade e pela articulação com os Operadores de Rede de Distribuição (ORD), neste caso a E-Redes. Paralelamente, assegura o acompanhamento administrativo e operacional da comunidade, incluindo processos associados à faturação, gestão de excedentes e disponibilização de informação energética aos membros.

A gestão da comunidade encontra-se suportada por um contrato de prestação de serviços que procura garantir estabilidade operacional e continuidade na gestão técnica da CER.

No que diz respeito à componente económica da gestão, encontra-se prevista uma remuneração associada aos serviços prestados pela EGAC correspondente a 0,005 €/kWh gerido. Este valor inclui igualmente os custos associados ao licenciamento e utilização da plataforma de gestão energética utilizada na monitorização e operação da comunidade.

A repartição da energia produzida segue um modelo baseado no consumo, no qual a distribuição é efetuada em função dos consumos registados em ciclos de 15 minutos. Esta metodologia permite alinhar a partilha de energia com os perfis reais de utilização dos diferentes participantes, promovendo uma utilização mais eficiente da produção e maximizando os níveis de autoconsumo dentro da comunidade. Consequentemente reduz-se a necessidade de injeção de energia na rede elétrica e os custos associados à utilização das infraestruturas de rede.

Do ponto de vista organizacional a centralização da gestão operacional na Frontrow permite uniformizar procedimentos de monitorização, repartição e gestão da informação energética. Adicionalmente, contribui para aumentar a previsibilidade operacional da comunidade.

Segundo Figueiredo (2021), a definição de mecanismos claros de gestão e repartição assume um papel relevante no funcionamento das CER, influenciando a eficiência operacional e a capacidade de coordenação entre os diferentes participantes. Neste cenário a estrutura organizacional adotada procura garantir não apenas a eficiência técnica da comunidade como também a estabilidade necessária ao seu funcionamento sustentável no longo prazo.

4.4. Pressupostos técnicos e energéticos

A definição dos pressupostos técnicos e energéticos constitui uma etapa fundamental para a construção do modelo económico-financeiro da CER em estudo. Neste âmbito foram estabelecidos um conjunto de pressupostos ajustados às características operacionais da comunidade garantindo uma abordagem prudente e realista na projeção dos fluxos energéticos ao longo do horizonte temporal considerado.

Para efeitos de análise, foi adotado o pressuposto *ceteris paribus* assumindo-se a manutenção dos perfis globais de consumo e produção dos membros da comunidade. Esta abordagem permite avaliar a viabilidade do projeto sem introduzir variações futuras difíceis de estimar com rigor.

A infraestrutura fotovoltaica apresenta uma produção anual estimada de 3 936 532,18 kWh. Deste total, cerca de 70% da energia produzida é utilizada em regime de autoconsumo coletivo, correspondendo os restantes 30% a energia excedentária injetada na rede elétrica (Tabela 2).

A repartição da energia produzida foi definida tendo em consideração as características operacionais dos membros da comunidade. A CER integra empresas com atividades distintas e padrões de consumo complementares ao longo do ano, permitindo um maior aproveitamento local da energia produzida. Esta complementaridade reduz os excedentes energéticos e contribui para uma utilização mais eficiente da produção fotovoltaica.

É pertinente referir que uma parte significativa das entidades integrantes da comunidade apresenta consumos relativamente contínuos durante o período diurno. Em vários casos, os processos produtivos recorrem a sistemas automatizados de gestão de rega e controlo operacional contribuindo para uma maior estabilidade dos consumos energéticos e para um melhor alinhamento entre produção e consumo elétrico.

Tabela 2: Pressupostos energéticos considerados no cenário-base.

Indicador	Valor
Produção anual estimada	3 936 532,18 kWh
Energia autoconsumida	2 755 572,53 kWh
Energia vendida à rede	1 180 959,65 kWh
Taxa de autoconsumo	70%

Fonte: Elaboração própria

Relativamente à produção fotovoltaica foi considerado o critério técnico utilizado pela empresa Luz Verde para a estimativa das horas equivalentes de produção solar. De acordo com esta abordagem para instalações localizadas a sul do rio Mondego podem ser consideradas 3,5 horas médias diárias de sol equivalente. Atendendo à localização geográfica da CER na região de Beja, adotou-se este valor no modelo desenvolvido.

Foram igualmente considerados dados disponibilizados pela Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG), os quais evidenciam uma elevada exposição solar na região do Alentejo e um número elevado de horas equivalentes de produção fotovoltaica ao longo do ano. Esta característica constitui um fator particularmente relevante para o desempenho energético da comunidade.

Ao longo do horizonte temporal do projeto foi considerada uma taxa anual de degradação de 0,5% na produção dos módulos fotovoltaicos. Este pressuposto procura refletir a perda gradual de eficiência associada ao envelhecimento natural dos equipamentos encontrando-se alinhado com valores utilizados em estudos de viabilidade de sistemas fotovoltaicos.

A vida útil considerada para o projeto foi de 25 anos em virtude do desempenho esperado para instalações fotovoltaicas desta tipologia. Foi igualmente assumida a necessidade de substituição dos inversores ao décimo ano de operação uma vez que a sua vida útil é inferior à dos módulos fotovoltaicos.

4.5. Pressupostos económico-financeiros

A construção do modelo económico-financeiro da CER recaiu na definição dos pressupostos financeiros, operacionais e fiscais ajustados ao estudo de caso.

O horizonte temporal considerado para análise foi de 25 anos coincidindo com a vida útil estimada da central geradora fotovoltaica. O modelo foi desenvolvido numa ótica *after tax* incorporando assim os efeitos fiscais e a atualização dos fluxos de caixa.

Numa fase inicial assumiu-se uma estrutura de financiamento suportada 100% por capitais próprios. Esta opção permitiu avaliar a rentabilidade intrínseca da CER sem considerar qualquer recurso a capital alheio.

O investimento inicial associado à implementação da comunidade é de 1 116 430,00 €, o que corresponde ao CAPEX total do projeto. Este montante inclui os custos relacionados com os módulos fotovoltaicos, inversores, estruturas de suporte, instalação elétrica, equipamentos de monitorização e restantes componentes necessários ao funcionamento da CER.

No que concerne aos custos operacionais (Tabela 3) foram considerados custos como o seguro das infraestruturas fotovoltaicas, manutenção preventiva dos equipamentos, custos com a EGAC e ainda custos da utilização da rede elétrica.

Tabela 3: *Pressupostos relativos aos custos operacionais anuais considerados na análise económico-financeira.*

Rubrica	Valor anual (€)
Seguro	8 220,83
Manutenção	5 167,97

EGAC	6 981,73
Custos ORD	55 111,45
Total de custos operacionais (OPEX)	75 481,98

Fonte: Elaboração própria

Os custos com a EGAC foram calculados com base na energia gerida pela comunidade a um custo unitário de 0,005 €/kWh. Por sua vez, os encargos associados à ORD foram aplicados apenas sobre a energia partilhada entre os membros da CER, utilizando um custo unitário de 0,02 €/kWh.

No que concerne ao preço definido para a energia autoconsumida foi assumido de forma conservadora, face aos preços praticados no mercado elétrico nacional, o valor de 0,13 €/kWh. Este reflete o custo de oportunidade de compra de eletricidade pelos membros da CER à rede elétrica.

Relativamente à energia excedentária injetada na rede foi considerado um preço de venda de 0,03 €/kWh. Este pressuposto reflete a reduzida valorização associada à venda de excedente em períodos de elevada produção renovável.

Numa primeira fase, considerando uma estrutura financiada integralmente por capitais próprios, a taxa de desconto foi estimada com base no custo do capital próprio, calculado através do CAPM (*Capital Asset Pricing Model*). O cálculo considerou uma taxa sem risco baseada nas obrigações do tesouro português a 10 anos, um prémio de risco de mercado ajustado ao contexto europeu e um beta associado ao setor agrícola e agroindustrial. Posteriormente, na análise da estrutura com dívida, a financiabilidade foi avaliada através do CFADS e do DSCR, não dependendo apenas do VAL do projeto.

Tabela 4: *Parâmetros utilizados no cálculo do CAPM.*

Indicador	Valor
Taxa sem risco (Rf)	3,55%
Equity Risk Premium (ERP)	4,67%
Beta	0,635
Custo do Capital Próprio	6,52%

Fonte: Elaboração própria

Para além destes pressupostos (Tabela 4), ainda foi considerado uma taxa anual de crescimento de 1% no preço da energia ao longo dos 25 anos analisados. Este pressuposto

procura evidenciar a evolução dos preços energéticos mantendo uma visão conservadora na projeção dos benefícios económicos da CER.

Por último, assumiu-se ainda uma taxa de 21% referente à liquidação do Imposto sobre o Rendimento das Pessoas Coletivas (IRC) e a necessidade de substituição dos inversores ao décimo ano do projeto. Para efeitos do modelo, considerou-se que os inversores representam aproximadamente 20% do investimento inicial total.

4.6. Construção do modelo económico-financeiro

O modelo económico-financeiro desenvolvido para a CER Oli-Op teve como principal objetivo avaliar a capacidade de o projeto gerar valor económico ao longo da sua vida útil. O modelo foi desenvolvido, através do programa Microsoft Excel, permitindo projetar os fluxos de caixa da comunidade ao longo do horizonte temporal de 25 anos.

Numa primeira instância procedeu-se à projeção da produção energética anual das centrais geradoras fotovoltaicas, considerando a degradação linear dos módulos ao longo do tempo. Posteriormente a energia produzida foi repartida entre autoconsumo coletivo e venda de excedente à rede elétrica (mantendo-se os perfis de consumo considerados no modelo).

Os benefícios económicos anuais da CER resultam essencialmente de duas componentes: a poupança obtida através do autoconsumo coletivo e a receita proveniente da venda de excedente à rede elétrica nacional. A valorização do autoconsumo foi efetuada com base no custo evitado de aquisição de energia à rede elétrica enquanto os excedentes foram valorizados de acordo com o preço de venda definido para o mercado.

Após o apuramento dos benefícios operacionais anuais, foram deduzidos os custos operacionais associados ao funcionamento da comunidade, incluindo manutenção, seguro, encargos com a gestão de autoconsumo coletivo e custos com utilização da rede elétrica.

A diferença entre os benefícios gerados e os custos operacionais permitiu determinar o EBITDA (*Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization*) do projeto. Em seguida foram consideradas as depreciações associadas ao investimento inicial, assumindo-se uma depreciação linear ao longo da vida útil da infraestrutura.

Com base no resultado operacional obtido procedeu-se à aplicação da taxa de IRC definida no modelo permitindo calcular os resultados líquidos anuais da operação. Posteriormente as depreciações foram adicionadas novamente aos fluxos de caixa pelo facto de as mesmas não representarem saída efetiva de caixa.

O modelo integrou ainda um reinvestimento intermédio associado à substituição dos inversores ao décimo ano de exploração refletindo a necessidade de renovação parcial dos equipamentos durante o ciclo de vida do projeto.

Por fim, os fluxos de caixa obtidos foram atualizados para o momento inicial através do WACC definido anteriormente. Esta atualização permitiu calcular os principais indicadores de avaliação financeira na análise do projeto, nomeadamente o VAL, a TIR e o Payback.

Concluída a definição dos pressupostos técnicos, energéticos e económico-financeiros, encontram-se reunidas as condições necessárias para proceder à análise da viabilidade da CER Oli-Op. No próximo capítulo serão apresentados e discutidos os principais resultados obtidos no modelo desenvolvido.

CAPÍTULO V – ANÁLISE E DISCUSSÃO DE RESULTADOS

5. Análise e discussão de resultados

5.1. Análise do cenário-base

Com base nos pressupostos técnicos, energéticos e económico-financeiros definidos no capítulo anterior procedeu-se à construção do cenário-base de avaliação da CER do Grupo Olivogestão. O objetivo desta análise consiste em avaliar a capacidade de o projeto gerar valor económico ao longo do horizonte temporal considerado de acordo com a sua estrutura operacional, os perfis de consumo dos membros e ainda os pressupostos conservadores adotados no modelo.

Importa salientar que os resultados apresentados neste capítulo correspondem à avaliação da viabilidade económica do projeto numa ótica operacional, isto é, considerando a capacidade da CER para gerar fluxos de caixa antes da incorporação explícita da estrutura de financiamento. Esta análise permite aferir se o investimento, enquanto ativo económico, cria valor ao longo do horizonte temporal definido. A análise da estrutura de financiamento e da capacidade de cumprimento do serviço da dívida é desenvolvida posteriormente no Capítulo VI.

Os resultados obtidos evidenciam uma forte capacidade de geração de fluxos de caixa operacionais suportada sobretudo pela elevada taxa de autoconsumo coletivo alcançada pela comunidade. A complementaridade entre os diferentes perfis de consumo dos membros revelou-se um fator determinante para a maximização do aproveitamento local da energia produzida, reduzindo significativamente a necessidade de venda de excedentes à rede elétrica.

A integração de empresas com atividades distintas e padrões de consumo complementares ao longo do ano contribui para uma utilização mais eficiente da produção fotovoltaica. Em simultâneo, a existência de consumos relativamente contínuos durante o período diurno permite um maior alinhamento entre produção e consumo energético favorecendo o autoconsumo coletivo e aumentando os benefícios económicos gerados pela comunidade.

Os principais indicadores económico-financeiros obtidos para o cenário-base encontram-se apresentados na Tabela 5 que se segue:

Tabela 5: Principais indicadores de viabilidade económico-financeira do cenário-base.

Indicador	Valor
VAL	2 014 187,25 €
TIR	22%
Payback descontado	5 anos, 7 meses e 20 dias
Maturidade	25 anos
WACC	6,52%

Fonte: Elaboração própria

Os resultados obtidos evidenciam a viabilidade económico-financeira do projeto. O VAL positivo demonstra que os fluxos de caixa gerados pela CER são suficientes para recuperar o investimento inicial, remunerar o capital investido e gerar valor adicional ao longo da maturidade do projeto.

Por sua vez, a TIR obtida apresenta-se significativamente superior ao WACC utilizado na atualização dos fluxos de caixa evidenciando uma rentabilidade do projeto superior ao custo de oportunidade do capital. Este resultado reforça a atratividade económica da CER mesmo considerando uma visão conservadora na definição dos pressupostos referentes à valorização da energia e dos custos operacionais.

O payback apresenta igualmente um resultado bastante atrativo. Um período de recuperação descontado de 5 anos, 7 meses e 20 dias demonstra uma eficácia na recuperação do capital investido o que reflete a importância do autoconsumo coletivo na geração de benefícios económicos para os membros da Oli-Op.

De um ponto de vista global, os resultados deste cenário-base demonstram que a maximização do autoconsumo coletivo constitui um dos principais fatores críticos de sucesso económico das CER. A redução da dependência da venda de excedentes assume particular importância atendendo à reduzida valorização da energia injetada na rede quando comparada com o benefício económico associado ao consumo local da eletricidade produzida.

5.2. Avaliação da viabilidade económico-financeira

Os resultados obtidos através do modelo económico-financeiro desenvolvido demonstram que a CER Oli-Op apresenta condições favoráveis de viabilidade económica ao longo da maturidade de 25 anos. A análise efetuada evidencia a capacidade do projeto

em gerar benefícios suficientes para recuperar o investimento inicial, remunerar o capital investido e garantir a sustentabilidade financeira da infraestrutura fotovoltaica.

O VAL positivo confirma a existência de criação de valor económico para os membros da comunidade. Este resultado indica que os fluxos de caixa futuros gerados pelo projeto excedem o investimento inicial realizado, mesmo considerando a aplicação da taxa de atualização definida.

A TIR apresenta-se significativamente superior ao WACC utilizado na atualização dos fluxos de caixa. Esta discrepância demonstra que a rentabilidade esperada do projeto supera o custo de oportunidade do capital investido, evidenciando a atratividade económica da CER enquanto modelo coletivo de produção e gestão energética.

Por sua vez, o payback apresenta igualmente resultados favoráveis. O período de recuperação descontado demonstra que a CER possui capacidade para recuperar o capital investido num período reduzido face à vida útil do projeto.

A análise desenvolvida evidencia que a rentabilidade da CER depende sobretudo da capacidade de maximização da utilização pelos membros da energia produzida. A valorização económica associada ao consumo interno da eletricidade revelou-se superior à receita obtida através da venda de excedentes à rede elétrica.

Consequentemente a redução da energia excedentária assume um impacto direto na melhoria do desempenho económico da comunidade.

Neste sentido, a complementaridade entre os diferentes perfis de consumo dos membros da CER revelou-se particularmente relevante para os resultados obtidos. A integração de atividades com necessidades energéticas distintas ao longo do ano permite absorver uma parcela significativa da produção fotovoltaica dentro da própria comunidade, reduzindo perdas económicas associadas à injeção de energia excedentária na rede.

É pertinente ainda ressaltar a influência da estabilidade dos consumos observados pelos diferentes participantes da comunidade. A existência de operações contínuas durante o período diurno, associada à utilização de sistemas automatizados de gestão operacional e rega, favorece um maior alinhamento temporal entre produção e consumo contribuindo para uma utilização eficaz da energia produzida.

Não obstante o exposto, é possível compreender que a performance económico-financeira das CER é sensível a determinadas variáveis como o preço da energia, a percentagem de

energia autoconsumida, os custos de investimento inicial e a valorização da energia excedente. Alterações nestes parâmetros podem causar impactos na viabilidade da mesma.

Em suma, os resultados obtidos reforçam a importância de um dimensionamento correto da comunidade e uma adequada articulação entre perfis de consumo dos seus membros. Mais do que a simples instalação de capacidade fotovoltaica, a sustentabilidade financeira das CER depende da capacidade de otimização coletiva da energia produzida e da maximização do seu aproveitamento local.

5.3. Impacto do autoconsumo coletivo na rentabilidade da CER

Os resultados obtidos demonstram que a rentabilidade da CER depende da capacidade de maximização do autoconsumo coletivo. O principal fator de criação de valor não resulta apenas da produção fotovoltaica instalada, mas sobretudo da forma como a energia produzida é aproveitada pelos diferentes membros.

A valorização económica da energia autoconsumida revelou-se bastante superior à receita obtida através da venda de excedentes à rede. Enquanto o autoconsumo permite reduzir diretamente os custos de compra de energia, os excedentes apresentam uma valorização reduzida no mercado. Neste sentido, a diminuição de energia injetada na rede assume um impacto direto na melhoria do desempenho económico da comunidade.

A estrutura operacional da CER revelou-se determinante para os resultados alcançados. A CER Oli-Op integra diferentes entidades ligadas à atividade agrícola e agroindustrial apresentando perfis de consumo distintos ao longo do ano. Esta diversidade permite uma maior complementaridade entre consumos e favorece o aproveitamento local da energia produzida.

Entre as principais atividades desenvolvidas destacam-se sistemas de rega agrícola, operações associadas ao lagar, armazenagem e processos de apoio à atividade agroindustrial. Estas operações apresentam necessidades energéticas distintas contribuindo para uma distribuição mais equilibrada dos consumos ao longo do dia e das diferentes épocas do ano.

Importa ainda ressaltar que uma parte significativa dos consumos ocorre durante o período diurno coincidindo com os momentos de maior produção fotovoltaica. Em vários casos, os sistemas de rega e determinados equipamentos operacionais recorrem a

mecanismos de automatização e programação inteligente. Esta realidade permite ajustar parte dos consumos aos períodos de maior disponibilidade energética.

A existência de consumos relativamente contínuos constitui igualmente um fator relevante para o desempenho da comunidade. Ao contrário de muitos modelos de autoconsumo individual caracterizados por consumos descontínuos e maior dependência de períodos específicos do dia, a CER beneficia da presença de operações produtivas com necessidades energéticas regulares.

Esta característica permite reduzir significativamente a produção excedentária e aumentar a percentagem de energia utilizada dentro da própria comunidade. Consequentemente, verifica-se uma melhoria direta dos fluxos de caixa gerados pelo projeto e dos principais indicadores de rentabilidade.

Os resultados obtidos demonstram igualmente que a viabilidade económico-financeira das CER não depende exclusivamente da dimensão da instalação fotovoltaica. O correto ajuste entre os perfis de consumo dos diferentes membros assume um papel igualmente relevante para a sustentabilidade do projeto.

Conclui-se que o verdadeiro potencial económico das CER encontra-se na capacidade de otimização coletiva dos consumos energéticos. A complementaridade operacional entre os diferentes membros assume, assim, um papel preponderante na performance económico-financeira da comunidade.

5.4. Análise de sensibilidade e fatores críticos de viabilidade

Com o intuito de avaliar a sensibilidade do modelo económico-financeiro desenvolvido para a CER Oli-Op, procedeu-se à análise do impacto de diferentes variáveis consideradas relevantes para o desempenho económico do projeto. Esta abordagem permitiu compreender de que forma alterações nos principais pressupostos do modelo influenciam os indicadores de rentabilidade obtidos.

Para tal efeito foram consideradas três variáveis com influência direta na viabilidade da CER, nomeadamente: a taxa de autoconsumo, o preço da energia e o investimento inicial associado à implementação da infraestrutura fotovoltaica. Complementarmente, atendendo ao horizonte temporal do investimento e à crescente relevância da estabilidade regulatória para projetos desta natureza foi realizado ainda um stress test destinado a avaliar o impacto de um eventual agravamento da Tarifa de Acesso às Redes (TAR),

decorrente da aplicação dos Custos de Interesse Económico Geral (CIEG), sobre a viabilidade económico-financeira e a financiabilidade do projeto.

5.4.1. Sensibilidade à taxa de autoconsumo

A taxa de autoconsumo coletivo destaca-se por ser uma das variáveis com maior influência na rentabilidade da CER. Com o objetivo de avaliar o impacto desta variável nos resultados do projeto, foram considerados três cenários distintos (Tabela 6): um cenário conservador assumindo uma taxa de autoconsumo de 60%; um cenário-base que corresponde a 70%, e um cenário otimista que considera uma taxa de 80% de energia autoconsumida pelos membros da comunidade.

Tabela 6: *Análise de sensibilidade dos indicadores de viabilidade económico-financeira para diferentes níveis de autoconsumo.*

Cenário	Autoconsumo	Excedente	VAL	TIR	Payback
Otimista	80%	20%	2 347 465,78 €	25%	4 anos, 2 meses e 15 dias
Base	70%	30%	2 014 187,25 €	22%	5 anos, 7 meses e 20 dias
Conservador	60%	40%	1 680 908,73 €	20%	6 anos, 11 meses e 22 dias

Fonte: Elaboração própria

Os resultados obtidos demonstram uma relação direta entre a taxa de autoconsumo coletivo e a rentabilidade da CER. À medida que aumenta a percentagem de autoconsumo existe uma melhoria significativa nos principais indicadores financeiros do projeto.

Este facto justifica-se pela diferença entre a valorização da energia autoconsumida e a reduzida valorização do excedente. Quanto maior for a capacidade da comunidade para absorver a energia produzida, maior será o benefício económico gerado pela implementação dos equipamentos fotovoltaicos.

Os resultados, acima expostos, reforçam uma vez mais a importância de uma conjugação eficiente dos perfis de consumo dos membros da comunidade. Esta articulação entre atividades e necessidades energéticas permite maximizar a produção de energia e contrariar a dependência da energia da rede elétrica.

Assim, pode-se concluir que a taxa de autoconsumo coletivo constitui um dos fatores críticos da viabilidade económico-financeira das CER.

5.4.2. Sensibilidade ao preço da eletricidade

O preço da energia é outra variável com um papel crucial na avaliação da rentabilidade de uma CER, uma vez que os benefícios associados ao autoconsumo resultam da redução dos custos de aquisição de energia à rede elétrica.

Com o objetivo de avaliar o impacto desta variável foram considerados três cenários (Tabela 7): o cenário conservador assume um preço de 0,11 €/kWh; o cenário base que considera 0,13 €/kWh; e ainda o cenário otimista que adota o valor de 0,16 €/kWh.

Tabela 7: *Análise de sensibilidade dos indicadores de viabilidade económico-financeira para diferentes preços de eletricidade.*

Cenário	Preço Energia	VAL	TIR	Payback
Otimista	0, 16 € / kWh	2 845 287,96 €	28%	4 anos, 10 meses e 20 dias
Base	0,13 € /kWh	2 014 187,25 €	22%	5 anos, 7 meses e 20 dias
Conservador	0,11 € /kWh	1 460 120,12 €	18%	6 anos, 3 meses e 10 dias

Fonte: Elaboração própria

Os resultados obtidos evidenciam uma relação direta entre o preço e a rentabilidade da CER. O aumento do custo da energia traduz-se num maior benefício económico associado ao autoconsumo coletivo refletindo-se positivamente nos principais indicadores do projeto.

É possível observar uma evolução do VAL e da TIR à medida que o preço da eletricidade aumenta, que por sua vez é acompanhada por uma redução do período de recuperação do capital investido.

Não obstante, o projeto apresenta resultados economicamente positivos em todos os cenários o que demonstra, uma vez mais, a sua viabilidade financeira perante condições menos otimistas.

Os resultados comprovam a importância do autoconsumo coletivo na mitigação da exposição aos custos energéticos reforçando o potencial das CER como solução capaz de proporcionar maior estabilidade num contexto marcado pela crescente volatilidade do mercado energético.

5.4.3. Sensibilidade ao CAPEX

Com o intuito de analisar o impacto do investimento inicial na viabilidade da CER, realizou-se uma análise de sensibilidade ao CAPEX do projeto, conforme se pode analisar através da Tabela 8.

Para esse efeito, considerou-se uma variação superior e inferior a 10% ao valor definido no cenário base.

Tabela 8: *Análise de sensibilidade dos indicadores de viabilidade económico-financeira para diferentes valores de investimento inicial (CAPEX).*

Cenário	CAPEX	VAL	TIR	Payback
Otimista	1 004 787,00 €	2 123 791,65 €	25%	4 anos, 2 meses e 26 dias
Base	1 116 430,00 €	2 014 187,25 €	22%	5 anos, 7 meses e 20 dias
Conservador	1 228 073,00 €	1 904 582,86 €	20%	5 anos, 11 meses e 15 dias

Fonte: Elaboração própria

Os resultados demonstram que o investimento inicial apresenta influência direta nos indicadores de análise do projeto. À medida que o CAPEX reduz existe claramente uma melhoria no VAL e na TIR bem como uma redução de payback.

Apesar desta sensibilidade verifica-se que o projeto mantém resultados positivos nos três cenários o que demonstra a robustez da CER do ponto de vista económico-financeiro, independentemente do custo inicial do projeto.

5.4.4. Stress test ao risco regulatório associado à TAR/CIEG

As análises de sensibilidade anteriormente apresentadas permitiram avaliar o impacto da variação dos principais pressupostos técnicos e económicos do projeto sobre os indicadores de viabilidade económico-financeira. Contudo, tratando-se de um investimento com um horizonte temporal de 25 anos importa igualmente considerar fatores externos que poderão influenciar o seu desempenho ao longo da vida útil do projeto. Entre estes destaca-se a evolução do enquadramento regulamentar aplicável à CER, cuja alteração poderá refletir-se nos custos de utilização da rede e, consequentemente, na rentabilidade do investimento.

No cenário base, o modelo económico-financeiro considera uma TAR de 0,02 €/kWh aplicada à energia autoconsumida, valor que reflete o enquadramento regulamentar em vigor. Todavia, o regime atualmente aplicável aos CIEG, incorporados na TAR, apresenta natureza transitória encontrando-se previstas alterações após 2030. Considerando esta incerteza regulamentar, procedeu-se à realização de um stress test, admitindo um cenário de agravamento da TAR para 0,07 €/kWh, representativo de uma eventual aplicação integral dos CIEG. Para efeitos desta análise, mantiveram-se inalterados todos os restantes pressupostos técnicos, operacionais e financeiros do modelo isolando assim o impacto desta alteração.

Tabela 9: Resultados do stress test ao risco regulatório associado ao agravamento da TAR.

Cenário	TAR	VAL	TIR	Payback
Base	0,02 €/kWh	2 014 187,25 €	22%	5 anos, 7 meses e 20 dias
Stress Test	0,07 €/kWh	745 700,55 €	13%	11 anos, 4 meses e 9 dias

Fonte: Elaboração própria

Os resultados obtidos (Tabela 9) evidenciam que os aumentos dos custos regulatórios exercem um impacto significativo sobre os indicadores económico-financeiros do projeto. O VAL reduz-se de 2 014 187,25 € para 745 700,55 €, enquanto a TIR diminui de 22% para 13%. E ainda o período de recuperação aumenta para 11 anos, 4 meses e 9 dias, refletindo a redução da capacidade de geração de *cash flows* positivos.

Ainda assim, o projeto mantém um VAL positivo e uma TIR superior ao WACC no cenário de stress. Este resultado sugere que a CER continua a apresentar viabilidade económica perante um agravamento relevante dos custos regulatórios.

CAPÍTULO VI – PROPOSTA DE MODELO DE FINANCIAMENTO

6. Proposta de Modelo de Financiamento

6.1. Objetivo do modelo de financiamento

A análise apresentada no capítulo anterior mostrou que o projeto em estudo apresenta viabilidade económico-financeira. Não obstante, a viabilidade de um projeto não constitui, por si só, uma garantia da sua concretização. Para além da capacidade de gerar valor económico é necessário garantir a existência de uma estrutura financeira adequada e compatível com os requisitos das entidades financiadoras. Desta forma, a financiabilidade assume particular relevância correspondendo à capacidade de o projeto gerar fluxos de caixa suficientes para garantir o cumprimento das obrigações financeiras associadas ao investimento (Gatti, 2023).

No caso das CER a necessidade de mobilização de capital constitui uma das principais barreiras à sua implementação. Para além dos custos associados aos equipamentos e à instalação estes projetos exigem uma coordenação entre diferentes participantes e uma estrutura organizacional adequada. Ferreira (2025) refere que as limitações financeiras e a dificuldade de acesso aos recursos necessários ao investimento representam alguns dos principais obstáculos ao desenvolvimento das CER em Portugal.

Neste contexto o principal objetivo do modelo de financiamento consiste em reduzir as barreiras associadas ao investimento inicial e criar uma estrutura suscetível de ser replicada em projetos futuros. Simultaneamente pretende-se reduzir a dependência exclusiva de capitais próprios e assegurar uma repartição mais eficiente dos riscos intrínsecos do projeto.

O modelo proposto procura responder aos critérios normalmente considerados pelas entidades financiadoras. Entre estes destacam-se a robustez e a previsibilidade dos fluxos de caixa, a capacidade de serviço da dívida e a existência de mecanismos adequados de mitigação do risco (Gatti, 2023).

Assim, após a análise da viabilidade económico-financeira apresentada no capítulo anterior procede-se neste capítulo à avaliação da financiabilidade da solução em estudo. Para esse efeito serão analisadas diferentes alternativas de financiamento e definida uma estrutura de referência para o caso prático da Oli-Op.

A robustez da solução proposta será posteriormente avaliada através da análise dos fluxos de caixa disponíveis para o serviço da dívida (*Cash Flow Available for Debt Service* –

CFADS) e do rácio de cobertura do serviço da dívida (DSCR) permitindo verificar se os fluxos gerados são suficientes para assegurar o cumprimento das obrigações associadas ao financiamento em diferentes cenários operacionais.

6.2. Alternativas analisadas

Tendo em consideração os objetivos definidos anteriormente, foram consideradas diferentes alternativas de financiamento para suportar a implementação da CER Oli-Op. A análise incidiu sobre três soluções distintas: o financiamento integral através de capitais próprios, recurso a financiamento de capital alheio através da dívida bancária ou leasing e a adoção de modelos baseados na prestação de serviços energéticos.

O financiamento integral por capitais próprios corresponde ao cenário de referência utilizado na análise económico-financeira desenvolvida no capítulo anterior. Esta solução elimina encargos financeiros e garante total apropriação dos benefícios económicos gerados pelo projeto. Contudo, exige a mobilização integral do investimento inicial o que pode limitar a sua aplicação em projetos de maior dimensão (Ferreira, 2025).

Uma segunda solução consiste na combinação entre capitais próprios e capitais alheios, através do recurso a instrumentos de financiamento externo, nomeadamente crédito bancário ou leasing. Esta abordagem permite distribuir o investimento ao longo do tempo e reduzir o esforço financeiro inicial dos promotores. A sua implementação exige, no entanto, que os fluxos de caixa gerados pelo projeto apresentem robustez suficiente para assegurar o serviço da dívida. Por este motivo, a capacidade de cobertura das obrigações financeiras constitui um dos principais critérios considerados pelas entidades financiadoras (Gatti, 2023).

Foi igualmente considerada a possibilidade de recorrer a modelos de prestação de serviços energéticos como ESCO ou EaaS. Neste cenário, o investimento é efetuado por uma entidade terceira que é responsável pela instalação, operação e manutenção dos ativos. Esta solução reduz significativamente a necessidade de investimento inicial. Em contrapartida, implica uma menor retenção dos benefícios económicos gerados e uma maior dependência contratual (Bertoldi et al., 2006).

A Tabela 10 apresenta uma síntese comparativa das alternativas consideradas.

Tabela 10: Comparação das principais características das alternativas de financiamento analisadas.

Critério	Capitais próprios	Dívida bancária/Leasing	ESCO / EaaS
Investimento inicial	Elevado	Moderado	Reduzido
Encargos financeiros	Não	Sim	Não
Retenção dos benefícios económicos	Elevada	Elevada	Reduzida
Dependência de terceiros	Reduzida	Moderada	Elevada
Facilidade de aplicação em futuras CER	Moderada	Elevada	Elevada

Fonte: Elaboração própria

A análise efetuada evidencia que nenhuma das opções é isenta de limitações. O financiamento integral por capitais próprios exige a mobilização da totalidade do investimento. O recurso a uma entidade prestadora de serviços reduz as necessidades de capital inicial, mas limita a apropriação do valor económico gerado pelo projeto. Face às características do caso em estudo considera-se que a combinação entre capitais próprios e capitais alheios constitui a alternativa mais equilibrada. Esta solução permite reduzir o esforço inicial de investimento e beneficiar de uma parte significativa do valor económico gerado pela CER. Por tal facto, no ponto seguinte é desenvolvida uma proposta de financiamento de referência, posteriormente sujeita a um teste de financiabilidade.

6.3. Proposta recomendada

Face às características do caso prático em estudo e às alternativas analisadas anteriormente considera-se que uma estrutura de financiamento que combina capitais próprios e capitais alheios constitui a solução mais adequada para suportar a implementação da CER Oli-Op. Esta abordagem permite reduzir o esforço financeiro inicial associado ao investimento em CAPEX mantendo uma participação significativa dos membros nos benefícios económicos gerados e favorecendo a replicação do modelo em projetos semelhantes.

Atendendo à necessidade de assegurar uma adequada segregação dos riscos e uma maior transparência dos fluxos financeiros, propõe-se a adoção de uma entidade veículo (*Special Purpose Vehicle* – SPV) responsável pela detenção dos ativos e pela contratação do financiamento. Esta solução permite autonomizar os fluxos financeiros associados ao projeto, separar os riscos operacionais e financeiros dos restantes riscos dos participantes e aproximar a estrutura proposta da lógica característica do *project finance* (Gatti, 2023).

A Figura 6 apresenta a arquitetura financeira considerada para a CER.



Figura 6: Arquitetura da estrutura de financiamento proposta para a CER.
Fonte: Elaboração própria

A estrutura de capital proposta consiste numa repartição de 40% de capitais próprios e 60% de financiamento externo. Ou seja, para um investimento de 1 116 430,00 €, os capitais próprios ascendem a 446 572,00 € e os restantes 669 858,00 € através de dívida. Esta estrutura permite limitar o esforço financeiro inicial dos promotores preservando também os benefícios económicos associados ao projeto. A distribuição adotada procura estabelecer um equilíbrio entre o efeito de alavancagem financeira e a manutenção de níveis adequados de cobertura do serviço da dívida.

No que concerne ao financiamento por dívida bancária foi considerado um prazo de 9 anos atendendo à capacidade de geração de caixa do projeto, à vida útil dos ativos e ao perfil de risco associado ao investimento. Apesar de os principais equipamentos (módulos fotovoltaicos) apresentarem uma vida útil superior a 20 anos foi considerado um

investimento de substituição dos inversores ao décimo ano de exploração. Desta forma, optou-se por uma estrutura que permita garantir a liquidação integral da dívida antes da ocorrência desse investimento adicional. Esta opção evita a sobreposição de necessidades de financiamento e contribui para preservar a robustez financeira do projeto.

O custo da dívida foi estimado através de uma taxa de juro anual de 5%. Este valor corresponde a uma taxa de referência acrescida de um spread ajustado ao perfil de risco do investimento. A sua definição procurou refletir uma abordagem prudente e compatível com operações de financiamento de médio prazo. Atendendo ao horizonte temporal considerado e às incertezas inerentes à evolução das taxas de mercado, a utilização deste pressuposto contribui para reforçar a robustez das conclusões obtidas. A combinação entre uma maturidade de 9 anos e uma taxa de juro de 5% permite ainda assegurar que o projeto atinge o período em que se prevê a substituição dos inversores sem encargos financeiros remanescentes, preservando a capacidade de autofinanciamento dos investimentos de reposição.

O serviço da dívida foi estruturado com base num sistema de amortização constante. Esta solução permite uma redução progressiva do capital em dívida e dos encargos financeiros associados. A sua utilização proporciona maior previsibilidade dos compromissos financeiros e facilita a monitorização da capacidade de cobertura do serviço da dívida.

Com o intuito de reforçar a robustez da estrutura financeira proposta, foi considerada, numa perspetiva concetual, a constituição de uma reserva para serviço da dívida (*Debt Service Reserve Account* – DSRA). Este mecanismo destina-se a garantir a disponibilidade de liquidez para responder a eventuais períodos de menor geração de fluxos de caixa. Foi igualmente considerada a utilização de covenants financeiros, designadamente através da definição de um valor mínimo de referência para o rácio de DSCR de 1,30. A adoção destes mecanismos contribui para reforçar a disciplina financeira do projeto e aumentar a proteção das entidades financiadoras (Gatti, 2023).

Os principais pressupostos considerados na estrutura de financiamento proposta encontram-se resumidos na Tabela 11.

Tabela 11: *Estrutura de financiamento proposta para o cenário-base.*

Parâmetro	Valor
Investimento total	1 116 430,00 €
Capitais Próprios	446 572,00 €
Financiamento externo	669 858,00 €
Estrutura de capital	40% Capitais Próprios / 60% Capital Alheio
Prazo da dívida	9 anos
Taxa de juro	5%
Sistema de amortização	Constante
DSCR Mínimo de referência	1,30
Mecanismos de mitigação do risco	DSRA e Covenants

Fonte: Elaboração própria

Em síntese, a estrutura proposta procura conciliar a redução das necessidades de capital próprio com a manutenção de níveis adequados de robustez financeira. A combinação entre capitais próprios e capitais alheios, complementada por mecanismos de mitigação de risco, permite obter uma solução compatível com os critérios exigidos pelas entidades financiadoras. A respetiva financiabilidade será avaliada no ponto seguinte através da análise dos fluxos de caixa disponíveis para o serviço da dívida e do rácio de cobertura associado.

6.4. Teste de financiabilidade

Após a definição da estrutura de financiamento proposta, procedeu-se à avaliação da sua financiabilidade. Esta análise difere da avaliação de viabilidade apresentada no capítulo anterior, uma vez que incorpora a existência de dívida, o respetivo serviço anual e os mecanismos de proteção exigidos pelos financiadores. Assim, enquanto o VAL, a TIR e o payback avaliam a capacidade de o projeto criar valor económico, o CFADS e o DSCR permitem avaliar se os fluxos de caixa disponíveis são suficientes para suportar o serviço da dívida e cumprir os critérios mínimos de financiabilidade.

Para esse efeito foram analisados os fluxos de caixa disponíveis para o serviço da dívida (CFADS) e o rácio de cobertura do serviço da dívida (DSCR), indicadores habitualmente utilizados na avaliação do risco financeiro de projetos (Gatti, 2023).

O CFADS corresponde aos fluxos de caixa gerados pelo projeto disponíveis para garantir o cumprimento do serviço da dívida. Assim, no âmbito deste estudo, o CFADS foi

calculado a partir dos fluxos de caixa operacionais do projeto, considerando os benefícios económicos resultantes do autoconsumo e da venda de excedentes, deduzidos dos custos operacionais e dos impostos aplicáveis. O CFADS é apurado antes do serviço da dívida, permitindo comparar a capacidade anual de geração de caixa do projeto com os encargos financeiros assumidos em cada ano. Desta forma, o DSCR resulta da divisão entre o CFADS anual e o serviço anual da dívida, incluindo juros e amortização de capital.

De forma simplificada, o cálculo utilizado pode ser representado da seguinte forma:

$$\text{CFADS} = \text{EBITDA} - \text{IRC pago} - \text{CAPEX de manutenção/reposição considerado no período da dívida} \pm \text{variações de fundo de maneo}$$

$$\text{DSCR} = \text{CFADS} / \text{Serviço da dívida.}$$

No caso em estudo, não foram consideradas variações relevantes de fundo de maneo e o investimento de substituição dos inversores ocorre após o período de financiamento, pelo que o CFADS utilizado no cálculo do DSCR não é afetado por essas componentes durante os nove anos de dívida.

Finalmente, importa distinguir o CFADS dos fluxos de caixa disponíveis para os membros da CER. Enquanto o CFADS mede a capacidade do projeto para servir a dívida, os fluxos de caixa residuais para os membros correspondem ao valor remanescente após o cumprimento das obrigações financeiras.

O *Debt Service* anual integra os pagamentos de capital e os encargos financeiros associados. O rácio DSCR estabelece a relação entre estas duas grandezas permitindo avaliar a capacidade do projeto para suportar os encargos decorrentes do financiamento. Para efeitos do presente estudo foi considerado um valor de referência de 1,30.

A Tabela 12 apresenta os valores anuais do CFADS, do serviço da dívida e do respetivo rácio DSCR.

Tabela 12: *Evolução anual do CFADS, do serviço da dívida e do rácio DSCR no cenário-base.*

Ano	CFADS (€)	Serviço da dívida (€)	DSCR
2027	250 699,55 €	113 317,65 €	2,21
2028	252 255,88 €	109 410,14 €	2,31
2029	253 818,37 €	105 502,64 €	2,41

2030	255 387,05 €	101 595,13 €	2,51
2031	256 961,97 €	97 687,63 €	2,63
2032	258 543,15 €	93 780,12 €	2,76
2033	260 130,65 €	89 872,62 €	2,89
2034	261 724,49 €	85 965,11 €	3,04
2035	263 324,73 €	82 057,61 €	3,21
DSCR (mínimo)			2,21
DSCR (médio)			2,66
DSCR (máximo)			3,21

Fonte: Elaboração própria

Os resultados obtidos evidenciam uma capacidade confortável de cobertura do serviço da dívida ao longo da maturidade do financiamento. O valor mínimo do rácio DSCR é registado em 2027, correspondendo a 2,21. O valor médio ascende a 2,66 enquanto o valor máximo atinge 3,21 no último ano do financiamento.

Verifica-se que todos os valores obtidos são superiores ao valor mínimo de referência considerado para o covenant financeiro. A diferença entre o valor mínimo observado e o limite definido corresponde a uma folga de 0,91. Este resultado evidencia uma margem de segurança significativa relativamente ao cumprimento das obrigações associadas ao financiamento.

A Figura 7 permite visualizar a evolução do rácio DSCR ao longo do período de financiamento. Verifica-se uma tendência crescente do indicador, resultado da redução progressiva do serviço da dívida e do aumento gradual dos fluxos de caixa gerados pelo projeto. Em nenhum dos anos analisados o valor do rácio se aproxima do limite mínimo estabelecido para o covenant financeiro. Este comportamento evidencia uma vez mais a existência de uma margem de segurança confortável ao longo de todo o período de financiamento.

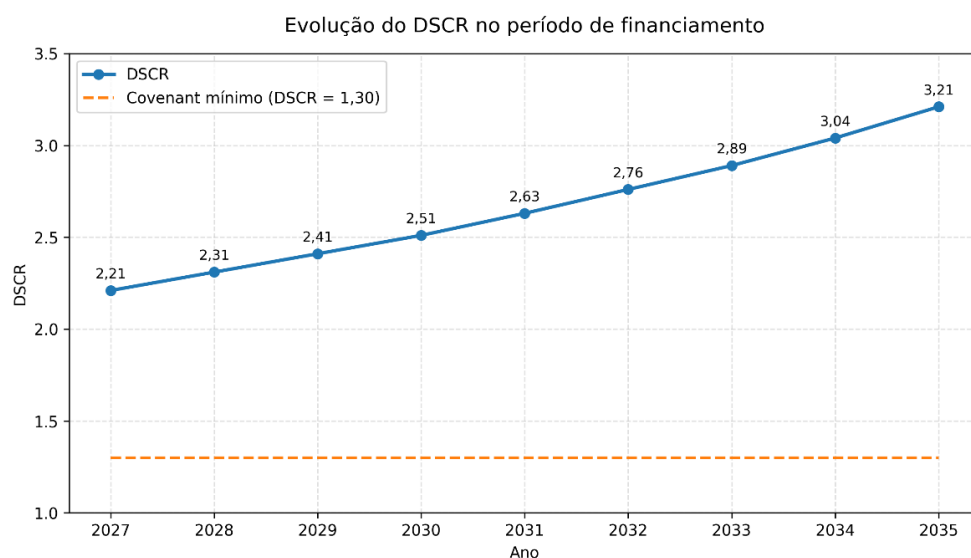


Figura 7: Evolução anual do rácio DSCR e comparação com o valor mínimo de referência. Fonte: Elaboração própria

Para avaliar a robustez da estrutura proposta foram ainda considerados diferentes cenários de exploração. A análise incidiu sobre 3 níveis de autoconsumo, 3 níveis de preço de energia e variações de 10% no investimento inicial. Os resultados encontram-se apresentados na Tabela 13.

Tabela 13: Resultados do teste de financiabilidade para os diferentes cenários de sensibilidade e para o stress test regulatório.

	Cenários	DSCR Mínimo	DSCR Médio	Folga	Cumpre covenant	Projeto financiável
Conservador	Autoconsumo 60%	1,99	2,39	0,69	Sim	Sim
Base	Autoconsumo 70%	2,21	2,66	0,91	Sim	Sim
Otimista	Autoconsumo 80%	2,43	2,93	1,13	Sim	Sim
Conservador	Preço 0,11 €/kWh	1,83	2,20	0,53	Sim	Sim
Base	Preço 0,13 €/kWh	2,21	2,66	0,91	Sim	Sim
Otimista	Preço 0,16 €/kWh	2,79	3,35	1,49	Sim	Sim
Otimista	CAPEX 1 004 787,00 €	2,45	2,95	1,15	Sim	Sim
Base	CAPEX 1 116 430,00 €	2,21	2,66	0,91	Sim	Sim
Conservador	CAPEX 1 228 073,00 €	2,00	2,41	0,70	Sim	Sim
Stress test	TAR 0,07 € /kWh	1,25	1,56	-0.05	Não	Não na estrutura proposta

Fonte: Elaboração própria

No que concerne aos níveis de autoconsumo verifica-se que o aumento da energia autoconsumida contribui para melhorar os valores do DSCR. No cenário mais conservador, correspondente a 60% de autoconsumo, o valor mínimo obtido é de 1,99. Este resultado permanece acima do limite mínimo definido, evidenciando a robustez da estrutura proposta.

A análise dos diferentes preços de energia demonstra uma maior sensibilidade deste parâmetro. O cenário associado a um preço de 0,11 €/ kWh apresenta o valor mínimo de DSCR mais reduzido, correspondente a 1,83. Apesar da diminuição observada relativamente ao cenário base, o valor mantém-se superior ao limite de referência considerado.

As variações de 10% no investimento inicial não provocam alterações significativas nos rácios de cobertura obtidos. Este comportamento resulta do facto do investimento de substituição dos inversores, previsto para o décimo ano de exploração, ocorrer após a liquidação integral da dívida. Deste modo, as variações consideradas no CAPEX apresentam uma influência reduzida sobre a capacidade de cobertura do serviço da dívida.

Os resultados obtidos permitem concluir que a estrutura de financiamento proposta apresenta robustez financeira. Em todos os cenários considerados, os valores do rácio DSCR permanecem acima do valor mínimo definido para o covenant financeiro. A menor folga observada corresponde a 0,53, associada ao cenário de preço de energia de 0,11€/kWh.

Complementarmente foi realizado um stress test associado ao risco regulatório simulando um agravamento da TAR para 0,07 €/kWh, correspondente a um cenário de eventual aplicação integral dos CIEGS. Mantendo inalterados todos os restantes pressupostos do modelo, verifica-se que o rácio DSCR mínimo reduz para 1,25 (valor inferior ao covenant financeiro estipulado de 1,30). Nestas circunstâncias, a estrutura de financiamento proposta deixa de cumprir o covenant mínimo definido, pelo que teria de ser ajustada para preservar a financiabilidade do projeto, por exemplo através de menor alavancagem, maior participação de capitais próprios, extensão da maturidade da dívida ou reforço de mecanismos de reserva.

6.5. Governança/ contratos e mitigação de risco

A estrutura de financiamento proposta não depende exclusivamente da capacidade de geração de fluxos de caixa. A sua sustentabilidade exige igualmente a definição de um modelo de governança que garanta regras claras de funcionamento, uma adequada distribuição de responsabilidades entre os diferentes intervenientes e a implementação de mecanismos de mitigação dos principais riscos associados à exploração da CER. Deste modo, a estrutura contratual e organizacional assume um papel determinante na estabilidade do projeto e na confiança das entidades financiadoras.

A previsibilidade dos benefícios económicos da CER depende da existência de regras de repartição transparentes e estáveis. Neste sentido, a distribuição dos benefícios gerados deverá ser previamente acordada entre os diferentes membros e formalizada através de um Regulamento Interno. Este documento, por sua vez, estabelecerá os critérios de repartição dos benefícios económicos com base na natureza da participação de cada membro e no respetivo contributo para a comunidade. A definição prévia destas regras contribui para minorar potenciais conflitos entre membros e reforçar a previsibilidade dos fluxos de caixa gerados pelo projeto.

A gestão operacional da Oli-Op deverá ser assegurada pela EGAC, responsável pela monitorização da produção e do consumo, pela repartição da energia entre os membros e pelo relacionamento com os diferentes agentes do setor elétrico. Para além das competências legalmente atribuídas, a EGAC poderá desempenhar funções de acompanhamento contínuo do desempenho da comunidade, promovendo a otimização dos níveis de autoconsumo, apoiando os membros na gestão eficiente da energia e monitorizando os principais indicadores técnicos e económico-financeiros do projeto. Numa perspetiva de evolução das CER, a EGAC poderá assumir um papel progressivamente mais ativo na gestão integrada da energia da comunidade, recorrendo a ferramentas digitais e sistemas de apoio à decisão para otimizar, em tempo real, a produção, o consumo, o armazenamento de energia, o carregamento de veículos elétricos e a gestão de cargas flexíveis, contribuindo para maximizar o autoconsumo e reduzir a dependência da rede elétrica. A remuneração da EGAC é assegurada através de uma comissão de gestão previamente definida constituindo um custo operacional da CER. A concentração destas funções numa entidade especializada contribui para reforçar a continuidade operacional e mitigar o risco associado à sua exploração.

Os excedentes de energia representam uma fonte complementar de receita. No entanto, o respetivo valor económico depende das condições de mercado estando sujeito à volatilidade dos preços da eletricidade. Neste contexto, a estrutura proposta privilegia a maximização do autoconsumo, reduzindo a exposição ao risco de preço associado à venda de energia excedentária. Esta abordagem contribui para aumentar a previsibilidade dos benefícios económicos gerados e para reforçar a previsibilidade dos fluxos de caixa disponíveis para o cumprimento das obrigações financeiras.

A proteção das entidades financiadoras é igualmente reforçada através da implementação de mecanismos específicos de mitigação do risco. Entre os principais mecanismos considerados destacam-se:

- ✓ Definição de um covenant financeiro baseado num mínimo de referência para o rácio de DSCR de 1,30;
- ✓ Constituição de uma DSRA destinada a assegurar liquidez suficiente para fazer face a eventuais períodos de menores *cash flows*;
- ✓ Possibilidade de constituição de garantias sobre os ativos associados ao projeto;
- ✓ Possibilidade de substituição da entidade responsável pela gestão do projeto em situações de incumprimento ou falha operacional (*step-in rights*);
- ✓ Monitorização periódica da evolução do enquadramento regulamentar e atualização do modelo económico-financeiro sempre que ocorram alterações relevantes da TAR ou do regime aplicável aos CIEG.

Este último mecanismo assume particular relevância, uma vez que o stress test desenvolvido no ponto anterior demonstrou que alterações significativas do enquadramento regulamentar poderão comprometer a capacidade de cumprimento das exigências das entidades financiadoras. Assim, a monitorização contínua da evolução legislativa e regulamentar permite antecipar potenciais impactos sobre a estrutura financeira do projeto e promover a adoção preventiva de medidas de adaptação.

Em síntese, a integração destas componentes assegura as condições necessárias para uma implementação estruturada e para uma exploração sustentável da CER ao longo do seu ciclo de vida.

6.6. Plano de implementação e recomendações

A implementação da estrutura proposta pressupõe uma articulação adequada entre as componentes técnica, económica, financeira e organizacional das CER. Neste contexto, a definição da estrutura de financiamento deverá resultar das características específicas do projeto procurando assegurar a compatibilidade entre a capacidade de geração de fluxos de caixa e os compromissos financeiros associados. Deste modo, o financiamento deverá adaptar-se às características do investimento e não o contrário.

A operacionalização da solução proposta deverá iniciar-se com a caracterização dos perfis de consumo e com a avaliação do potencial energético disponível. Com base nesta informação procede-se ao dimensionamento da infraestrutura e à avaliação da viabilidade económico-financeira do investimento. Posteriormente deverá ser definida a estrutura financeira mais adequada às características do projeto permitindo assegurar a compatibilidade entre os benefícios económicos esperados e os encargos decorrentes do financiamento. A Figura 8 sintetiza o modelo concetual proposto para a implementação e operacionalização de uma CER demonstrando as principais etapas do processo e a respetiva articulação.

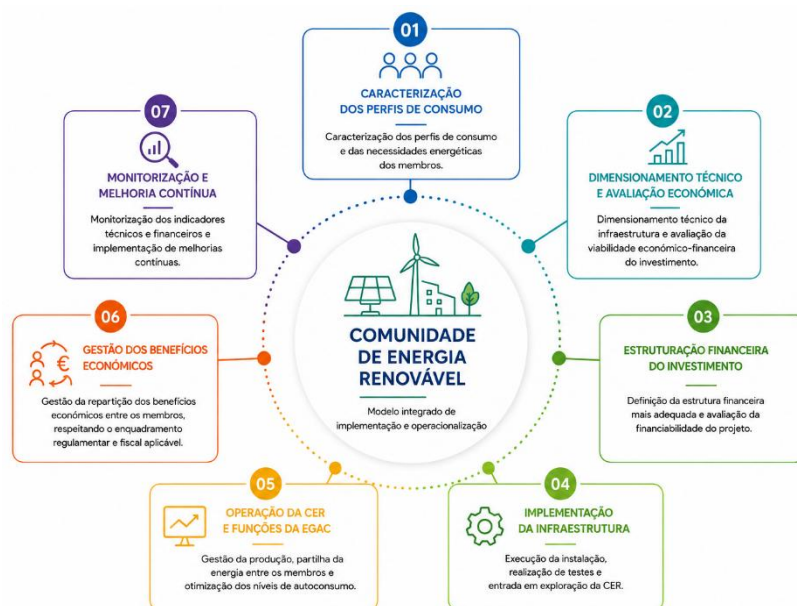


Figura 8: *Modelo conceitual para a implementação e operacionalização de uma CER.* Fonte: Elaboração própria.

Após a implementação da infraestrutura e a entrada em exploração, a gestão operacional da comunidade poderá ser assegurada pela EGAC. Para além das responsabilidades associadas à monitorização da produção e do consumo e à repartição da energia entre os diferentes participantes, a EGAC poderá desempenhar um papel relevante na promoção da utilização eficiente da energia gerida e na otimização dos níveis de autoconsumo. Esta abordagem permite assegurar a continuidade operacional da comunidade e promover uma gestão mais eficiente dos recursos energéticos disponíveis.

A gestão dos benefícios económicos assume igualmente particular relevância para a sustentabilidade da comunidade. Neste sentido, poderão ser definidos mecanismos de compensação entre os diferentes membros, tendo em consideração a diferença entre a energia disponibilizada e a energia efetivamente consumida por cada participante. A implementação destes mecanismos deverá respeitar o enquadramento regulamentar e fiscal aplicável, bem como as disposições estabelecidas no Regulamento Interno da CER.

Os resultados obtidos permitem ainda identificar algumas recomendações relevantes para a exploração sustentável da CER. Em primeiro lugar, a maximização dos níveis de autoconsumo deverá constituir uma prioridade, dada a sua influência na rentabilidade do investimento e na capacidade de cobertura do serviço da dívida. Em segundo lugar, recomenda-se a monitorização periódica dos principais indicadores técnicos e financeiros permitindo avaliar o desempenho da comunidade e introduzir ajustes sempre que necessário. Recomenda-se igualmente a constituição de reservas destinadas a futuros investimentos de reposição e a revisão periódica das regras de repartição dos benefícios económicos.

Deste modo, a estrutura proposta permite integrar as diferentes componentes associadas ao investimento contribuindo para uma exploração eficiente e para a sustentabilidade da CER ao longo do tempo.

7. Conclusão

A transição energética tem vindo a alterar profundamente o paradigma de produção e consumo de energia promovendo uma evolução para modelos mais descentralizados, participativos e sustentáveis. Desta forma, as CER assumem um papel cada vez mais relevante permitindo que cidadãos, empresas e entidades públicas participem ativamente na produção, partilha e utilização de energia proveniente de fontes renováveis. Contudo, apesar da evolução tecnológica e do enquadramento jurídico atualmente existente, a implementação destes projetos continua condicionada por desafios de natureza económica, financeira e organizacional, que limitam a sua propagação e replicabilidade.

A revisão da literatura permitiu verificar que a investigação existente se centra, sobretudo, na dimensão técnica das CER e na avaliação da sua viabilidade económica. Em contrapartida, a estruturação financeira destes projetos e a análise da sua financiabilidade continuam a assumir um papel secundário na literatura científica. Paralelamente, a análise do enquadramento jurídico evidenciou que o regime atualmente aplicável em Portugal estabelece condições favoráveis ao desenvolvimento destas comunidades definindo os princípios fundamentais da sua organização, do autoconsumo coletivo e da partilha de energia. Todavia, a existência de um enquadramento legal favorável não elimina a necessidade de desenvolver modelos financeiros capazes de transformar estas soluções em investimentos efetivamente concretizáveis.

Partindo deste enquadramento, a presente dissertação procurou responder à seguinte questão de investigação: como estruturar um modelo de financiamento que assegure simultaneamente a viabilidade económica e a financiabilidade de uma CER aplicada a um contexto empresarial? Para esse efeito foi desenvolvido um estudo de caso aplicado à Frontrow, Lda. suportado pela construção de um modelo económico-financeiro e pela definição de uma estrutura de financiamento compatível com as características do projeto e com os critérios habitualmente considerados pelas entidades financiadoras.

Os resultados obtidos permitem concluir que o projeto analisado apresenta condições para ser economicamente viável. A análise do cenário-base evidenciou capacidade de criação de valor ao longo do horizonte temporal considerado, enquanto a análise de sensibilidade demonstrou a robustez do investimento perante alterações nas variáveis com maior influência sobre o seu desempenho. Em particular, destacou-se o nível de autoconsumo, o preço da eletricidade e o investimento inicial como principais fatores explicativos da

rentabilidade da comunidade. Estes resultados reforçam a importância de adequar o dimensionamento da instalação aos perfis reais de consumo dos seus membros promovendo uma utilização eficiente da energia produzida e reduzindo a exposição às oscilações do mercado elétrico.

Contudo, um dos principais resultados desta investigação consiste em demonstrar que a viabilidade económica representa apenas uma das condições necessárias à implementação de uma CER. Um projeto pode gerar valor económico e, ainda assim, não reunir condições para obter financiamento externo. A capacidade para gerar fluxos de caixa suficientes, estáveis e previsíveis constitui um fator determinante na decisão das entidades financiadoras. Assim, a integração da análise da financiabilidade permitiu complementar a avaliação económico-financeira tradicional, aproximando o modelo desenvolvido da lógica utilizada pelas instituições financeiras na apreciação deste tipo de investimentos. A estrutura de financiamento proposta, baseada na constituição de uma entidade veículo e numa combinação entre capitais próprios e financiamento bancário, revelou-se adequada às características do estudo de caso. A análise dos indicadores de cobertura de dívida demonstrou que os fluxos de caixa gerados pelo projeto permitem garantir o cumprimento das obrigações financeiras com níveis de segurança compatíveis com os critérios habitualmente exigidos pelas entidades financiadoras. Os diferentes cenários de sensibilidade confirmaram igualmente a robustez da solução proposta perante variações dos principais pressupostos do modelo. Complementarmente, a realização de um stress test associado ao risco regulatório demonstrou que um agravamento significativo da TAR, decorrente da eventual aplicação integral dos CIEG, poderá comprometer a financiabilidade do projeto, apesar da sua viabilidade económica favorável. Este resultado reforça a importância de incorporar o risco regulatório na estruturação financeira de investimentos desta natureza.

Esta conclusão conduz à principal evidência da presente dissertação: a estrutura financeira não deve condicionar o projeto; deve ser construída em função das suas características técnicas, económicas, jurídicas e operacionais. A definição do nível de endividamento, da maturidade da dívida, do custo do financiamento e dos mecanismos de mitigação do risco deve resultar da capacidade efetiva do projeto para gerar fluxos de caixa sustentáveis ao longo da sua vida útil. Nesta perspetiva, o financiamento deixa de ser encarado como um mecanismo destinado apenas a suprir necessidades de capital, assumindo-se como uma componente integrante da própria conceção do projeto.

A investigação permitiu igualmente demonstrar que o sucesso de uma CER depende de fatores que ultrapassam a dimensão financeira. A definição de regras transparentes de repartição dos benefícios económicos, a existência de um Regulamento Interno adequado, a atuação da EGAC e a monitorização contínua do desempenho da comunidade revelam-se determinantes para assegurar uma exploração estável e sustentável do projeto. Deste modo, a gestão da comunidade assume um carácter permanente, acompanhando todo o ciclo de vida da CER e não apenas a fase de implementação do investimento.

Embora a metodologia tenha sido desenvolvida a partir do estudo de caso da Frontrow, Lda., a sua conceção permite a adaptação a outras organizações que pretendam desenvolver CER, constituindo uma ferramenta de apoio à decisão na estruturação e avaliação financeira deste tipo de projetos.

O principal contributo da presente dissertação reside na metodologia desenvolvida. Mais do que propor uma estrutura financeira específica para um estudo de caso, o trabalho integra o enquadramento jurídico aplicável às CER, os princípios teóricos associados à avaliação de investimentos, a construção de um modelo económico-financeiro, a análise da financiabilidade e a definição de mecanismos de implementação, governança e mitigação do risco. Esta integração aproxima a investigação académica da realidade empresarial e disponibiliza uma metodologia suscetível de adaptação a diferentes organizações e projetos.

Importa, contudo, reconhecer algumas limitações. A análise realizada baseia-se num conjunto de pressupostos relativos ao preço da eletricidade, aos níveis de autoconsumo, às condições de financiamento e à evolução dos custos operacionais. Embora estes pressupostos tenham sido definidos com base na informação disponível e sujeitos a análises de sensibilidade, a sua evolução futura poderá influenciar o desempenho económico do projeto. Acresce que a metodologia foi aplicada a um único estudo de caso, pelo que a sua generalização deverá ser efetuada com prudência.

Como desenvolvimento futuro considera-se pertinente aplicar a metodologia a diferentes tipologias de CER envolvendo setores de atividade distintos e diferentes modelos de organização. A incorporação de indicadores adicionais de financiabilidade, designadamente o LLCR e o PLCR, permitirá aprofundar a análise da capacidade de cobertura de dívida. De igual modo, a integração de modelos probabilísticos poderá contribuir para uma avaliação mais completa da incerteza associada às principais

variáveis do projeto. Finalmente, considera-se igualmente relevante aprofundar os mecanismos de repartição dos benefícios económicos entre os membros das CER garantindo simultaneamente a eficiência económica, a equidade entre participantes e o cumprimento do enquadramento jurídico e fiscal aplicável.

Para além dos desenvolvimentos anteriormente identificados, considera-se igualmente pertinente aprofundar a evolução das CER para modelos de gestão integrada da energia. Nesta perspetiva, a EGAC poderá evoluir de uma entidade predominantemente administrativa para uma entidade com um papel mais ativo na gestão operacional da comunidade, recorrendo a ferramentas digitais e sistemas de apoio à decisão para otimizar, em tempo real, a produção, o consumo, o armazenamento de energia, o carregamento de veículos elétricos e a gestão de cargas flexíveis. Esta evolução poderá contribuir para maximizar o autoconsumo, reduzir a dependência da rede elétrica e aumentar simultaneamente a eficiência económica das CER, constituindo uma linha de investigação promissora para o desenvolvimento futuro destas comunidades.

Em conclusão, a presente dissertação demonstra que o desenvolvimento de CER exige uma abordagem integrada, na qual as dimensões jurídica, técnica, económica, financeira, de governança e de gestão do risco sejam concebidas de forma articulada. A viabilidade económica constitui uma condição necessária, mas não suficiente, para assegurar a implementação destes projetos. A sua concretização depende igualmente da capacidade para estruturar soluções de financiamento compatíveis com a geração de fluxos de caixa, com o perfil de risco do investimento e com as exigências das entidades financiadoras.

Mais do que propor um modelo de financiamento para um caso específico, esta investigação evidencia que a aceleração da transição energética dependerá da capacidade de desenvolver soluções integradas, nas quais o enquadramento jurídico, a solução técnica, a estrutura financeira, a governança e a gestão do risco sejam concebidos como componentes interdependentes de um mesmo modelo de implementação. Só através desta integração será possível transformar projetos tecnicamente viáveis em investimentos economicamente sustentáveis, financeiramente viáveis e efetivamente implementáveis.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Alcarva, P. (2017). *O financiamento bancário de PME: A realidade portuguesa*. Conjuntura Actual Editora.
- Bertoldi, P., Rezessy, S., & Vine, E. (2006). Energy service companies in European countries: Current status and a strategy to foster their development. *Energy Policy*, 34(14), 1818-1832. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2005.01.010>
- Brealey, R. A., Myers, S. C., & Allen, F. (2020). *Principles of corporate finance* (13th ed.). McGraw-Hill.
- Bryman, A., & Bell, E. (2011). *Business research methods* (3rd ed.). Oxford University Press.
- Chapman, C., & Ward, S. (2003). *Project risk management: Processes, techniques and insights* (2nd ed.). Wiley.
- Cohen, L., & Manion, L. (1994). *Research methods in education* (4th ed.). Routledge.
- Coutinho, C. P., Sousa, A., Dias, A., Bessa, F., Ferreira, M. J., & Vieira, S. (2009). Investigação-ação: Metodologia preferencial nas práticas educativas. *Psicologia, Educação e Cultura*, 13(2), 355-379.
- Crispim, J., & Mendes, J. G. (Eds.). (2023). *Comunidades de energia renovável*. UMinho Editora.
- da Costa, J. M. L. (2022). *Modelação de comunidades locais de energia renovável* [Dissertação de mestrado, Instituto Politécnico do Porto]. Repositório Científico do Instituto Politécnico do Porto. <http://hdl.handle.net/10400.22/29357>
- Damodaran, A. (2012). *Investment valuation: Tools and techniques for determining the value of any asset* (3rd ed.). Wiley.
- Denscombe, M. (1999). *The good research guide: For small-scale research projects*. Open University Press.
- Duarte, J. (2021). *Gestão de repartição e transação de valor em comunidades de energia renovável* [Dissertação de mestrado, Universidade do Porto]. Repositório Aberto da Universidade do Porto. <https://hdl.handle.net/10216/135197>
- Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos. (2023). *Regulamento n.º 815/2023, de 27 de julho: Aprova o Regulamento do autoconsumo do setor elétrico*. Diário da República,

2.^a série, n.º 145, 96–120. <http://diariodarepublica.pt/dr/detalhe/regulamento/815-2023-216251911>

Ferreira, V. (2025). *Comunidades de energia renovável em Portugal: Barreiras à implementação e recomendações para as solucionar*. Observatório Sociedade em Mudança, Instituto de Ciências Sociais da Universidade de Lisboa.

Figueiredo, G. M. (2021). *Gestão de autoconsumo de comunidades de energia renovável em núcleos rurais* [Dissertação de mestrado, Universidade do Porto]. Repositório Aberto da Universidade do Porto. <https://hdl.handle.net/10216/133041>

Gatti, S. (2023). *Project finance in theory and practice: Designing, structuring, and financing private and public projects* (4th ed.). Academic Press.

Gouveia, A. F., & Félix, S. (2024). *Políticas de combate à pobreza energética em Portugal* (Occasional Papers 2024/01). Banco de Portugal.

Kuti, M., & Madarász, G. (2014). Crowdfunding. *Public Finance Quarterly*, 59(3), 355–366.

Muthumala, H. S., Eves, C., Oswald, D., & Halvitigala, D. (2022). Energy as a service: A new business model for the built environment? *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, 1101(2), 022006. <https://doi.org/10.1088/1755-1315/1101/2/022006>

Nevitt, P. K., & Fabozzi, F. J. (2000). *Equipment leasing*. John Wiley & Sons.

Parlamento Europeu & Conselho da União Europeia. (2018). *Diretiva (UE) 2018/2001 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 11 de dezembro de 2018, relativa à promoção da utilização de energia de fontes renováveis*. Jornal Oficial da União Europeia, L 328, 82–209.

Rathnayaka, A. D., Potdar, V. M., Dillon, T., Hussain, O., & Kuruppu, S. (2014). Goal-oriented prosumer community groups for the smart grid. *IEEE Technology and Society Magazine*, 33(1), 41–48. <https://doi.org/10.1109/MTS.2014.2301859>

República Portuguesa. (2019). *Decreto-Lei n.º 162/2019, de 25 de outubro: Aprova o regime jurídico aplicável ao autoconsumo de energia renovável, transpondo parcialmente a Diretiva (UE) 2018/2001*. Diário da República, 1.^a série, n.º 206. <https://diariodarepublica.pt/dr/detalhe/decreto-lei/162-2019-125692189>

República Portuguesa. (2019). *Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050 (RNC 2050)*. Ministério do Ambiente e da Transição Energética.

República Portuguesa. (2020). *Resolução do Conselho de Ministros n.º 53/2020, de 10 de julho. Aprova o Plano Nacional Energia e Clima 2030 (PNEC 2030)*. *Diário da República*, 1.ª série, n.º 133. <https://diariodarepublica.pt/dr/detalhe/resolucao-conselho-ministros/53-2020-137618093>

República Portuguesa. (2020). *Resolução do Conselho de Ministros n.º 53/2020, de 10 de julho. Aprova o Plano Nacional Energia e Clima 2030 (PNEC 2030)*. *Diário da República*.

República Portuguesa. (2022). *Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro*: Estabelece a organização e o funcionamento do Sistema Elétrico Nacional, transpondo a Diretiva (UE) 2019/944 e a Diretiva (UE) 2018/2001. *Diário da República*, 1.ª série, n.º 10. <https://diariodarepublica.pt/dr/detalhe/decreto-lei/15-2022>

Ross, S. A., Westerfield, R. W., & Jaffe, J. (2019). *Corporate finance* (12th ed.). McGraw-Hill.

Vine, E. (2005). An international survey of the energy service company (ESCO) industry. *Energy Policy*, 33(5), 691-704. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2003.09.014>

Xie, Y., & Lin, B. (2025). Financial leasing and investment behavior of renewable energy enterprises in China: In the context of the reduction of government subsidies. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 214, 115547. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2025.115547>

Yescombe, E. R. (2014). *Principles of project finance* (2nd ed.). Academic Press.

Yiasoumas, G., Berbakov, L., Janev, V., Asmundo, A., Olabarrieta, E., Vinci, A., Baglietto, G., & Georghiou, G. E (2023). Key aspects and challenges in the implementation of Energy communities. *Energies*, 16(12), 4703

Zafar, R., Mahmood, A., Razzaq, S., Ali, W., Naeem, U., & Shehzad, K. (2018). Prosumer based energy management and sharing in smart grid. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 82, 1675-1684. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.07.018>