**UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA "JÚLIO DE MESQUITA FILHO"**
**CAMPUS DE ILHA SOLTEIRA**

**HURDSON DAVID DOS SANTOS ARAUJO**

# OTIMIZAÇÃO INTEGRADA DA POTÊNCIA CONTRATADA E DO ARMAZENAMENTO EM BATERIAS PARA PROSUMIDORES INDUSTRIAIS NA ESPANHA

Ilha Solteira – SP

2026

**PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

**HURDSON DAVID DOS SANTOS ARAUJO**

# OTIMIZAÇÃO INTEGRADA DA POTÊNCIA CONTRATADA E DO ARMAZENAMENTO EM BATERIAS PARA PROSUMIDORES INDUSTRIAIS NA ESPANHA

Dissertação de Mestrado apresentada à Universidade Estadual Paulista (UNESP), Faculdade de Engenharia, Ilha Solteira, como parte dos requisitos para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Área de concentração: Automoção

Orientador: Prof. Dr. Rubén Augusto Romero Lázaro

Coorientador: Prof. Dr. Sérgio Filipe Carvalho Ramos

Ilha Solteira – SP

2026

FICHA CATALOGRÁFICA
Desenvolvido pelo Serviço Técnico de Biblioteca e Documentação

Araújo, Hurdson David dos Santos.
A663o Otimização integrada da potência contratada e do armazenamento em baterias para prosumidores industriais na Espanha / Hurdson David dos Santos Araújo. -- Ilha Solteira: [s.n.], 2026
64 f. : il.

Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade Estadual Paulista (UNESP), Faculdade de Engenharia, Ilha Solteira. Área de conhecimento: Automação, 2026

Orientador: Rubén Augusto Romero Lázaro
Coorientador: Sérgio Filipe Carvalho Ramos
Inclui bibliografia

1. Armazenamento de energia. 2. Eficiência energética . 3. Gestão energetica industrial . 4. Otimização energética . 5. Potência contratada.

Sandra Montibeller - CRB-8/060

## IMPACTO POTENCIAL DESTA PESQUISA

A presente dissertação propõe um modelo de otimização integrada da potência contratada e do armazenamento em baterias para prosumidores industriais. Em estudos de caso com indústrias da Galícia, Espanha, os resultados demonstram a viabilidade técnica e econômica do modelo, com reduções de 1,3% a 7,1% no custo anual de eletricidade e diminuição expressiva das penalizações por excesso de potência contratada.

Cientificamente, o trabalho contribui para a literatura de otimização energética industrial em programação não linear, com metodologia replicável baseada em dados reais. Nos planos social e ambiental, apoia a transição energética e a descarbonização da indústria, alinhada às metas climáticas da União Europeia e à neutralidade climática até 2050, subsidiando decisões de política energética sobre armazenamento de energia e gestão da demanda. Desenvolvida no âmbito do projeto europeu Sustainable Atlantic Communities (SAtComm), a pesquisa tem caráter colaborativo e internacional, com potencial de transferência tecnológica para outros contextos industriais.

## POTENTIAL IMPACT OF THIS RESEARCH

This dissertation proposes an integrated optimization model for contracted power and battery energy storage aimed at industrial prosumers. In case studies of industries in Galicia, Spain, the results demonstrate the technical and economic feasibility of the model, achieving reductions of 1.3% to 7.1% in annual electricity costs and a significant decrease in penalties for exceeding contracted power.

Scientifically, the work contributes to the literature on industrial energy optimization through nonlinear programming, providing a replicable methodology grounded in real data. From a social and environmental standpoint, it supports the energy transition and industrial decarbonization, aligned with the European Union’s climate targets and the goal of climate neutrality by 2050, while informing energy policy decisions on energy storage and demand management. Developed within the European project Sustainable Atlantic Communities (SAtComm), the research has a collaborative and international character, with potential for technology transfer to other industrial contexts.

# FOLHA DE APROVAÇÃO

UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA

**Câmpus de Ilha Solteira**

**CERTIFICADO DE APROVAÇÃO**

TÍTULO DA DISSERTAÇÃO: **Otimização integrada da potência contratada e do armazenamento em baterias para prosumidores industriais na Espanha**

AUTOR: HURDSON DAVID DOS SANTOS ARAUJO
ORIENTADOR: RUBEN AUGUSTO ROMERO LAZARO
COORIENTADOR: COORIENTADOR: SÉRGIO FILIPE CARVALHO RAMOS

Aprovado como parte das exigências para obtenção do Título de Mestre em Engenharia Elétrica, área: Automação pela Comissão Examinadora:

gov.br Documento assinado digitalmente
RUBEN AUGUSTO ROMERO LAZARO
Data: 04/05/2026 19:46:06-0300
Verifique em https://validar.iti.gov.br

Prof. Dr. RUBEN AUGUSTO ROMERO LAZARO (Participaçao Presencial)
Departamento de Engenharia Elétrica / UNESP / Câmpus de Ilha Solteira - FEIS

Mario Andrés Mejía A.

gov.br Documento assinado digitalmente
MARIO ANDRES MEJIA ALZATE
Data: 04/05/2026 15:02:09-0300
Verifique em https://validar.iti.gov.br

Dr. MARIO ANDRES MEJIA ALZATE (Participaçao Virtual)
Departamento de Engenharia Elétrica / Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira - UNESP

Tayenne Dias de Lima

Dra. TAYENNE DIAS DE LIMA (Participaçao Virtual)
Departamento de Engenharia Eletrotécnica / Instituto Superior de Engenharia do Porto - ISEP

Ilha Solteira, 30 de abril de 2026.

## AGRADECIMENTOS

*Agradeço profundamente a todos que contribuíram para a realização deste trabalho. Em primeiro lugar, à minha família, por todo o apoio, incentivo e amor incondicional. Sem a força, a paciência e o estímulo constantes que sempre me dedicaram, esta conquista não teria sido possível.*

*Esta dissertação foi elaborada como parte dos requisitos para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica pelo Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica da Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira da UNESP. O presente trabalho foi desenvolvido no âmbito do Projeto de Investigação Científica "SATCOMM: Sustainable Atlantic Communities", Ref.ª EAPA 0019/2022, financiado pelo Programa Interreg da Área Atlântica através do Fundo Europeu de Desenvolvimento Regional (FEDER), com apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior – Brasil (CAPES) - Código de Financiamento 001.*

*Expresso também o meu sincero reconhecimento ao Research Group on Intelligent Engineering and Computing for Advanced Innovation and Development (GECAD), pela oportunidade, acolhimento e apoio científico proporcionados ao longo desta investigação. A experiência desenvolvida no âmbito do projeto SAtComm foi fundamental para o aprimoramento das minhas competências académicas e para a aplicação prática dos conhecimentos adquiridos.*

*Agradeço de modo especial aos meus orientadores, Prof. Dr. Rubén Romero e Prof. Dr. Sérgio Ramos, pela paciência, orientação precisa e constante dedicação ao longo de todo o percurso do mestrado. A experiência, disponibilidade e sensibilidade de ambos foram essenciais para a condução e amadurecimento deste trabalho.*

*Estendo igualmente a minha gratidão ao Prof. João Soares, que, além de professor, se tornou um verdadeiro amigo nesta caminhada. Sua disponibilidade, apoio incansável e clareza nas explicações foram fundamentais para o meu aprendizado e para a superação dos desafios enfrentados durante esta jornada.*

*Por fim, deixo registrado meu reconhecimento a todos os colegas, amigos e familiares que, de alguma forma, contribuíram com palavras de incentivo, partilha de conhecimento e companheirismo.*

*Nada disso seria possível sem o apoio coletivo de todos que acreditaram e caminharam comigo.*

*“Faça o que você pode, com o que*
*Você tem, no lugar onde*
*Você está”*
*— Theodoro Roosevelt.*

# RESUMO

A crescente complexidade do sistema elétrico, associada ao processo de transição energética, impõe a necessidade de soluções que promovam maior eficiência, flexibilidade e sustentabilidade no consumo de energia elétrica, especialmente no setor industrial. Esta dissertação apresenta o desenvolvimento e a aplicação de um modelo de otimização matemática voltado à gestão energética de consumidores industriais, com ênfase na determinação ótima da potência contratada e na integração de sistemas de armazenamento de energia. O modelo proposto baseia-se em programação não linear e foi implementado em ambiente computacional utilizando a linguagem Python, a biblioteca Pyomo e o solver IPOPT. O modelo tem como objetivo a minimização do custo anual total de eletricidade, considerando simultaneamente os custos associados à potência contratada, ao consumo de energia e às penalizações decorrentes de ultrapassagens contratuais, em conformidade com o enquadramento regulatório vigente no contexto espanhol. A aplicação do modelo foi realizada a partir de dados reais de consumo de empresas industriais localizadas na Galícia, Espanha, representando diferentes perfis de carga e padrões operacionais. Os resultados obtidos evidenciam reduções significativas no custo anual de eletricidade, variando entre 1,3% e 7,1%, bem como uma diminuição expressiva das penalizações associadas ao excesso de potência contratada, confirmando a eficácia da abordagem proposta. Além da redução de custos, o modelo contribui para uma gestão energética mais eficiente e previsível, apoiando a tomada de decisão contratual baseada em dados reais e promovendo práticas alinhadas com os objetivos de eficiência energética e sustentabilidade. A inclusão da modelagem do sistema de armazenamento de energia amplia a aplicabilidade do estudo, permitindo avaliar os impactos técnicos e económicos da sua integração no contexto industrial. Dessa forma, o trabalho apresenta uma abordagem completa e integrada para o planejamento energético industrial, oferecendo uma ferramenta prática e replicável para a otimização de contratos de energia elétrica.



**Palavras-chave:** armazenamento de energia; eficiência energética; gestão energética industrial; otimização energética; potência contratada.

## ABSTRACT

The increasing complexity of electrical power systems, combined with the ongoing energy transition, requires solutions that enhance efficiency, flexibility, and sustainability in electricity consumption, particularly in the industrial sector. This dissertation presents the development and application of a mathematical optimization model aimed at improving energy management in industrial consumers, with emphasis on the optimal determination of contracted power and the integration of energy storage systems. The proposed methodology is based on nonlinear programming and was implemented using the Python programming language, the Pyomo optimization library, and the IPOPT solver. The model seeks to minimize the total annual electricity cost by simultaneously considering the fixed costs associated with contracted power, the variable costs of energy consumption, and penalties resulting from contractual power exceedances, in accordance with the regulatory framework in force in the Spanish context. The model was applied using real electricity consumption data from industrial companies located in Galicia, Spain, representing different load profiles and operational characteristics. The results demonstrate significant reductions in annual electricity costs, ranging from 1.3% to 7.1%, as well as a substantial decrease in penalties associated with excess contracted power, confirming the effectiveness of the proposed approach. Beyond cost reduction, the model contributes to more efficient and predictable energy management, supporting contract-related decision-making based on real consumption data and promoting practices aligned with energy efficiency and sustainability objectives. The inclusion of energy storage system model expands the applicability of the study, enabling the assessment of technical and economic impacts of storage integration in the industrial context. Overall, this work presents a comprehensive and integrated approach to industrial energy planning, offering a practical and replicable tool for optimizing electricity contracts.



**Keywords:** energy storage; energy efficiency; industrial energy management; energy optimization; contracted power.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Categorias de tarifas em Espanha.....17
Figura 2 – Sistema de coleta de dados .....18
Figura 3 – Vista aérea do caso de estudo ..... 21
Figura 4 – Modelo tarifário espanhol..... 25
Figura 5 – Fluxograma metodológico da pesquisa .....32
Figura 6 – Processo de produção Alpha..... 42
Figura 7 – Processo de produção Bravo. ..... 43
Figura 8 – Processo de produção Charlie ..... 44
Figura 9 – Evolução do valor da função objetivo em relação às capacidades de bateria predefinidas para diferentes custos de investimento: (a) 150 €/kWh; (b) 250 € ..... 51
Figura 10 – Ilustra a evolução da capacidade ótima dimensionada pelo modelo em função da descida do custo de investimento. ..... 52
Figura 11 – Evolução da redução percentual do custo anual de operação face à variação do preço do BESS.....53

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Resultado otimização Alpha ..... 45
Tabela 2 – Resultados do modelo para a empresa Bravo ..... 46
Tabela 3 – Resultados do modelo para a empresa Charlie ..... 47
Tabela 4 – Resultado comparativo geral ..... 48
Tabela 5 – Sintetiza os principais resultados obtidos para os edifícios Alpha e Bravo ..... 55

# LISTA ABREVIATURAS

BESS – *Battery Energy Storage System* (Sistema de Armazenamento de Energia em Baterias)

BOE – –*Boletín Oficial del Estado* (Espanha)

CAPEX – *Capital Expenditure* (Despesas de Capital / Custo de Investimento)

CNMC – *Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia*

*CRF* – *Capital Recovery Factor* (Fator de Recuperação de Capital)

CEC – *Citizen Energy Communities* ( Comunidade de Energia Cidadã)

LCOS – *Levelized Cost of Storage* (Custo Nivelado de Armazenamento)

DTW – *Dynamic Time Warping* (Distorção Temporal Dinâmica)

GECAD – *Research Group on Intelligent Engineering and Computing for Advanced Innovation and Development*

IEEE – *Institute of Electrical and Electronics Engineers*

IEA – *International Energy Agency* (Agência Internacional de Energia)

IPOPT – *Interior Point Optimizer* (Otimizador de Pontos Interiores)

ISGT – *Innovative Smart Grid Technologies*

LP – *Linear Programação linear Programing* ( Programação linear)

LOD – *Machine Learning, Optimization, and Data Science*

MILP – *Mixed-Integer Linear Programming* (Programação Linear Inteira Mista)

MITECO – *Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico* (Espanha)

MINLP – *Mixed-Integer Non-Linear Programming* (Programação Não Linear Inteira Mista)

NDC – Contribuição Nacionalmente Determinada

*P2P* – *Peer-to-Peer*

PES – *Power & Energy Society*

PNIEC – *Plan Nacional Integrado de Energía y Clima*

PNL – *Programação Não Linear*

PV – *Photovoltaic* (Fotovoltaica)

SAtComm – *Sustainable Atlantic Communities*

SOC – *State of Charge* (Estado de Carga da Bateria)

TD – Tarifas com Discriminação Horária.

TIR – Taxa Interna de Rentabilidade

TCO – Custo Total de Propriedade

VAL – Valor Atual Líquido

Custo Nivelado de Armazenamento (LCOS - *Levelized Cost of Storage*)

SUMÁRIO

**1. INTRODUÇÃO ..... 14**

1.1. RELEVÂNCIA DO TEMA ..... 18

1.2. MOTIVAÇÃO DA DISSERTAÇÃO ..... 20

1.3. OBJETIVOS ..... 21

1.4. ESTRUTURA DO TRABALHO ..... 22

1.5. CONTRIBUIÇÕES E PUBLICAÇÕES DA DISSERTAÇÃO ..... 22

**2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA E REVISÃO BIBLIOGRÁFICA ..... 24**

2.1. A TRANSIÇÃO ENERGÉTICA E O CONTEXTO EUROPEU ..... 24

2.2. ESTRUTURA TARIFÁRIA ESPANHOLA E REGULAMENTAÇÃO DA CNMC. 25

2.3. OTIMIZAÇÃO ENERGÉTICA E GESTÃO DA POTÊNCIA CONTRATADA ..... 26

2.4. TRABALHOS CORRELATOS E DIFERENCIAL DA PESQUISA ..... 27

2.5. PERSPECTIVAS PARA COMUNIDADES DE ENERGIA E MODELOS DE PARTILHA ..... 30

**3. METODOLOGIA E FORMULAÇÃO MATEMÁTICA ..... 31**

3.1. ESTRUTURA GERAL DA METODOLOGIA ..... 31

3.2. DADOS E FONTES UTILIZADAS ..... 32

3.3. FORMULAÇÃO MATEMÁTICA – MODELO 1 (OTIMIZAÇÃO DA POTÊNCIA CONTRATADA) ..... 33

3.4. FORMULAÇÃO MATEMÁTICA – MODELO 2 ..... 35

3.5. METODOLOGIA DOS DIAS REPRESENTATIVOS ..... 37

3.6. MODELO DE PARTILHA DE ENERGIA ..... 39

3.7. FERRAMENTAS COMPUTACIONAIS ..... 39

3.8. VALIDAÇÃO DOS RESULTADOS ..... 39

**4. RESULTADOS E DISCUSSÃO ..... 41**

4.1. INTRODUÇÃO AOS ESTUDOS DE CASO ..... 41

4.2. ESTRUTURA DE CÁLCULO E EXECUÇÃO COMPUTACIONAL ..... 44
4.3. RESULTADOS PARA O CONSUMIDOR ALPHA..... 44
4.4. RESULTADOS PARA O CONSUMIDOR BRAVO..... 45
4.5. RESULTADOS PARA O CONSUMIDOR CHARLIE..... 47
4.6. DISCUSSÃO DOS RESULTADOS ..... 48
4.7. RESULTADOS DA OTIMIZAÇÃO COM ARMAZENAMENTO (BESS)..... 49
**4.7.1 Caracterização do Cenário e Configuração Experimental.....49**
**4.7.2 Validação do Modelo Matemático e Metodologia de Dias Representativos.....50**
**4.7.3 Análise de Sensibilidade ao Custo de Investimento do BESS .....52**
**4.7.4 Impacto Económico e Redução do Custo Anual.....53**
**4.7.5 Conclusões da análise econômica e perspectivas futuras .....54**
**5. CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS.....57**
5.1. CONCLUSÕES GERAIS..... 57
5.2. CONTRIBUIÇÕES DA PESQUISA ..... 58
5.3. LIMITAÇÕES DO ESTUDO..... 59
5.4. TRABALHOS FUTUROS ..... 59
5.5. CONSIDERAÇÕES FINAIS..... 60
**REFERÊNCIAS..... 61**

# 1. INTRODUÇÃO

A crescente complexidade do sistema elétrico e a atual transição energética exigem soluções que combinem eficiência, flexibilidade e sustentabilidade no consumo de energia. Este movimento está alinhado com o compromisso da União Europeia, que, por meio do Pacto Ecológico Europeu e da Lei Climática Europeia, busca alcançar a neutralidade climática até 2050, com emissões líquidas zero de gases de efeito estufa. Esse objetivo está refletido nas estratégias de longo prazo de cada Estado-membro, com uma ênfase significativa na transformação dos setores de energia, transporte, indústria e agricultura (Comissão Europeia, 2026). Esta meta não só orienta políticas de descarbonização, mas também impulsiona a modernização da gestão energética em todos os níveis, incluindo a otimização do consumo industrial, o que torna a integração de soluções como armazenamento de energia e a otimização da potência contratada crucial para o setor industrial europeu.

O Brasil, assim como a União Europeia, reafirmou seu compromisso com a ação climática dentro do Acordo de Paris, estabelecendo metas nacionais de mitigação que abrangem todos os setores da economia. A nova Contribuição Nacionalmente Determinada (NDC), apresentada durante a COP29 em 2024, propõe reduzir as emissões líquidas de gases de efeito estufa entre 59% e 67% até 2035 em comparação com os níveis de 2005, alinhando-se com o objetivo global de limitar o aquecimento a 1,5 °C e avançar rumo à neutralidade climática até 2050. Essa NDC é acompanhada pelo Plano Clima, que orienta ações de mitigação e adaptação com foco em transição energética, governança climática e descarbonização estrutural da economia brasileira. A estratégia inclui medidas integradas, como incentivos à energia limpa, proteção de biomas e fortalecimento de mecanismos de governança e adaptação, ainda em consolidação e expansão progressiva. Essa abordagem reflete um esforço para equilibrar desenvolvimento econômico com sustentabilidade ambiental, embora críticos ressaltem que ainda há desafios significativos na implementação e na harmonização entre políticas setoriais e metas de longo prazo (Brasil, 2026).

Nesse cenário, novas abordagens vêm sendo desenvolvidas com foco na descentralização, digitalização e descarbonização do setor energético, com ênfase na integração de energias renováveis e na gestão mais eficiente dos recursos. Uma dessas abordagens é o conceito de comunidades de energia, que consiste em coletivos locais formados por cidadãos, empresas ou

instituições públicas que se organizam para produzir, consumir, armazenar e/ou compartilhar energia renovável. Esses modelos têm o potencial de transformar o setor energético, promovendo uma maior autonomia para os consumidores e uma participação mais ativa na cadeia de valor da energia (Iazzolino et al., 2022). As comunidades energéticas propõem um modelo mais democrático e participativo de gestão da energia, o que resulta não apenas em benefícios ambientais, como a redução das emissões de carbono, mas também em impactos sociais e econômicos significativos. Entre esses benefícios estão a redução dos custos com eletricidade, o combate à pobreza energética, o empoderamento de consumidores locais, e a geração de valor compartilhado, criando um ambiente mais inclusivo e sustentável para as futuras gerações (Brisbois, 2020).

Do ponto de vista técnico, as comunidades de energia baseiam-se tipicamente na integração de recursos energéticos distribuídos, em particular sistemas fotovoltaicos de pequena e média escala, combinados com armazenamento local, infraestruturas de medição inteligente e plataformas digitais de gestão que coordenam os fluxos de energia e de informação entre os participantes (D'Alpaos et al., 2021). Esses arranjos suportam novos modelos de operação, nos quais consumidores, produtores e "prosumidores" participam ativamente na gestão da procura, na otimização do autoconsumo local e na prestação de serviços à rede. Para isso, recorrem a mecanismos de partilha ou negociação de energia em mercados locais, incluindo esquemas peer-to-peer (P2P) — modelo de transação descentralizada em que os participantes trocam energia diretamente entre si, sem intermediação de um agente central, com base em acordos bilaterais ou plataformas digitais de coordenação (Mlinarič et al., 2023).

Em conjunto, essas soluções viabilizam maior autonomia energética, uso mais eficiente da rede de distribuição e integração progressiva de fontes renováveis distribuídas, mitigando congestionamentos e reduzindo perdas na rede (D'Alpaos et al., 2021). Por outro lado, a consolidação das comunidades de energia depende de enquadramentos regulatórios específicos, capazes de reconhecer novas figuras jurídicas, definir regras claras de acesso e uso das redes, bem como critérios de repartição de benefícios entre os membros, além de modelos de governança local transparentes e inclusivos, que assegurem a sustentabilidade económica e social desses empreendimentos (Yiasoumas et al., 2023).

Como exemplo prático de iniciativas nesse campo, destaca-se o projeto europeu Sustainable Atlantic Communities (SATCOMM), que tem como objetivo fomentar soluções energéticas

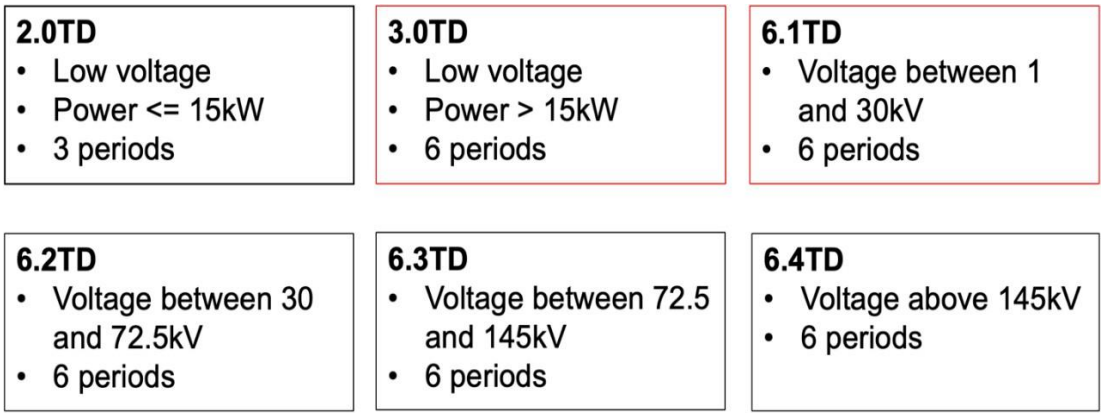
comunitárias sustentáveis nas regiões costeiras do Espaço Atlântico. O SATCOMM explora ferramentas digitais como sensores remotos, análise de dados energéticos e inteligência artificial para apoiar a criação e gestão eficiente dessas comunidades, promovendo maior integração entre território, sociedade e energia de forma resiliente e sustentável (SatComm, 2026).

Paralelamente a esse movimento, na União Europeia, o setor industrial é responsável por aproximadamente 25 % do consumo final de energia, valor que atingiu 24,6 % em 2023, segundo dados recentes da Eurostat (Eurostat, 2024), e enfrenta o desafio de alinhar sua operação às metas de sustentabilidade e eficiência. A gestão contratual da potência elétrica representa um dos elementos críticos nesse processo. Uma contratação inadequada pode resultar tanto em penalizações financeiras (por ultrapassagem da potência contratada) quanto em desperdício de recursos (em casos de superdimensionamento). No Brasil, embora o conceito de comunidades de energia ainda não disponha de regulamentação específica equivalente à europeia, avanços recentes indicam um panorama em desenvolvimento: a Lei nº 14.300/2022, o Marco Legal da Microgeração e Minigeração Distribuída, instituiu modalidades como o autoconsumo remoto e a geração compartilhada, criando as bases para arranjos cooperativos de energia entre múltiplos participantes. Ainda assim, a ausência de um marco regulatório dedicado às comunidades de energia representa uma lacuna em relação ao modelo europeu, tornando o tema objeto crescente de debate regulatório junto à ANEEL (Aneel, 2023).

Nesse contexto, soluções baseadas em dados históricos de consumo e algoritmos de otimização têm se mostrado eficazes para apoiar decisões contratuais mais assertivas, contribuindo para a redução de custos operacionais e para uma maior previsibilidade orçamentária. A pesquisa de Canelas et al. (2020) reforça a importância de estratégias de otimização para grandes consumidores, como as indústrias, ao integrar aspectos econômicos e operacionais da contratação de energia. O estudo mostra que a otimização do portfólio de energia, que inclui a análise detalhada de variáveis como a potência contratada e o consumo histórico, pode reduzir significativamente os custos com energia, ao mesmo tempo em que maximiza a eficiência do uso de recursos energéticos. Além disso, a implementação de algoritmos de otimização para a gestão do portfólio de energia, como sugerido por esses autores, pode permitir que as empresas adaptem suas operações às flutuações tarifárias e operacionais do mercado, promovendo uma gestão mais inteligente e sustentável da energia.

A existência de diferentes Tarifas com Discriminação horária (TD) para grandes consumidores, como as modalidades 3.0TD e 6.1TD na Espanha, e as atualizações regulatórias recentes, tornam esse cenário ainda mais complexo. Os detalhes dessas tarifas são mostrados na Figura 1. A evolução para redes elétricas inteligentes (smart grids) tem sido catalisada pela implementação massiva de sistemas de medição avançada, como os medidores inteligentes (smart meters). Conforme a análise de Depuru et al. (2011), estes dispositivos são mais do que meros substitutos dos medidores analógicos; eles funcionam como sensores distribuídos que fornecem dados de consumo com alta resolução temporal.

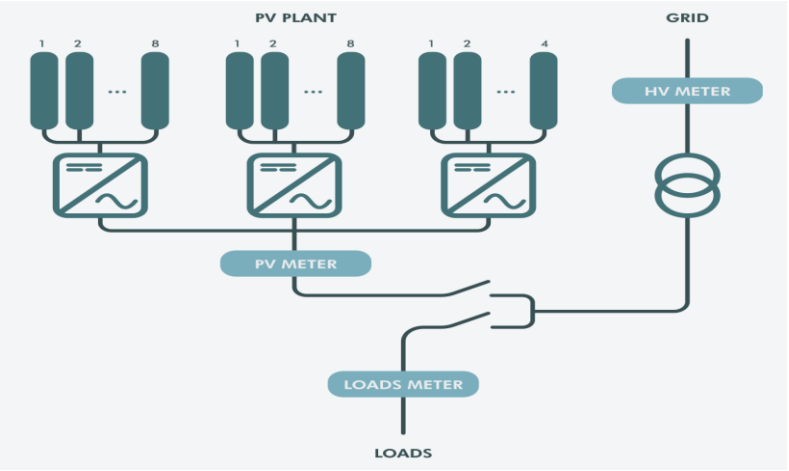
Figura 1– Categorias de tarifas em Espanha.




Fonte: Próprio autor.

Esta granularidade é a pedra angular para a gestão ativa da procura, permitindo que os consumidores industriais identifiquem padrões de consumo e ineficiências ocultas em faturas agregadas. Com base nessa riqueza de dados, modelos matemáticos podem otimizar os custos energéticos de forma precisa. Modelos baseados em algoritmos determinísticos ou heurísticos têm sido aplicados para resolver esse problema, ainda pouco explorado na literatura do contexto industrial espanhol. Um exemplo relevante é o trabalho de Silventea et al. (2012), que propõe um modelo MILP para otimização de microrredes, aplicado em Llagostera (Girona, Espanha), usando dados granulares de consumo e buscando minimizar os custos energéticos. Este modelo de otimização pode servir de base para aplicações em contextos industriais mais amplos. A Figura 2 mostra a distribuição dos medidores inteligentes em uma parcela de um sistema elétrico.

Figura 2 – Sistema de coleta de dados.




Fonte: Projeto SATCOM, apresentado na palestra "Industrial Energy Community" durante evento interno realizado na Universidade da Coruña, novembro de 2024. Projeto SatComm, Universidade da Coruña

Nesse sentido, esta pesquisa propõe a formulação e aplicação de um modelo de otimização para determinar os valores ideais de potência contratada em empresas industriais localizadas na Galícia, Espanha. A proposta é baseada em dados reais de consumo obtidos via medição inteligente e considera as estruturas tarifárias vigentes no país, além das penalidades aplicáveis por excesso de demanda.

## 1.1. RELEVÂNCIA DO TEMA

O trabalho se justifica pela relevância econômica e ambiental de práticas de gestão energética eficientes, que podem resultar em economias anuais de até 7% nos custos de fornecimento de energia elétrica, como observado em um dos estudos de caso aqui apresentados. Além disso, a metodologia proposta pode ser replicada em outros contextos e setores industriais, contribuindo para a adoção de uma cultura de consumo mais racional e sustentável.

A definição adequada da potência contratada é um componente essencial de uma política de gestão energética eficiente, impactando diretamente na competitividade e sustentabilidade de empresas industriais.

A potência contratada é o valor de potência (kW) que um cliente industrial acorda com o comercializador/distribuidor para ter disponível na ligação, ou seja, a “capacidade” reservada na rede para alimentar a sua instalação industrial. Não se trata de energia consumida (kWh),

mas sim o limite de potência que pode ser solicitado em simultâneo pelos diversos equipamentos.

A importância deste conceito é dupla: do lado do cliente, a potência contratada influencia diretamente a fatura, porque existe uma componente fixa associada a essa reserva de capacidade. Se for contratada acima do necessário, a empresa paga mensalmente por uma disponibilidade que não usa. Se for contratada abaixo do necessário, pode ser aplicada penalização por ultrapassagem e, mais importante, riscos operacionais (disparos de proteção, quedas de tensão, paragens de processo), afetando produtividade e qualidade.

Do lado do sistema elétrico, a potência contratada ajuda a garantir planejamento e segurança: permitem dimensionar ligações, transformadores e rede para suportar a carga máxima previsível. Por isso, a gestão correta da potência contratada deve ser feita com base no perfil de carga, na sazonalidade, em picos de arranque (motores, compressores, fornos, etc.), e em medidas de eficiência/gestão de ponta (sequenciação de cargas, soft-starters, controle de "demanda"). Além disso, técnicas de otimização, como o uso de algoritmos genéticos**,** têm sido aplicadas para ajustar a demanda contratada, proporcionando reduções significativas nos custos e permitindo a adaptação da potência contratada de acordo com as flutuações de demanda e tarifas específicas (Saccaro & Corso, 2019). Em suma, o ajuste do valor da potência contratada é uma alavanca simples para reduzir custos sem comprometer a continuidade do processo industrial.

A utilização de ferramentas matemáticas de otimização, aliadas a dados reais de consumo, permite ganhos financeiros expressivos e maior controle sobre o uso de energia elétrica. Além disso, o estudo se insere em um contexto mais amplo de transição energética e promoção de comunidades de energia, que procuram integrar geração distribuída, compartilhamento de recursos e maior autonomia para consumidores. Essas abordagens descentralizadas reforçam a importância de decisões precisas sobre consumo e contratação de energia, especialmente em ambientes industriais complexos e interdependentes.
Com a difusão dos medidores inteligentes e o avanço das políticas regulatórias voltadas à digitalização e descarbonização do setor, soluções baseadas em dados e modelos analíticos tornam-se instrumentos cada vez mais relevantes. A aplicabilidade direta da pesquisa em cenários industriais reais reforça sua importância prática, acadêmica e social.

## 1.2. MOTIVAÇÃO DA DISSERTAÇÃO

A motivação para a realização deste trabalho está diretamente relacionada com o meu percurso enquanto bolsista do GECAD, afeto ao projeto SATCOMM, e com a oportunidade de participar de forma ativa num contexto de investigação aplicada a problemas reais no setor energético. A integração neste projeto permitiu não só um maior contacto com temas atuais e relevantes no âmbito das comunidades energéticas, como também o envolvimento direto com uma equipe de investigação focada no desenvolvimento de soluções com utilidade prática e de impacto real. Este enquadramento constituiu, por si só, um importante fator de motivação, ao possibilitar que o trabalho desenvolvido em dissertação estivesse alinhado com desafios concretos e com necessidades efetivas de investigação.

Entre os vários temas abordados no âmbito do projeto, a otimização do valor da potência contratada numa comunidade energética na Galiza, Espanha, destacou-se como uma problemática particularmente interessante. Esta relevância resulta do facto de a potência contratada representar um elemento com impacto direto nos custos energéticos, tornando a sua análise e otimização especialmente importantes num contexto em que se procura maximizar a eficiência económica e energética. Assim, a escolha deste tema para a dissertação surgiu de forma natural, por conjugar interesse científico, aplicabilidade prática e potencial contribuição para o trabalho em curso no projeto SATCOMM.

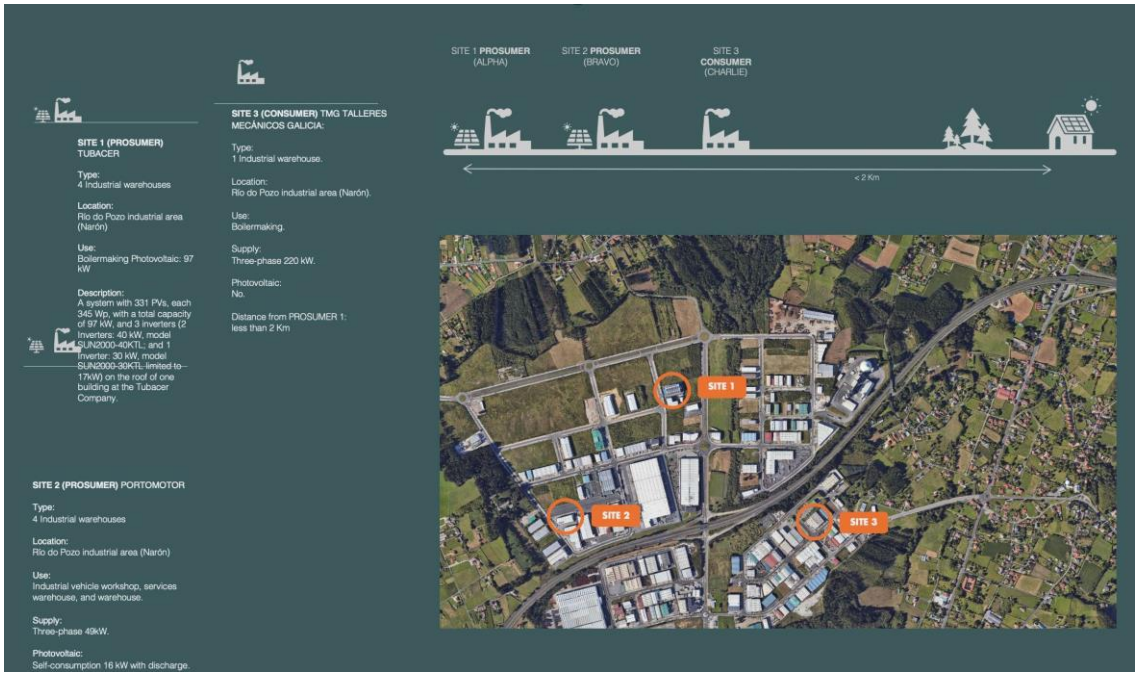
Por outro lado, esta dissertação representou também uma oportunidade de aprofundar conhecimentos técnicos e metodológicos nas áreas da análise de dados, modelação e otimização aplicadas aos sistemas energéticos. Para além da componente académica, o desenvolvimento deste trabalho permitiu reforçar competências relevantes para a atividade de investigação e contribuir de forma concreta para os objetivos da equipe. Neste sentido, a colaboração no projeto SATCOMM revelou-se particularmente motivadora, na medida em que tornou possível associar o trabalho de dissertação a um contexto real de investigação, promovendo simultaneamente o meu crescimento académico, científico e profissional.

O desenvolvimento deste trabalho foi impulsionado pela necessidade enfrentada por empresas industriais espanholas diante da complexidade tarifária vigente. A partir da experiência obtida no projeto SATCOMM, conforme ilustrado na Figura 3, voltado ao desenvolvimento de soluções inteligentes para o setor energético, percebeu-se a necessidade de modelos

matemáticos acessíveis e ajustáveis a diferentes perfis de consumo, capazes de orientar a decisão sobre a potência contratada com base em dados reais.

Dentre as empresas analisadas no âmbito do projeto, três indústrias localizadas na Galícia (denominadas Alpha, Bravo e Charlie) apresentaram perfis distintos de consumo e desafios específicos quanto à gestão de demanda contratada. O contato direto com esse ambiente prático permitiu à pesquisa abordar a questão com realismo e profundidade, resultando em uma proposta metodológica com forte potencial de replicabilidade. A Figura 3 mostra uma vista aérea de localização das 3 empresas analisadas neste trabalho.

Figura 3 – Vista aérea do caso de estudo.




Fonte: Projeto SatComm, Universidade da Coruña

## 1.3. OBJETIVOS

Busca-se, com esta pesquisa, construir um modelo capaz de desenvolver, aplicar e avaliar um modelo de otimização da potência contratada por consumidores industriais, visando à minimização dos custos anuais de fornecimento de energia elétrica, considerando a estrutura tarifária espanhola vigente (tarifa 3.0 TD e 6.1TD), os dados reais de consumo e as penalidades aplicáveis por ultrapassagem de demanda. Para isso, a pesquisa propõe os seguintes objetivos específicos:

- Analisar a estrutura tarifária e os critérios regulatórios aplicáveis aos consumidores industriais na Espanha;

- Construir um modelo matemático baseado em programação não linear para determinar a potência contratada ideal;
- Aplicar o modelo a três empresas industrias reais, comparando os custos simulados e os custos otimizados;
- Avaliar o impacto econômico da otimização da potência contratada e discutir sua viabilidade prática.

## 1.4. ESTRUTURA DO TRABALHO

O trabalho está estruturado da forma mostrada a seguir:

Capítulo 2: Apresenta-se a revisão da literatura e a fundamentação teórica que suporta a pesquisa, abordando a transição energética e o contexto regulatório europeu, com ênfase na estrutura tarifária espanhola (Circular CNMC 3/2020) e nos mecanismos de penalização por excesso de potência. Discutem-se ainda os princípios de otimização energética e os conceitos fundamentais sobre sistemas de armazenamento de energia (BESS) e indicadores de viabilidade económica.

Capítulo 3: Descreve-se a metodologia e a formulação matemática dos modelos de otimização desenvolvidos. O primeiro modelo, foca-se na determinação da potência contratada ótima para minimizar os custos anuais de eletricidade, enquanto o segundo modelo aborda o dimensionamento de um sistema de baterias, considerando eficiências de carga/descarga e restrições operacionais.

Capítulo 4: São mostrados e analisados os resultados obtidos pela aplicação do modelo proposto a três casos de estudo reais (consumidores industriais Alpha, Bravo e Charlie) na região da Galicia. Apresenta-se a comparação entre os custos atuais e otimizados, bem como a avaliação preliminar do impacto da integração de baterias na redução de custos e penalizações.

Capítulo 5: Neste capítulo, apresentam-se as conclusões gerais do estudo, as contribuições da pesquisa para a gestão energética industrial e sugestões de desenvolvimentos futuros, nomeadamente a inclusão de modelos de partilha de energia em comunidades renováveis.

## 1.5. CONTRIBUIÇÕES E PUBLICAÇÕES DA DISSERTAÇÃO

A relevância e a inovação dos modelos e resultados desenvolvidos ao longo desta investigação foram submetidas a exigentes processos de revisão por pares (*peer-review),* atestando a qualidade técnica e o rigor metodológico do trabalho. Este esforço culminou na aceitação,

publicação e apresentação de três artigos científicos em conferências internacionais de prestígio, detalhados a seguir:

- O artigo intitulado "*Contracted Power Optimization for Industrial Energy Consumers in Spain"* (Araujo et al., 2025) foi aceito e publicado na *11th International Conference on Machine Learning, Optimization, and Data Science* (LOD 2025), realizada em Itália. Sendo esse artigo uma das contribuições centrais e diretas da dissertação, o trabalho foi apresentado presencialmente pelo próprio autor.
- Em colaboração estreita com a equipe de investigação, o trabalho *"Optimal sizing of storage using representative days for Spain industrial prosumers*" (Mounier et al., 2025) foi publicado nos anais da prestigiada IEEE PES *Innovative Smart Grid Technologies Europe* (ISGT *Europe* 2025). A apresentação decorreu em Malta (Outubro de 2025), tendo sido conduzida pelo Doutor João Soares, o que reflete a robustez das parcerias académicas estabelecidas.
- Expandindo o âmbito da investigação para o contexto partilhado, o artigo "*Community Energy Sharing evaluation in Spain's SAtComm Pilo*t" (Ramos et al., 2026) foi aceito para apresentação na conferência internacional ELECTRIMACS a decorrer em maio 2026. Neste trabalho foca-se na avaliação e partilha de energia dentro de comunidades de energia, uma extensão natural e atual dos modelos de otimização desenvolvidos.

A aprovação e divulgação destes trabalhos em fóruns científicos de referência mundial, como as conferências tuteladas pela IEEE PES e pela comunidade de Machine Learning e Otimização, assumem uma importância relevante para a disseminação dos resultados principais associados com a dissertação. Estas publicações não representam apenas a disseminação de conhecimento, mas validam internacionalmente as contribuições desta perante a comunidade científica e industrial. O trabalho académico envolvido confirma que as soluções desenvolvidas para prosumidores industriais representam um avanço real e significativo para a transição energética.

# 2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA E REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

## 2.1. A TRANSIÇÃO ENERGÉTICA E O CONTEXTO EUROPEU

A transição energética constitui um dos principais desafios estratégicos da Europa, refletindo o compromisso da União Europeia com a descarbonização da economia, a redução da dependência de combustíveis fósseis e a promoção de um sistema energético mais sustentável, resiliente e eficiente. Neste contexto, têm sido implementadas políticas e metas ambiciosas para o reforço das energias renováveis, da eficiência energética e da eletrificação dos consumos, incentivando simultaneamente o desenvolvimento de modelos mais descentralizados, como as comunidades energéticas, que assumem um papel relevante na participação ativa dos consumidores e na democratização do setor da energia.

Nas últimas décadas, o sistema elétrico europeu tem atravessado um processo profundo de transformação, impulsionado pelos compromissos assumidos no Acordo de Paris (2015) e pelas metas de descarbonização da União Europeia para 2030 e 2050. Esta transição energética visa reduzir a dependência de combustíveis fósseis, aumentar a participação de fontes renováveis e promover a eficiência no consumo de energia (União Europeia, 2021).

No contexto europeu, a transição energética tem sido impulsionada por diretrizes comunitárias que promovem a descarbonização, a expansão das energias renováveis e a participação ativa dos consumidores no mercado de energia. A Diretiva (UE) 2018/2001 e a Diretiva (UE) 2019/944 reforçam o papel das comunidades de energia e do autoconsumo como instrumentos centrais dessa transformação (União Europeia, 2018a; União Europeia, 2019).

No caso de Espanha, este processo tem sido conduzido de forma estruturada através do *Plan Nacional Integrado de Energía y Clima* (PNIEC), que define objetivos claros de redução de emissões. Complementarmente, a regulamentação recente, nomeadamente o Real Decreto 244/2019, veio regulamentar o autoconsumo e estabelecer as bases para a emergência de novos paradigmas energéticos, como o autoconsumo coletivo e as comunidades de energia. Este novo quadro legal procura descentralizar a geração e envolver ativamente consumidores e prosumidores, transformando a otimização em um exercício que vai além da redução individual de custos com a rede para incluir a gestão colaborativa de recursos.

Neste cenário, Cui et al. (2019) propõem que *frameworks* eficientes de partilha de energia *peer-to-peer* (P2P), tornam-se essenciais para coordenar numerosos prosumidores numa comunidade. Embora o foco principal deste trabalho seja a otimização da potência contratada individual, a compreensão destes mecanismos de interação comunitária é fundamental para contextualizar a evolução futura da gestão energética industrial, onde a flexibilidade contratual

será um ativo transacionável. Essas transformações exigem novas abordagens de gestão energética, especialmente no setor industrial, onde o custo da energia representa parcela significativa das despesas operacionais. Nesse contexto, a otimização da potência contratada e a adequação tarifária tornam-se ferramentas estratégicas para a competitividade e sustentabilidade econômica das empresas.

## 2.2. ESTRUTURA TARIFÁRIA ESPANHOLA E REGULAMENTAÇÃO DA CNMC

A *Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia* (CNMC) publicou, em 2020, a Circular 3/2020, que reformulou completamente a estrutura tarifária de energia elétrica na Espanha. Essa normativa definiu um novo sistema de tarifas e períodos horários, com o objetivo de promover o uso mais eficiente da rede e incentivar o deslocamento de consumo para horários de menor demanda. Na Figura 4 aparece o modelo tarifário espanhol onde pode-se observar 6 tarifas diferentes.

Figura 4 – Modelo tarifário espanhol.

| Hora | January | February | March | April | May | June | July | August | September | October | November | December |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 0-1 | P6 | P6 | P6 | P6 | P6 | P6 | P6 | P6 | P6 | P6 | P6 | P6 |
| 1-2 | P6 | P6 | P6 | P6 | P6 | P6 | P6 | P6 | P6 | P6 | P6 | P6 |
| 2-3 | P6 | P6 | P6 | P6 | P6 | P6 | P6 | P6 | P6 | P6 | P6 | P6 |
| 3-4 | P6 | P6 | P6 | P6 | P6 | P6 | P6 | P6 | P6 | P6 | P6 | P6 |
| 4-5 | P6 | P6 | P6 | P6 | P6 | P6 | P6 | P6 | P6 | P6 | P6 | P6 |
| 5-6 | P6 | P6 | P6 | P6 | P6 | P6 | P6 | P6 | P6 | P6 | P6 | P6 |
| 6-7 | P6 | P6 | P6 | P6 | P6 | P6 | P6 | P6 | P6 | P6 | P6 | P6 |
| 7-8 | P6 | P6 | P6 | P6 | P6 | P6 | P6 | P6 | P6 | P6 | P6 | P6 |
| 8-9 | P2 | P2 | P3 | P5 | P5 | P4 | P2 | P4 | P4 | P5 | P3 | P2 |
| 9-10 | P1 | P1 | P2 | P4 | P4 | P3 | P1 | P3 | P3 | P4 | P2 | P1 |
| 10-11 | P1 | P1 | P2 | P4 | P4 | P3 | P1 | P3 | P3 | P4 | P2 | P1 |
| 11-12 | P1 | P1 | P2 | P4 | P4 | P3 | P1 | P3 | P3 | P4 | P2 | P1 |
| 12-13 | P1 | P1 | P2 | P4 | P4 | P3 | P1 | P3 | P3 | P4 | P2 | P1 |
| 13-14 | P1 | P1 | P2 | P4 | P4 | P3 | P1 | P3 | P3 | P4 | P2 | P1 |
| 14-15 | P2 | P2 | P3 | P5 | P5 | P4 | P2 | P4 | P4 | P5 | P3 | P2 |
| 15-16 | P2 | P2 | P3 | P5 | P5 | P4 | P2 | P4 | P4 | P5 | P3 | P2 |
| 16-17 | P2 | P2 | P3 | P5 | P5 | P4 | P2 | P4 | P4 | P5 | P3 | P2 |
| 17-18 | P2 | P2 | P3 | P5 | P5 | P4 | P2 | P4 | P4 | P5 | P3 | P2 |
| 18-19 | P1 | P1 | P2 | P4 | P4 | P3 | P1 | P3 | P3 | P4 | P2 | P1 |
| 19-20 | P1 | P1 | P2 | P4 | P4 | P3 | P1 | P3 | P3 | P4 | P2 | P1 |
| 20-21 | P1 | P1 | P2 | P4 | P4 | P3 | P1 | P3 | P3 | P4 | P2 | P1 |
| 21-22 | P1 | P1 | P2 | P4 | P4 | P3 | P1 | P3 | P3 | P4 | P2 | P1 |
| 22-23 | P2 | P2 | P3 | P5 | P5 | P4 | P2 | P4 | P4 | P5 | P3 | P2 |
| 23-24 | P2 | P2 | P3 | P5 | P5 | P4 | P2 | P4 | P4 | P5 | P3 | P2 |

Legenda: P1 P2 P3 P4 P5 P6

Fonte: Próprio autor

A estrutura tarifária para consumidores industriais foi reformulada pela CNMC, dividindo-se em categorias conforme o nível de tensão e o consumo anual. As tarifas mais relevantes para empresas industriais são as 3.0TD e 6.1TD, que se aplicam a consumidores em médias e altas tensões. A tarifa 3.0TD, por exemplo, é dividida em seis períodos (P1 a P6), com preços mais altos durante os períodos de pico de demanda (P1 e P2), e mais baixos durante os períodos de

menor consumo (P4 a P6). A tarifa 6.1TD é voltada para consumidores de maior porte e envolve uma estrutura tarifária também dividida em períodos, mas com um custo unitário diferenciado para a potência contratada.

Cada tarifa é dividida em seis períodos horários (P1 a P6), variando de acordo com o mês, de modo que os períodos de ponta (P1 e P2) apresentam custos mais elevados de energia e de potência contratada. A Circular também introduziu novas regras para o cálculo das penalizações por excesso de demanda, tornando ainda mais importante o correto dimensionamento da potência contratada. O consumo superior à potência acordada gera penalidades financeiras automáticas, enquanto a subcontratação pode levar à perda de flexibilidade operacional e risco de interrupção.

Além da Circular, o Real Decreto 1183/2020 complementa a regulamentação ao definir as condições de acesso e conexão às redes elétricas, consolidando o marco legal que sustenta o atual modelo tarifário espanhol. Esse conjunto normativo cria o ambiente necessário para o desenvolvimento de ferramentas de otimização energética e de planejamento contratual, como o modelo proposto neste trabalho.

## 2.3. OTIMIZAÇÃO ENERGÉTICA E GESTÃO DA POTÊNCIA CONTRATADA

A gestão eficiente da energia elétrica envolve a análise detalhada dos perfis de consumo, das tarifas aplicáveis e das condições de operação dos consumidores. A otimização da potência contratada consiste em determinar o valor ótimo da potência a ser acordada com a distribuidora, minimizando o custo total de energia ao longo de um período, sem comprometer a confiabilidade da operação industrial.

No contexto de sistemas energéticos locais e comunidades de energia, técnicas de otimização têm sido amplamente empregadas para reduzir custos e apoiar decisões de operação e adesão de participantes. Em comunidades locais, Tolnai et al. (2025) comparam algoritmos de otimização de custos aplicados a Local *Energy Communities*, fornecendo uma base de comparação entre abordagens. Em sistemas locais do tipo microgrid, Dolara et al. (2017) apresentam uma análise comparativa entre um modelo baseado em programação linear (LP) e outro baseado em programação inteira mista (MIP), evidenciando os *trade-offs* entre simplificação/eficiência computacional e maior detalhe na modelagem. Já no contexto explícito

de *Energy Communities* no quadro regulatório europeu, De Santi et al. (2022) aplicam um modelo de otimização MILP para avaliar condições que favorecem a participação de prosumidores em uma comunidade, usando um estudo de caso italiano alinhado ao arcabouço europeu (RED II).

Estudos como os de Fernández et al. (2013) e Alcayde et al. (2019) mostraram que ajustes contratuais baseados em dados históricos podem reduzir significativamente o custo anual de energia, especialmente quando combinados com perfis horários detalhados.
Entretanto, estes trabalhos revisados neste estudo assumem condições simplificadas, como tarifas fixas ou ausência de restrições de penalização. O modelo desenvolvido nesta pesquisa, diferencia-se por utilizar dados reais de empresas industriais espanholas, aplicando a estrutura tarifária da Circular 3/2020 e integrando as penalidades e limites horários de forma explícita. Além disso, a implementação foi realizada em Python, utilizando o pacote Pyomo e o solucionador IPOPT, o que permite flexibilidade na formulação e integração futura com novos elementos, como sistemas de armazenamento e modelos de partilha de energia.

A otimização do valor da potência contratada assume uma importância fundamental para os consumidores de eletricidade, uma vez que permite adequar a capacidade contratada às reais necessidades de consumo, evitando custos desnecessários associados a sobredimensionamentos e reduzindo o risco de penalizações ou limitações operacionais em situações de subdimensionamento. Esta gestão mais eficiente traduz-se numa redução direta dos encargos na fatura elétrica e numa utilização mais racional dos recursos energéticos, contribuindo não só para a sustentabilidade económica dos consumidores, mas também para uma maior eficiência do sistema elétrico. Assim, otimizar a potência contratada constitui uma medida estratégica que alia benefício económico, eficiência energética e melhor adaptação aos novos desafios da transição energética.

## 2.4. TRABALHOS CORRELATOS E DIFERENCIAL DA PESQUISA

Uma revisão abrangente do panorama académico das comunidades de energia na Europa é apresentada por Gianaroli et al. (2024)**,** que sistematiza as principais linhas de investigação e identifica lacunas relevantes no campo. A otimização do consumo energético em ambientes industriais tem sido amplamente estudada, em resposta à crescente complexidade dos sistemas energéticos e à necessidade de reduzir custos operacionais. Diversos trabalhos propõem

modelos de otimização para apoiar decisões de gestão da energia, planejamento do consumo e operação eficiente de sistemas energéticos industriais.

Em particular, técnicas de otimização matemática têm sido aplicadas para melhorar a gestão de sistemas energéticos industriais e a coordenação de diferentes recursos energéticos. Li et al. (2017) apresentam uma estratégia de gestão energética para micro redes industriais com elevada penetração de energias renováveis, demonstrando que algoritmos de otimização podem reduzir custos operacionais e melhorar a eficiência energética. De forma semelhante, Liu, Wang e Wang (2017) propõem um modelo de gestão energética distribuída para micro redes com sistemas de cogeração e mecanismos de resposta da procura, evidenciando o papel da otimização na coordenação de múltiplos recursos energéticos. Além disso, Alam et al. (2015) desenvolvem um sistema de gestão energética para micro redes que coordena a interação entre rede principal, armazenamento e fontes renováveis, minimizando custos operacionais e aumentando a eficiência global do sistema.

Alguns estudos abordam especificamente a otimização da potência contratada em sistemas tarifários com penalizações por ultrapassagem de demanda. Alcayde et al. (2019) propõem uma metodologia baseada em algoritmos genéticos para determinar níveis ótimos de potência contratada em diferentes períodos tarifários, demonstrando reduções significativas nos custos de eletricidade para grandes consumidores no contexto espanhol. De forma semelhante, Lezaun et al. (2017) utilizam dados reais de consumo anual de consumidores industriais em Espanha para calcular níveis ótimos de potência contratada, mostrando que o ajuste contratual ao perfil real de carga gera reduções relevantes nos custos energéticos. Mais recentemente, Ordóñez et al. (2023) analisam o impacto da geração fotovoltaica na redução de encargos de potência em indústrias espanholas, evidenciando que a combinação entre otimização da potência contratada e geração distribuída pode diminuir de forma expressiva os custos associados às tarifas de demanda.

Apesar desses avanços, grande parte da literatura foca-se na operação de micro redes ou na gestão energética geral, sem tratar de forma aprofundada a otimização da potência contratada no contexto específico das estruturas tarifárias aplicáveis a consumidores industriais. Além disso, muitos modelos recorrem a cenários simulados ou dados genéricos, o que limita a aplicação direta em enquadramentos regulatórios concretos, como o sistema tarifário espanhol pós-circular 3/2020.

O presente estudo distingue-se por aplicar um modelo de otimização direcionado à potência contratada no contexto do sistema tarifário espanhol atualizado, utilizando dados reais de consumo de três empresas industriais localizadas na Galícia (Alpha, Bravo e Charlie). O modelo permite avaliar os impactos económicos e operacionais da escolha da potência contratada e foi concebido de forma flexível, permitindo futura expansão para cenários com integração de sistemas de armazenamento e mecanismos de partilha de energia. Esses elementos conferem a esta pesquisa uma contribuição prática e científica relevante, oferecendo uma ferramenta replicável para outros contextos industriais europeus.

A transição energética tem impulsionado não apenas a adoção de sistemas de armazenamento individuais, mas também a integração de Sistemas de Armazenamento de Energia em Baterias (BESS) como elementos centrais para a segurança e eficiência da rede, uma necessidade fortemente destacada pela Agência Internacional de Energia (IEA, 2024). Mais recentemente, o dimensionamento ótimo destas tecnologias tem atraído crescente atenção da literatura no contexto das comunidades de energia empresarial e industrial. Diversos estudos demonstram que a partilha de recursos de armazenamento e a integração de vetores energéticos entre múltiplos prosumidores permite maximizar a taxa de autoconsumo local e reduzir de forma substancial os custos globais do sistema (Marocco et al., 2021; Wang et al., 2022; Ye et al., 2024).

Além dos ganhos diretos na arbitragem de energia, a gestão coordenada do BESS nestas comunidades oferece vantagens técnicas cruciais, destacando-se a mitigação conjunta de penalizações tarifárias por excesso de demanda. Contudo, a literatura evidencia que a modelagem matemática para a otimização de sistemas híbridos frequentemente recorre a formulações de Programação Linear Inteira Mista (MILP), o que acarreta uma elevada complexidade e exigência computacional (Till et al., 2003), especialmente quando aplicadas a estruturas tarifárias complexas de seis períodos com restrições de não-decrescimento.

É neste contexto de lacuna metodológica, onde a precisão operacional colide com o elevado esforço de simulação, que a presente dissertação se insere. Ao formular o problema como uma Programação Não Linear (PNL) e utilizando métodos de pontos interiores para a resolução (Potra; Wright, 2000), propõe-se uma abordagem baseada em dias representativos capaz de

viabilizar o dimensionamento ótimo de baterias em tempo útil, superando os desafios computacionais tradicionais com aplicação direta no setor industrial.

## 2.5. PERSPECTIVAS PARA COMUNIDADES DE ENERGIA E MODELOS DE PARTILHA

O conceito de comunidades de energia consolidou-se no contexto europeu como uma das principais estratégias para promover a descentralização da geração elétrica e ampliar a participação ativa dos consumidores no mercado energético, especialmente após a aprovação do pacote legislativo "*Clean Energy for All Europeans*" e das Diretivas (UE) 2018/2001 e 2019/944 (União Europeia, 2018; 2019). Esse modelo passou a integrar as políticas energéticas de diversos Estados-Membros. Nesse cenário, a Espanha acompanhou essa evolução regulatória, incorporando o conceito ao seu ordenamento jurídico e promovendo o desenvolvimento de iniciativas de autoconsumo coletivo e comunidades energéticas. Essas comunidades permitem o autoconsumo coletivo e a partilha de excedentes energéticos, conforme previsto no Real Decreto 244/2019.

Embora este tema seja explorado em maior profundidade na segunda etapa da dissertação, é importante destacá-lo aqui como uma perspectiva de evolução natural do modelo desenvolvido. A integração de sistemas de otimização contratual com modelos de partilha poderá permitir, futuramente, o uso colaborativo da energia excedente e a redução conjunta de custos entre múltiplos consumidores industriais.

Assim, em Espanha, as perspectivas para as comunidades de energia e para os modelos de partilha são bastante promissoras, acompanhando a crescente necessidade de promover um sistema energético mais descentralizado, participativo e sustentável. A valorização do autoconsumo coletivo, aliada ao enquadramento favorável à integração de energias renováveis, cria condições para o desenvolvimento de comunidades capazes de aumentar a eficiência no uso da energia, reduzir custos para os seus membros e reforçar a autonomia energética local. Neste contexto, os modelos de partilha poderão assumir um papel central, uma vez que permitem distribuir de forma mais equilibrada os benefícios da produção e do consumo, incentivando uma gestão mais inteligente e colaborativa dos recursos. Com efeito, o caso espanhol revela-se particularmente relevante como exemplo da evolução do setor elétrico para soluções mais flexíveis, inclusivas e alinhadas com os objetivos da transição energética

# 3. METODOLOGIA E FORMULAÇÃO MATEMÁTICA

## 3.1. ESTRUTURA GERAL DA METODOLOGIA

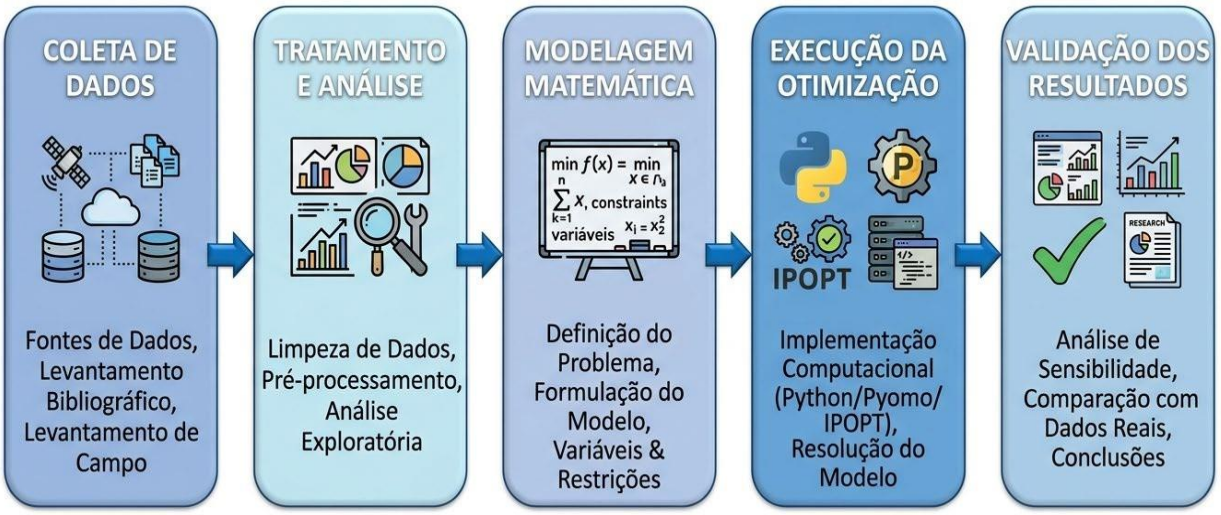
A metodologia adotada neste trabalho baseou-se na aplicação de modelos matemáticos de otimização para apoiar a tomada de decisão relativa à gestão de energia elétrica em consumidores industriais. O estudo incidiu na otimização da potência contratada e na avaliação da viabilidade de integração de sistemas de armazenamento de energia (BESS). A exploração de um modelo de partilha de energia entre consumidores foi perspectivada como trabalho futuro. Neste sentido, o estudo estruturou-se em duas vertentes principais:

1. Otimização da potência contratada, com base na estrutura tarifária definida pela CNMC (Circular 3/2020), procurando identificar o valor ótimo da potência em cada período tarifário, de modo a minimizar o custo anual de energia elétrica sem comprometer a operação industrial;
2. Avaliação da integração de sistemas de armazenamento (BESS), com o objetivo de determinar o dimensionamento ótimo de um sistema de baterias e analisar a sua viabilidade económica dentro do mesmo ambiente tarifário.

Por fim, o desenvolvimento e a implementação de um modelo de partilha de energia entre diferentes instalações industriais são propostos como uma via de investigação futura, dando continuidade às conclusões retiradas nesta dissertação.

A Figura 5 apresenta o fluxograma geral da metodologia proposta, evidenciando as principais etapas do modelo de pesquisa, desde a coleta de dados até a análise dos resultados. A etapa de modelagem matemática compreende a formulação do problema de otimização, cuja função objetivo consiste na minimização do custo total de energia — englobando os custos de energia consumida, de potência contratada e de penalizações por ultrapassagem. O modelo está sujeito a restrições que garantem a viabilidade técnica e regulatória da solução, nomeadamente: a ordenação decrescente das potências contratadas por período tarifário ($P1 \geq P2 \geq ... \geq P6$), conforme exigido pela CNMC; os limites operacionais do sistema de armazenamento em baterias (BESS), incluindo as restrições de estado de carga (SOC) e de potência de carga e descarga; e o balanço energético entre a rede, a geração fotovoltaica e a bateria.

Figura 5 – Fluxograma metodológico da pesquisa.




Fonte: Próprio autor

## 3.2. DADOS E FONTES UTILIZADAS

O modelo foi desenvolvido e testado com base em dados reais de três empresas industriais localizadas na região da Galícia, Espanha, denominadas *Alpha*, *Bravo e Charlie*. Para garantir a precisão e aplicabilidade do modelo, os dados de consumo elétrico foram coletados por meio de medições horárias ao longo de 12 meses. Esses dados foram tratados estatisticamente para eliminar *outliers* e preencher valores ausentes utilizando médias móveis, garantindo a integridade e confiabilidade dos dados para análise.

As informações foram obtidas por meio de medições horárias de consumo elétrico ao longo de um período de 12 meses, compreendendo diferentes estações do ano e condições operacionais. Os dados tarifários utilizados correspondem à *Circular CNMC 3/2020*, que define os custos de energia e potência contratada para os períodos P1 a P6**,** conforme o tipo de tarifa aplicável (no caso das empresas estudadas, tarifas 6.1TD e 3.0TD**).**

As principais entradas do modelo são:

- Perfil horário de consumo de energia elétrica (kWh);
- Tarifas de compra de energia (€/kWh) e potência por período (€/kW);
- Penalidades por excesso de demanda;
- Custos médios de energia em cada faixa horária.

Antes da modelagem, os dados foram tratados estatisticamente, removendo *outliers* e substituindo valores ausentes por médias móveis. As séries horárias foram agregadas em períodos representativos de 15 minutos para compatibilizar com a resolução tarifária e reduzir o tempo de processamento computacional.

## 3.3. FORMULAÇÃO MATEMÁTICA – MODELO 1 (OTIMIZAÇÃO DA POTÊNCIA CONTRATADA)

O Modelo 1 considera a estrutura tarifária baseada em seis períodos horários (P1 a P6), conforme definido pela Circular CNMC 3/2020. Esses períodos representam faixas temporais distintas ao longo do dia e do ano, às quais estão associados diferentes valores unitários para o termo de potência contratada e para o termo de energia.

Cada período possui um preço específico de potência (€/kW) e de energia (€/kWh), sendo que os períodos de maior criticidade do sistema apresentam custos superiores em relação aos períodos de menor demanda. No modelo, a potência contratada é definida individualmente para cada período, refletindo essa segmentação tarifária.

A formulação matemática é apresentada a seguir.

Custo de energia em cada mês *m*:

$$CostE_m = \sum_{p=1}^{6} \sum_{t=T0_m}^{Tend_m} TE_{m,p} \cdot Egrid[t] \quad (1)$$

Onde:

- $TE_{m,p}$: Preço da eletricidade definido mensalmente *m* para cada intervalo *p*
- *Egrid[t]*: Energia comprada da rede em cada período de tempo *t*

Custo de potência contratada em cada mês *m*:

$$CostPC_m = \sum_{p=1}^{6} TP_p \cdot Pc_p \cdot Nbdays_m \quad (2)$$

Onde:

- $TP_p$: Preço da potência contratada definido anualmente para cada intervalo $p$
- $Pc_p$: Potência contratada para cada intervalo $p$ (variável de decisão)
- $Nbdays_m$: Número de dias do mês $m$

Custo de penalização na fatura de potência em excesso:

$$CostPena_m = \sum_{p=1}^{6} K_p \cdot tep \sqrt{\sum_t f[t]} \quad (3)$$

Onde:

- $K_p$: Razão definida pelo Estado para cada intervalo $p$
- tep: Coeficiente definido pelo Estado anualmente na Circular 3/2020

E $f(t)$ é definida como:

$$f(t) = \begin{cases} (Pgrid[t] - Pc_p)^2 & \text{se } Pgrid[t] - Pc_p > 0 \\ 0 & \end{cases} \quad (4)$$

**Nota:** A potência contratada é a única variável de decisão.

O custo de penalização foi reescrito matematicamente utilizando a função valor absoluto para reduzir o tempo de resolução:

$$CostPena_m = \sum_{p=1}^{6} K_p \cdot tep \sqrt{\sum_t \frac{Pgrid[t] - Pc_p + |Pgrid[t] - Pc_p|}{2}^2} \quad (5)$$

Onde:

- $Pgrid[t]$: Potência de rede atingida em cada período $t$

Esta formulação equivalente mantém o comportamento computacional enquanto potencialmente melhora a eficiência do solver.

A função objetivo para minimizar o custo anual fica:

$$Min\ AnnualCost(Pc_1, \dots, Pc_6) = \sum_{m=1}^{12} CostE_m + CostPC_m + CostPena_m \qquad (6)$$

As variáveis de decisão devem satisfazer a seguinte restrição:

$$0 \leq Pc_1 \leq Pc_2 \leq \cdots \leq Pc_6 \quad \forall \mathrm{m} \qquad (7)$$

O problema é não linear devido às penalidades e foi resolvido utilizando o solucionador IPOPT através do ambiente Pyomo (Python)**,** que permite flexibilidade na implementação e análise de cenários.

## 3.4. FORMULAÇÃO MATEMÁTICA – MODELO 2

O Modelo 2 complementa o Modelo 1 com a introdução de um sistema de armazenamento de energia em baterias (BESS). O objetivo é determinar simultaneamente a capacidade ótima da bateria e o perfil de operação da potência ao longo do ano, minimizando o custo anual total de eletricidade incluindo o custo anualizado do investimento na bateria (Mounier et al., 2025). O modelo é formulado como um problema de programação não linear (PNL). Mounier et al. (2025) demonstram que este problema é convexo, garantindo que qualquer mínimo local é igualmente o mínimo global, tornando o método de ponto interior (IPOPT) matematicamente suficiente para obter a solução ótima. O modelo de bateria adotado é o modelo linear proposto por Pozo (2022), selecionado pela sua eficiência computacional e adequação ao objetivo de dimensionamento anual. Para impedir carga e descarga simultâneas sem variáveis binárias, adiciona-se um termo de penalização à função objetivo.
O custo total anual, incluindo o investimento no BESS, é a função objetivo a minimizar:

$$Min\ ObOO = AnnualCost + Invest(C_b) \cdot \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} + \alpha \sum_t P\,c[t]\ \cdot P_d[t] \qquad (8)$$

Onde:

- $AnnualCost$: custo total anual da operação do sistema, definido na equação (6), composto pelas parcelas de energia, potência contratada e penalizações por excesso de potência;
- $Invest(C_b)$: custo total de investimento na bateria (€), função linear da capacidade instalada $C_b$ e do preço unitário de instalação (€/kWh). O fator $\frac{i\cdot(1+i)^n}{(1+i)^n-1}$ é o fator de recuperação de capital, que converte o investimento numa prestação anual equivalente;
- $C_b$: capacidade máxima de armazenamento da bateria (kWh), variável de decisão primária do Modelo 2;
- $i$: taxa de retorno do investimento considerada (10%);

- $n$: vida útil projetada para o sistema de armazenamento (10 anos);
- $\alpha$: parâmetro de penalização auxiliar (adimensional), escolhido de forma a garantir que o termo de penalização seja desprezável face ao custo total ($PenaBat \ll ObOO$), assegurando que a função objetivo reflecte fielmente o custo real na solução ótima. Neste estudo utiliza-se $\alpha = 1$;
- $P_c[t]$: potência de carga da bateria no instante $t$ (kW); variável de decisão que representa a potência injectada na bateria pelo prosumidor;
- $P_d[t]$: potência de descarga da bateria no instante $t$(kW); variável de decisão que representa a potência extraída da bateria para consumo;
- $\sum_t P_c\ [t] \cdot P_d[t]$: termo de penalização para evitar carga e descarga simultâneas sem recurso a variáveis binárias. Na solução ótima, este produto é sempre próximo de zero ($<10^{-10}$), confirmado nos resultados computacionais (Seção 4.7.2).

A bateria caracteriza-se pela capacidade máxima $C_b$ (kWh), eficiências de carregamento e descarregamento, $\eta_{ch\ e}\ \eta_{dch}$, e taxas máximas de carga/descarga *ch*Rate e *dc*hRate ($h^{-1}$).
Limites de potência:

$$P_c[t] \leq C_b \cdot chRate \quad \forall t \tag{9a}$$

$$P_d[t] \leq C_b \cdot dchRate \quad \forall t \tag{9b}$$

Dinâmica do estado de carga (SOC), com $\Delta t = 0{,}25\ h$:

$$SOC[t] = SOC[t-1] + (P_c[t] \cdot \eta_{ch} - \frac{P_d[t]}{\eta_{dch}}) \cdot \Delta t \tag{10}$$

Balanço de energia da rede:

$$E_{rede}[t] = E_{cons}[t] - E_{prod}[t] + (P_c[t] - P_d[t]) \cdot \Delta t \tag{11}$$

Onde $E_{cos}[t]$ é a energia consumida e $E_{prod}[t]$ a produzida pelo sistema fotovoltaico no instante *t.*

O estado de carga da bateria é limitado entre 20% e 100% da capacidade máxima, de forma a preservar a vida útil do sistema e evitar descargas profundas.

$$0{,}2 \cdot C_b \leq SOC[t] \leq C_b \quad \forall t \tag{12}$$

$$SOC[t_0] = SOC_0 \cdot C_b \qquad SOC[t_f] = SOC_f \cdot C_b \tag{13}$$

Decomposição das variáveis auxiliares:

$$E^{+}_{rede}[t] - E^{-}_{rede}[t] = E_{rede}[t] \tag{14}$$

$$P^{+}_{pena}[t,p] - P^{-}_{pena}[t,p] = \frac{E_{rede}[t]}{\Delta t} - P^{contr}_{p} \tag{15}$$

Quando o lado direito de (14) é positivo, apenas $E^{+}_{rede}[t]$ assume valor positivo (compra de energia); quando negativo, apenas $E_{rede}[t]$ é positivo (venda). A mesma lógica aplica-se a (15) para a penalização.

## 3.5. METODOLOGIA DOS DIAS REPRESENTATIVOS

A resolução de um modelo de Programação Não Linear (PNL) para a otimização simultânea de capacidade e operação ao longo de um ano completo (8760 horas, frequentemente com resoluções de 15 minutos ou 1 hora) exige um esforço computacional massivo. Para viabilizar a resolução do Modelo 2 em tempo útil, sem perda significativa de precisão, adotou-se uma metodologia de redução de dados baseada em dias representativos (Mounier et al., 2025). Esta abordagem permite condensar os 365 dias do ano num conjunto muito menor (neste estudo, fixado em 60 dias representativos), mantendo as características essenciais de consumo e produção fotovoltaica.

O processo de extração dos dias representativos foi estruturado num fluxo de quatro passos metodológicos:

- Normalização e Pré-processamento: Os dados históricos de consumo e produção fotovoltaica são normalizados para garantir que ambas as séries temporais tenham o mesmo peso relativo durante o processo de agrupamento;

- Agrupamento (Clustering): Aplicou-se o algoritmo de K-means para agrupar os dias com perfis semelhantes em 60 clusters. Em vez da tradicional Distância Euclidiana, optou-se pela métrica Dynamic Time Warping (DTW). O DTW é particularmente eficaz em séries temporais de energia, pois consegue alinhar perfis que apresentam formas semelhantes, mas que estão ligeiramente desfasados no tempo (por exemplo, picos de consumo ou de irradiação solar que ocorrem uma ou duas horas mais cedo ou mais tarde em dias diferentes).
- Seleção do Perfil Representativo: Uma vez definidos os clusters, é necessário definir qual será o perfil exato de 24 horas que representará todo o grupo. Mounier et al. (2025) compararam três abordagens distintas:
- Método da Média (Mean): Calcula a média de cada instante de tempo. Tende a suavizar os picos de potência, o que em problemas de contratação de potência resulta num subdimensionamento perigoso.
- Método do Medoide (Medoid): Seleciona o dia histórico real mais próximo do centro do cluster. Preserva a dinâmica física do sistema, mas pode deixar escapar picos extremos que ocorreram noutros dias do mesmo grupo.
- Método do Máximo (Max): Constrói um dia sintético composto pelos valores máximos registados em cada instante (t) entre todos os dias pertencentes ao cluster.
- Reconstrução e Ponderação: Cada dia representativo recebe um peso ($Nd_m$) correspondente ao número de dias reais que compõem o seu cluster. Este peso é inserido na função objetivo do modelo de otimização para garantir que o balanço financeiro e energético anual seja matematicamente coerente.

Para a otimização da potência contratada e do BESS, foi selecionado o Método do Máximo (Max). Esta escolha justifica-se pelo facto de o problema estudado depender da correta representação dos picos de consumo, uma vez que são esses extremos que condicionam simultaneamente o valor ótimo da potência contratada e o risco de penalizações por excesso de potência. Métodos baseados em perfis médios tendem a suavizar esses picos, podendo conduzir a soluções artificialmente otimistas e a um subdimensionamento contratual. Em contrapartida, o Método Max preserva os valores extremos de cada cluster, representando de forma mais fiel as condições críticas de operação. Além disso, Mounier et al. (2025) mostraram que este método apresentou desvio inferior a 1% face à simulação anual completa, superando os métodos baseados em razão e em *barycenter*, razão pela qual foi adotado nesta dissertação.

## 3.6. MODELO DE PARTILHA DE ENERGIA

Em alinhamento com o Real Decreto 244/2019**,** que estabelece as bases para o autoconsumo coletivo e as comunidades de energia renovável, prevê-se uma etapa adicional nesta pesquisa:

o desenvolvimento de um modelo de partilha de energia. Esse modelo permitirá avaliar como a energia excedente de uma instalação industrial pode ser redistribuída entre múltiplos consumidores participantes de uma comunidade de energia, reduzindo custos coletivos e aumentando a eficiência global do sistema.

## 3.7. FERRAMENTAS COMPUTACIONAIS

Para a implementação do modelo matemático, foi selecionada a linguagem de programação Python 3.12, escolhida pela sua versatilidade e pelo robusto ecossistema de bibliotecas para análise de dados. A formulação do problema de otimização foi realizada através do pacote Pyomo, uma ferramenta de modelação algébrica de código aberto, utilizando o solucionador IPOPT para a resolução de problemas não lineares.

Conforme descrito por Hart et al. (2011) e Bynum et al. (2021), o Pyomo destaca-se por permitir uma separação clara entre a formulação abstrata do modelo (variáveis, restrições e função objetivo) e os dados concretos do problema. Esta arquitetura facilita a depuração e validação, conferindo ao modelo a flexibilidade necessária para testar diferentes cenários e integrar módulos futuros, como o dimensionamento de baterias ou a partilha de energia.

Adicionalmente, foram empregadas as bibliotecas Pandas, NumPy e Matplotlib para o tratamento de dados, manipulação de matrizes e visualização gráfica dos resultados. Os experimentos foram executados num computador com processador Intel Core i7, 16 GB de memória RAM e sistema operacional Windows 11, garantindo um tempo de execução adequado e estabilidade na solução dos modelos.

## 3.8. VALIDAÇÃO DOS RESULTADOS

A validação dos resultados foi conduzida por meio da comparação entre os valores de potência contratada obtidos pelo modelo e os valores reais utilizados pelas empresas.
Os resultados foram considerados consistentes quando o erro relativo entre o consumo real e o consumo otimizado permaneceu inferior a 5%**,** e quando o custo total anual apresentou redução em relação ao contrato original.

Além disso, foram verificados os seguintes critérios:

- Cumprimento dos limites tarifários e períodos horários;
- Redução das penalidades por ultrapassagem;
- Comportamento coerente das variáveis de decisão em diferentes cenários.

Este capítulo descreve a metodologia e a formulação matemática que estruturam a dissertação, apresentando os dois modelos de otimização aplicados à gestão energética de consumidores industriais estudados e localizados no norte de Espanha. A primeira abordagem voltada para a determinação da potência contratada ótima em cada período tarifário, e a segunda abordagem proposta orientada para o dimensionamento e avaliação económica de sistemas de armazenamento em baterias. Com base em dados reais de consumo recolhidos ao longo de doze meses, o capítulo define as principais variáveis, restrições e funções objetivo, incorporando, ainda, a metodologia de dias representativos para reduzir o esforço computacional sem comprometer a fidelidade dos resultados. São, também, descritas as ferramentas computacionais utilizadas, nomeadamente Python, Pyomo e IPOPT, bem como os critérios de validação adotados, reforçando, de certo modo, a aplicabilidade prática da abordagem proposta.

# 4. RESULTADOS E DISCUSSÃO

## 4.1. INTRODUÇÃO AOS ESTUDOS DE CASO

O modelo proposto foi aplicado a consumidores industriais localizados na região da Galícia, Espanha, identificados como Alpha, Bravo e Charlie. Estas empresas atuam em setores distintos, com diferentes perfis de consumo e enquadramento tarifário, o que possibilitou avaliar a eficiência e a adaptabilidade do modelo em múltiplos cenários reais. Para a análise específica da integração de Sistemas de Armazenamento de Energia em Baterias (BESS), o estudo focou-se detalhadamente nos perfis contrastantes da Alpha e da Bravo.A figura 6 mostra a empresa Alpha que atua há mais de 30 anos no setor de construção e manutenção industrial, com especialização em caldeiraria, montagem de plantas de cogeração e manutenção de instalações industriais e navais. Localizada em Narón, opera em uma área aproximada de 6.000 m² e conta com cerca de 150 colaboradores.O perfil de consumo energético da Alpha caracteriza-se por elevada variabilidade ao longo do ano, em função da natureza dos projetos industriais executados, que envolvem processos de soldagem, corte e montagem com alta demanda de potência instantânea. Esses fatores resultam em picos de carga significativos, tornando a gestão da potência contratada um elemento estratégico para a redução de penalizações e otimização de custos.

A empresa dispõe ainda de um sistema de produção solar com capacidade instalada de aproximadamente 177 kW, composto por 331 módulos, o que contribui para a redução parcial da energia adquirida da rede elétrica. Contudo, a geração distribuída não elimina a necessidade de um dimensionamento adequado da potência contratada, especialmente em cenários de picos operacionais.Nesse contexto, a aplicação do modelo de otimização proposto mostra-se particularmente relevante, permitindo alinhar os valores contratuais aos perfis reais de consumo e melhorar a eficiência econômica da operação.

Figura 6 – Processo de produção Alpha.

Fonte: Tubacer, 2025.

A figura 7 mostra a empresa Bravo que  atua há mais de 30 anos no setor automotivo, sendo especializada na distribuição de peças e componentes para veículos industriais, além da prestação de serviços de manutenção e reparação. Com sede em Ferrol e unidades operacionais na Galícia, emprega aproximadamente 40 colaboradores. A empresa está localizada no polígono industrial Río do Pozo (Narón) e é composto por quatro armazéns industriais destinados a oficina de veículos industriais, área de serviços e armazenamento. O fornecimento elétrico é trifásico, com potência contratada de 49 kW.

A empresa dispõe de um sistema fotovoltaico para autoconsumo com potência instalada de aproximadamente 16 kW, contribuindo para a redução parcial da energia adquirida da rede elétrica.

O perfil de consumo caracteriza-se por comportamento relativamente estável ao longo do ano, com maior demanda durante o horário comercial e redução significativa nos finais de semana. Nesse contexto, a adequada definição da potência contratada mostra-se relevante para garantir eficiência na gestão dos custos energéticos e evitar penalizações por ultrapassagem de demanda.

Figura 7 – Processo de produção Bravo

Fonte: Portomotor, 2025

A figura 8 mostra a empresa Charlie que é uma empresa de grande porte especializada em caldeiraria, mecanização e fabricação de componentes metálicos para setores tais como naval, *offshore*, automotivos e renováveis. Com mais de 60 anos de experiência, a Charlie está sediada na Galícia, e opera em uma área superior a 4.000 m² (Talleres Mecánicos Galicia, 2025). A empresa emprega aproximadamente 150 pessoas e oferece serviços personalizados para diversos setores industriais. O consumo de energia de Charlie é caracterizado por variações significativas, especialmente em períodos de pico de produção, dado seu envolvimento em processos industriais pesados e a utilização de maquinário robusto. A otimização da potência contratada é crucial para Charlie, pois sua demanda energética flutua conforme a natureza de seus projetos e a intensidade de suas operações.O período de análise compreendeu doze meses consecutivos, com resolução horária, totalizando 8.760 dados por consumidor**.** Os contratos originais de energia foram comparados com os resultados obtidos pelo modelo de otimização, considerando as tarifas 6.1TD e 3.0TD definidas pela Circular CNMC 3/2020**.**O objetivo principal foi determinar o valor ótimo da potência contratada em cada período tarifário (P1 a P6), minimizando o custo total anual e as penalidades por ultrapassagem.

Figura 8 – Processo de produção Charlie

Fonte: Tâmega, 2025

## 4.2. ESTRUTURA DE CÁLCULO E EXECUÇÃO COMPUTACIONAL

A execução computacional do modelo de otimização (descrito na Seção 3.2) foi desenvolvida em ambiente Python 3.12. O fluxo de cálculo baseou-se nas seguintes diretrizes tecnológicas:

- **Modelação e Resolução:** Utilização do pacote *Pyomo* para a estruturação matemática e do *solver* IPOPT para o processamento do problema não linear;
- **Critério de Paragem:** Definição de uma tolerância rigorosa de convergência, com um erro máximo admissível de $(10^{-6})$ na função objetivo, assegurando a robustez numérica dos resultados;
- **Processamento de Dados:** Em vez de inserção manual, o algoritmo compila e processa de forma vetorial os parâmetros de entrada estabelecidos na Seção 3.2 (perfis horários, tarifas modulares e penalidades), executando a otimização de custos para cada período tarifário (P1 a P6).

## 4.3. RESULTADOS PARA O CONSUMIDOR ALPHA

A empresa Alpha apresenta um perfil de consumo variável, com algumas variações horárias e picos durante o expediente. A resume os principais resultados da otimização, observa-se que, para a empresa Alpha, o modelo recomenda um aumento da potência contratada nos períodos P1–P5, exceto no P6, que diminui, aproximando os valores contratados dos picos reais de demanda.

Tabela 1 resume os principais resultados da otimização, observa-se que, para a empresa Alpha, o modelo recomenda um aumento da potência contratada nos períodos P1–P5, exceto no P6, que diminui, aproximando os valores contratados dos picos reais de demanda.

Tabela 1 – Resultado otimização Alpha

| Parâmetro | | Valor Original | Valor Otimizado | Variação (%) |
|---|---|---|---|---|
| Potência contratada média (kW) | *P1* | 120 | 157,1 | +30,92 |
| | *P2* | 130 | 163,7 | +25,93 |
| | *P3* | 130 | 167,6 | +28,92 |
| | *P4* | 130 | 171,3 | +31,77 |
| | *P5* | 130 | 171,3 | +31,77 |
| | *P6* | 195 | 172,3 | -32,54 |
| *Custo anual total (€)* | | 41.510 | 38.560 | -7,11 |
| *Custo Potência contratada (€)* | | 6.630 | 8.500 | +28,21 |
| *Custo Penalidade (€)* | | 5.465 | 622 | -88,62 |

Fonte: Próprio autor

Como resultado, o custo anual total reduz-se de 41.510 € para 38.560 €, o que representa uma economia de cerca de 2.950 € (7,11%). Esse ganho ocorre principalmente pela forte redução das penalidades, que caem de 5.465 € para 622 € (−88,62%), mesmo com o aumento do termo de potência contratada de 6.630 € para 8.500 €. O processo de otimização para o conjunto de dados da empresa Alpha relativo a 2024, com resolução temporal interpolada de 15 minutos, apresentou um tempo de processamento de aproximadamente 0,152 segundos**,** evidenciando a elevada eficiência computacional do modelo utilizado.

## 4.4. RESULTADOS PARA O CONSUMIDOR BRAVO

A empresa Bravo apresenta perfil de consumo mais estável, com picos acentuados durante o horário comercial e quedas expressivas nas madrugadas e finais de semana. O modelo ajustou a potência contratada de forma a reduzir o custo em períodos de baixa utilização, compensando eventuais penalidades em horários de pico.

Tabela 2 – Resultados do modelo para a empresa Bravo

| Parâmetro | | Valor Original | Valor Otimizado | Variação (%) |
|---|---|---|---|---|
| Potência contratada média (kW) | *P1* | *35* | 19,2 | -45,14 |
| | *P2* | *35* | 19,2 | -45,14 |
| | *P3* | *35* | 19,2 | -45,14 |
| | *P4* | *35* | 19,2 | -45,14 |
| | *P5* | *35* | 19,2 | -45,14 |
| | *P6* | *35* | 19,2 | -45,14 |
| *Custo anual total (€)* | | 8.650 | 8.280 | -4,28 |
| *Custo Potência contratada (€)* | | 1.350 | 847 | -37,26 |
| *Custo Penalidade (€)* | | 7,8 | 138 | +1669,23 |

Fonte: Próprio autor

Os resultados obtidos para a empresa Bravo (Tabela 2) apresentam uma particularidade relevante: embora a economia total seja pequena (4,28%), observa-se um aumento percentual drástico nas penalidades por ultrapassagem de potência, que saltam de 7,8 € para 138 € anuais. Apesar do aumento expressivo das penalizações observado nos resultados, é importante destacar que esse comportamento não representa uma inconsistência do modelo, mas sim uma consequência direta da sua formulação matemática. O modelo foi estruturado com o objetivo exclusivo de minimizar o custo total anual de eletricidade, sem impor restrições explícitas ao nível máximo de penalidades admissíveis.

A otimização identifica que a potência anteriormente contratada (35 kW) estava sobredimensionada para a maior parte do ciclo operacional. Ao reduzir as potências contratadas para os patamares propostos pelo modelo, obtém-se uma economia de 37,26% no termo fixo de potência (reduzindo de 1.350 € para 847 €). Neste cenário, o modelo assume o pagamento de penalidades pontuais em períodos de picos de demanda específicos, pois o custo acumulado dessas multas (138 €) ainda é amplamente inferior ao custo de manter uma potência contratada elevada durante todo o ano apenas para cobrir eventos esporádicos. Trata-se de um *trade-off* onde a 'supervalorização' da contratação é substituída por uma gestão de risco financeiro controlada. Entretanto, cabe ressaltar que, numa aplicação prática, a recorrência dessas ultrapassagens deve ser monitorada. Embora a Circular CNMC 3/2020 permita este mecanismo,

um padrão constante de penalidades pode levar o comercializador de energia a recomendar uma revisão contratual para evitar o stress excessivo da rede. No caso da Bravo, a estratégia justifica-se tecnicamente porque as ultrapassagens ocorrem em pontos isolados e não de forma contínua, garantindo que o benefício da redução na fatura fixa não seja anulado. Assim, a solução proposta reflete uma exploração máxima das flexibilidades regulatórias espanholas, priorizando a minimização do custo total de propriedade (TCO) da fatura energética. Para a empresa Bravo, considerando dados de 2024 com resolução temporal de 5 minutos, o modelo registou um tempo de processamento de 0,724 segundos**.** Já para o conjunto de dados da mesma empresa relativo a 2023**,** também com intervalo temporal de 5 minutos, o tempo de processamento foi de 0,266 segundos**.**

## 4.5. RESULTADOS PARA O CONSUMIDOR CHARLIE

O consumidor Charlie representa o caso de maior complexidade, apresentando demanda altamente variável e períodos de pico irregulares, o que torna o contrato tradicional menos eficiente. A aplicação do modelo, ainda assim, resultou em ganhos econômicos mensuráveis.

Tabela 3 – Resultados do modelo para a empresa Charlie

| Parâmetro | | Valor Original | Valor Otimizado | Variação (%) |
|---|---|---|---|---|
| *Potência contratada média (kW)* | *P1* | 155 | 153 | -1,29 |
| | *P2* | 155 | 153 | -1,29 |
| | *P3* | 155 | 153 | -1,29 |
| | *P4* | 155 | 153 | -1,29 |
| | *P5* | 155 | 153 | -1,29 |
| | *P6* | 155 | 153 | -1,29 |
| *Custo anual total (€)* | | 49.020 | 48.360 | -1,35 |
| *Custo Potência contratada (€)* | | 9.200 | 8.020 | -12,83 |
| *Custo Penalidade (€)* | | 122 | 597 | +389,34 |

Fonte: Próprio autor

Para a empresa Charlie, resumida na Tabela 3, a otimização resulta apenas em pequenos ajustes na potência contratada, que passa de 155 kW para 153 kW em todos os períodos. O custo anual total é reduzido de 49.020 € para 48.360 €, o que representa uma economia de cerca de 660 € (1,35%). Neste caso, o custo de potência contratada diminui de 9.200 € para 8.020 € (−12,83%), mas as penalidades aumentam de 122 € para 597 € (+389,34%), indicando que o contrato original já se encontrava muito próximo do ponto ótimo e que o potencial de melhoria é limitado. Para a empresa Charlie, utilizando o conjunto de dados relativo a 2024 com uma resolução temporal de 1 hora, o processo de otimização apresentou um tempo de processamento

de aproximadamente 0,178 segundos**.** Este resultado demonstra que o modelo mantém um desempenho computacional eficiente mesmo quando aplicado a diferentes perfis de consumo e resoluções temporais dos dados.

Tabela 4 – Resultado comparativo geral

| Empresa | Economia total (€) | Redução de custo (%) | Variação de penalidades (%) |
|---|---|---|---|
| Alpha | 2.950 | 7,1 | -88,62 |
| Bravo | 370 | 4,28 | +1669,23 |
| Charlie | 660 | 1,35 | +389,34 |

Fonte: Próprio autor

A Tabela 4 sintetiza os resultados obtidos para as três empresas. Observa-se que a maior economia relativa ocorre em Alpha, com redução de 7,1% no custo anual e forte diminuição das penalidades (−88,62%), refletindo um contrato inicialmente subdimensionado. Em Bravo, a redução de custo é de 4,28%, associada a uma diminuição do termo de potência e a um aumento expressivo das penalidades (+1.669,23%), mas ainda com saldo económico positivo. A economia para o Consumidor Charlie é a mais modesta (1,35%), obtida principalmente pela redução do custo de potência fixa, o que confirma que o contrato original já estava bem ajustado. Tal como no caso anterior, o modelo aceita penalidades pontuais em troca desta redução no termo fixo, fundamentando-se na eficiência econômica: o custo das ultrapassagens é inferior à 'supervalorização' de manter uma potência contratada elevada apenas para cobrir picos esporádicos. Embora o uso recorrente deste mecanismo exija monitorização frente ao comercializador, a solução atua como um refinamento fino que maximiza a economia ao explorar a flexibilidade regulatória espanhola em eventos de carga não contínuos.

## 4.6. DISCUSSÃO DOS RESULTADOS

Os resultados obtidos demonstram que o modelo de otimização proposto é eficiente, flexível e aplicável a contextos reais do setor industrial espanhol. Além de reduzir custos, ele fornece uma ferramenta de gestão proativa da energia, permitindo que as empresas ajustem seus contratos com base em dados históricos e previsões tarifárias.

Comparativamente aos modelos de referência da literatura (Marangoni; Magatão; Arruda, 2020; Aranzabal et al., 2023), o presente trabalho se diferencia pelos seguintes fatos: Utiliza dados reais de medição horária, considera penalidades explícitas da CNMC 3/2020; aplica

modelagem não linear com solver IPOPT, garantindo maior precisão e propõe uma estrutura integrada para futuras expansões (partilha).

Além da redução de custos, o modelo contribui indiretamente para a eficiência energética do sistema elétrico nacional, ao suavizar a curva de demanda e reduzir picos horários. Esses aspectos estão alinhados com os objetivos *do Plan Nacional Integrado de Energía y Clima* (PNIEC 2021–2030) e do Real Decreto 1183/2020**,** que incentivam o uso racional da energia e a integração de tecnologias digitais no setor elétrico.

## 4.7. RESULTADOS DA OTIMIZAÇÃO COM ARMAZENAMENTO (BESS)

Após a análise inicial focada exclusivamente na gestão da potência contratada, o estudo avançou para a expansão do algoritmo original (Modelo 1). O objetivo foi integrar o dimensionamento simultâneo de um Sistema de Armazenamento de Energia em Baterias (BESS), resultando na formulação designada por Modelo 2. Esta seção detalha a parametrização experimental, a validação matemática do modelo e a discussão aprofundada dos impactos económicos da implementação tecnológica nas instalações estudadas.

### 4.7.1 Caracterização do cenário e configuração experimental

Conforme detalhado nas seções anteriores, os ensaios computacionais desta fase recaíram sobre os perfis contrastantes das empresas Alpha e Bravo. Tendo já sido estabelecidas as suas características operacionais e as respetivas infraestruturas fotovoltaicas, esta seção foca-se nas premissas técnicas, económicas e computacionais que serviram de base à simulação do Modelo 2.

Para a modelação do BESS, assumiu-se a utilização da tecnologia de iões de lítio (Li-ion), por ser a norma atual da indústria para aplicações de balanço de rede e peak shaving, devido à sua elevada densidade energética e tempos de resposta rápidos. Para garantir que o modelo matemático refletia as perdas reais do processo de conversão química e elétrica, foi incorporada uma eficiência de carga e descarga ($\eta$). Adicionalmente, para mitigar a degradação acelerada das células e prolongar a vida útil do equipamento, o algoritmo de otimização foi restringido para operar dentro de limites estritos de Estado de Carga (*State of Charge* - SOC), evitando descargas profundas (geralmente limitando o SOC mínimo a 20%) e sobrecargas a 100% contínuos.

Do ponto de vista económico, a avaliação da viabilidade do investimento exigiu a anualização do custo de capital (CAPEX) do BESS. Para permitir uma comparação justa com as poupanças anuais geradas na fatura de eletricidade, o custo total de aquisição foi distribuído ao longo do

tempo utilizando o Fator de Recuperação de Capital (*Capital Recovery Factor* - CRF). Para esta análise, considerou-se um horizonte de vida útil do projeto de 10 anos, refletindo a garantia padrão oferecida pelos fabricantes de baterias industriais, e aplicou-se uma taxa de atualização (ou taxa de juro) que reflete o custo de oportunidade do capital no atual cenário macroeconómico europeu.

No que diz respeito à configuração do ambiente de simulação, o Modelo 2, classificado como um problema de Programação Não Linear (PNL), foi integralmente desenvolvido na linguagem de programação Python, recorrendo à biblioteca de modelação algébrica Pyomo. A resolução matemática foi entregue ao solver IPOPT (*Interior Point Optimizer*), reconhecido pela sua robustez na resolução de problemas não lineares de grande escala.

Foi precisamente a elevada complexidade computacional gerada pelo acoplamento das equações não lineares da bateria com a tarifa espanhola de seis períodos (CNMC 3/2020) que motivou a adoção da metodologia de dias representativos. Como será demonstrado nas subseções seguintes, tentar resolver este modelo para as 35.040 medições anuais (resolução de 15 minutos) tornaria o problema intratável do ponto de vista do tempo de processamento, validando a necessidade da técnica de *clustering* aplicada através do Método do Máximo.

### 4.7.2 Validação do modelo matemático e metodologia de dias representativos

Antes de se proceder à análise económica, foi imperativo validar as formulações matemáticas propostas no Capítulo 3. O primeiro aspeto crucial a verificar foi a eficácia da restrição contínua de não-simultaneidade da bateria. Como previamente descrito, o modelo recorreu a uma função de penalização para impedir que a bateria carregasse e descarregasse no mesmo instante de tempo ($t$) evitando o uso de variáveis binárias que comprometeriam a velocidade de resolução. Os resultados computacionais confirmaram que, ao aplicar um fator de peso $\alpha = 1$, o valor final da função de penalização resultou consistentemente num valor muito próximo de zero (inferior a $10^{-10}$). Isto comprova matematicamente que a função de penalização cumpriu o seu propósito de forma exata, não introduzindo distorções no custo objetivo final.

O segundo aspeto metodológico vital foi a validação da técnica de agregação temporal. Para contornar a intratabilidade computacional de simular um ano inteiro (com resoluções de 15 minutos) em simultâneo com o dimensionamento do BESS, adotou-se a seleção de "dias representativos". Para garantir que estes dias capturavam adequadamente os perfis extremos

necessários para otimizar a potência contratada (que depende dos picos), o modelo foi primeiramente testado sem a bateria, permitindo uma simulação anual completa para servir de termo de comparação (*ground truth*).

Foram testados três métodos de agregação:

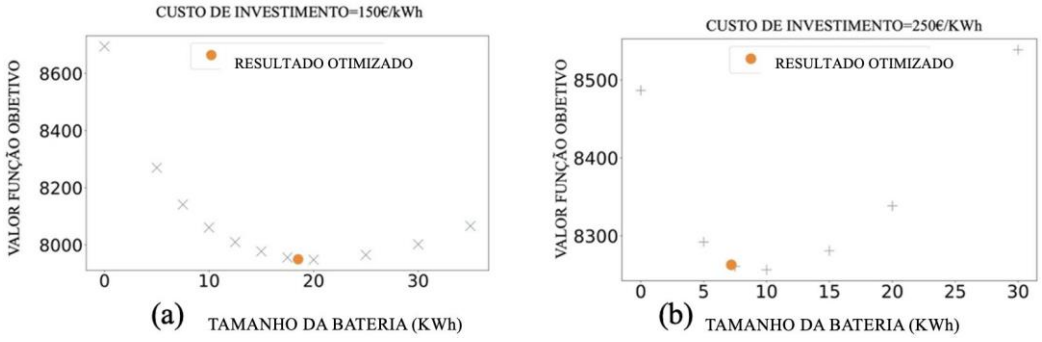
Método baseado em proporção (*Ratio-based*): Apresentou um desvio de 20% em relação ao ótimo anual e gerou resultados inconsistentes e aleatórios quando aplicado ao dimensionamento da bateria.

Método do Baricentro (*Barycenter*): Demonstrou uma melhoria significativa, com um desvio inferior a 5%, e maior consistência, mas revelou-se subótimo para capturar a lógica estocástica do processo industrial.

Método do Máximo (*Max Method*): Registou um desvio inferior a 1% face à simulação anual completa. Ao preservar os picos reais de consumo durante o processo de *clustering*, este método provou ser o mais eficaz para a otimização de potência.

Deste modo, o "Método do Máximo" foi selecionado por demonstrar fiabilidade e desempenho superior. A Figura 9 ilustra a validação da metodologia para a capacidade ótima da bateria, demonstrando que a utilização de dias representativos permite ao modelo convergir com precisão para o dimensionamento ótimo do equipamento ($C_b$)

Figura 9 – Evolução do valor da função objetivo em relação às capacidades de bateria predefinidas para diferentes custos de investimento: (a) 150 €/kWh; (b) 250 €



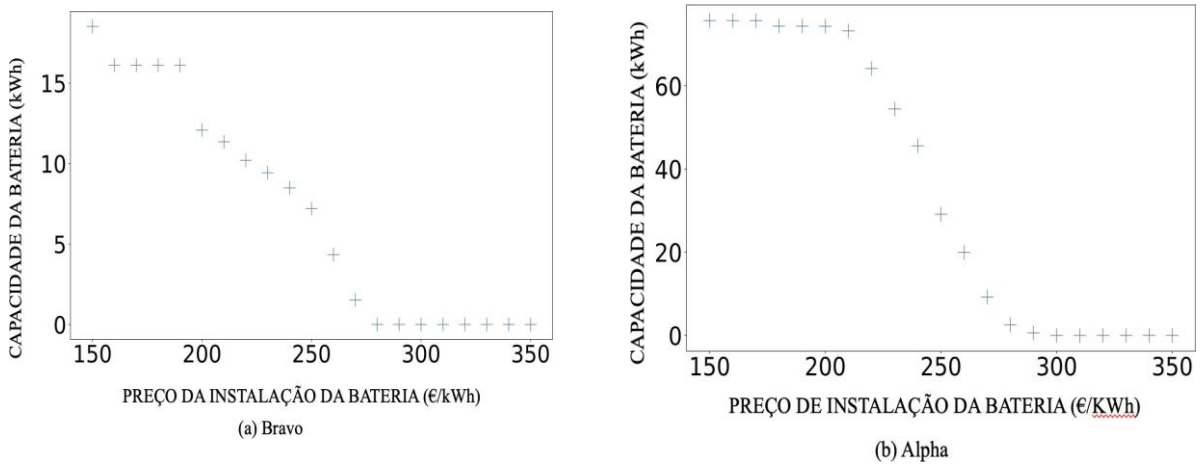

Fonte: Adaptado de Mounier et al. (2025).

### 4.7.3 Análise de sensibilidade ao custo de investimento do BESS

O mercado global de baterias de ions de lítio e instalações BESS é caracterizado por uma elevada volatilidade de preços, dependendo fortemente de regulamentações nacionais, custos de infraestrutura e da própria cadeia de fornecedores. Contudo, a tendência macroeconómica aponta para uma redução contínua dos custos de capital (CAPEX) ao longo da próxima década. Para mitigar esta incerteza paramétrica e fornecer resultados com validade temporal, foi conduzida uma análise de sensibilidade variando o custo de instalação do BESS (parâmetro *Invest*).

É importante notar uma premissa conservadora adotada nesta fase: o preço de venda de energia à rede foi assumido como zero (€0/kWh). Esta decisão metodológica força o algoritmo de otimização a focar-se exclusivamente no autoconsumo e no corte de picos (*peak shaving*), evitando que o modelo dimensione a bateria para atuar como uma mera ferramenta de arbitragem de mercado (*trading*). Consequentemente, os ganhos económicos aqui calculados representam o cenário mais conservador possível (o limite inferior de rentabilidade).

Figura 10 – Ilustra a evolução da capacidade ótima dimensionada pelo modelo em função da descida do custo de investimento.




Fonte: Adaptado de Mounier et al. (2025)

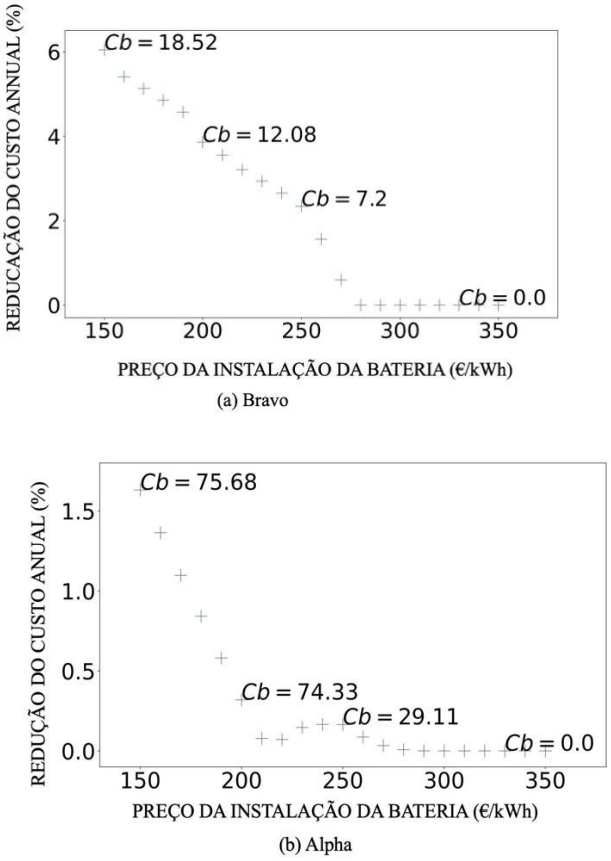
A análise da Figura 10 revela comportamentos homólogos para ambas as indústrias, apesar das suas diferenças estruturais. As curvas apresentam um comportamento achatado (*platô*) em cenários de preços extremamente baixos (atingindo a capacidade máxima útil para a instalação), seguido de um decréscimo quase linear à medida que a tecnologia encarece. O dado empírico mais relevante extraído desta análise é a identificação matemática do ponto de ruptura de viabilidade (*break-even point*). Independentemente do perfil da empresa (Alpha ou Bravo), a capacidade ótima da bateria converge para zero quando o custo atinge a marca dos 280 €/kWh. Além disso, constata-se que a Alpha, possuindo um volume bruto de consumo

significativamente maior, exige o dimensionamento de uma bateria com maior capacidade absoluta quando os preços são favoráveis.

### 4.7.4 Impacto económico e redução do custo anual

Embora o dimensionamento técnico seja crucial, o fator decisor para a adoção de tecnologias de armazenamento no setor industrial reside na redução efetiva da fatura de eletricidade.

Figura 11 – Evolução da redução percentual do custo anual de operação face à variação do preço do BESS.




Fonte: Adaptado de Mounier et al. (2025).

Os resultados expostos na Figura 11 confirmam categoricamente a hipótese inicial levantada na subsecção 4.7.1: o impacto de um BESS é profundamente assimétrico e depende da natureza operacional do consumidor.

Para a empresa Alpha, o modelo alcançou uma redução máxima de custos na ordem dos 1,7%. Em termos absolutos, isto traduz-se numa poupança de cerca de 700 € anuais, partindo de um custo anual base de 41.350 € (sem *BESS*). Este impacto mais modesto explica-se pelas severas

restrições que a instalação enfrenta. O algoritmo é obrigado a canalizar a energia da bateria quase exclusivamente para "suavizar" os agressivos picos estocásticos das máquinas de soldadura, numa tentativa de evitar as pesadíssimas penalizações da tarifa espanhola (*CostPena)*. A limitação de injeção de 97 kW agrava o cenário, impedindo uma gestão fluída dos excedentes gerados pela central de 194,88 kWp.

Em franco contraste, a empresa Bravo demonstra uma excelente sinergia com a tecnologia de armazenamento. O modelo conseguiu uma redução superior a 6% no custo total anual, o que representa uma poupança de aproximadamente 500 € face ao seu custo base bastante menor (8.500 € sem *BESS*). Como o consumo da Bravo é estável e a central solar gera excedentes sem bloqueios de injeção, o solver tem a liberdade de carregar a bateria livremente nos períodos solares ou no período super-vazio (P6) e descarregá-la de forma estratégica durante os períodos de ponta altamente taxados (P1 e P2), maximizando o valor económico de cada kWh armazenado.

### 4.7.5 Conclusões da análise económica e perspectivas futuras

A aplicação do modelo de otimização integrada evidência que a instalação de Sistemas de Armazenamento de Energia em Baterias em cenários industriais sob a alçada da Circular 3/2020 pode gerar impactos altamente positivos, desde que as condições específicas de consumo, geração e viabilidade tecnológica sejam cumpridas.

No caso de estudo analisado, provou-se que num cenário de maturidade tecnológica onde os custos de instalação se fixem nos 150 €/kWh, empresas com perfis estáveis (como a Bravo) conseguirão reduções na ordem dos 6% nos seus custos operacionais de eletricidade. No entanto, é fundamental um choque de realidade sobre o estado da arte do mercado energético. À data da elaboração deste estudo, os preços de mercado para soluções industriais BESS (incluindo inversores, instalação civil e comissionamento) encontram-se geralmente acima da barreira dos 300 €/kWh.

Dado que o modelo matemático identificou os 280 €/kWh como o limite absoluto de viabilidade para este enquadramento tarifário, conclui-se que, no momento atual, a instalação destas soluções de armazenamento não é financeiramente atrativa nem para a Alpha nem para a Bravo.

Apesar desta conclusão conjuntural, o rigor do modelo desenvolvido comprova a sua utilidade inquestionável como ferramenta de planejamento a médio prazo. À medida que as inovações

na fabricação de células químicas impulsionarem o declínio dos preços do lítio e alternativas (como as baterias de ião-sódio) para valores inferiores a 280 €/kWh, os gestores industriais possuirão, graças a esta metodologia, uma base matemática sólida para determinar exatamente em que momento e com que dimensão deverão se realizar os seus investimentos na transição energética.

Com este capítulo 4, apresentou-se e discutiu-se os resultados obtidos com a aplicação do modelo de otimização aos três consumidores industriais alvo de estudo, Alpha, Bravo e Charlie, permitindo avaliar, em diferentes perfis de consumo, o impacto da redefinição da potência contratada no custo anual de eletricidade. A comparação entre os contratos originais e os valores otimizados evidencia reduções de custo em todos os casos analisados, com maior expressão no consumidor Alpha, onde a forte diminuição das penalizações por ultrapassagem compensou o aumento do termo de potência contratada, enquanto nos consumidores Bravo e Charlie se observou uma estratégia de compromisso económico menor na redução do custo fixo, ainda que com acréscimo pontual das penalizações.

Este capítulo integrou, ainda, a extensão do modelo à análise de sistemas de armazenamento em baterias (BESS), validando a metodologia de dias representativos e demonstrando que a atratividade económica do armazenamento depende fortemente do perfil de consumo e do custo de investimento, sendo mais favorável em perfis estáveis, como o da empresa Bravo, e limitada no contexto atual por um limiar de viabilidade económica próximo de 280 €/kWh.

Em suma, os resultados confirmam a robustez, a eficiência computacional e a aplicabilidade prática da abordagem proposta como ferramenta de apoio à gestão energética industrial.

Tabela 5 - Sintetiza os principais resultados obtidos para os edifícios Alpha e Bravo.

**Empresa Alpha** **(continua)**

| Parâmetro | Sem Otimização(Caso Base) | Modelo 1(sem BESS) | Modelo 2(com BESS) |
|---|---|---|---|
| Custo anual total (€) | 41.510 | 38.560 | ~37.860 |
| Custo de potência contratada (€) | 6.630 | 8.500 | — |
| Custo de penalizações (€) | 5.465 | 622 | — |
| **Redução face ao caso base (%)** | — | **–7,11%** | **~–8,8%** |

**(conclusão)**

**Empresa Bravo**

| Parâmetro | Sem Otimização(Caso Base) | Modelo 1(sem BESS) | Modelo 2(com BESS) |
|---|---|---|---|
| | | | |
| Custo anual total (€) | 8.650 | 8.280 | ~7.780 |
| Custo de potência contratada (€) | 1.350 | 847 | — |
| Custo de penalizações (€) | 7,8 | 138 | — |
| **Redução face ao caso base (%)** | — | **−4,28%** | **~−10,1%** |

Fonte: Próprio autor

Os resultados mostram que a otimização da potência contratada (Modelo 1) já proporciona reduções de custo relevantes para ambos os edifícios, sobretudo pela eliminação das penalizações por excesso de potência. A inclusão do BESS (Modelo 2) amplifica esse benefício, permitindo uma redução adicional dos custos de energia através do deslocamento temporal de carga. O edifício Bravo apresenta maior benefício relativo com o BESS em comparação ao Alpha, o que se justifica pelo seu perfil de consumo mais variável e com picos de demanda mais pronunciados.

# 5. CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS

## 5.1. CONCLUSÕES GERAIS

O presente trabalho apresentou o desenvolvimento e aplicação de um modelo matemático de otimização voltado à determinação da potência contratada ótima em consumidores industriais espanhóis, com base na estrutura tarifária estabelecida pela Circular CNMC 3/2020. O modelo proposto demonstrou ser uma ferramenta eficiente para minimização de custos energéticos, redução de penalidades contratuais e melhoria do planejamento energético em ambientes industriais.

A aplicação prática nas três empresas — Alpha, Bravo e Charlie — permitiu validar a robustez e a aplicabilidade do modelo em diferentes contextos de consumo. Os resultados indicaram reduções totais de custo entre 1,3% e 7,1%**,** com diminuição média de penalidades superior a 70%**,** confirmando que o ajuste contratual baseado em otimização matemática é uma alternativa eficaz e economicamente vantajosa.

Além dos ganhos diretos em termos de economia financeira, o modelo contribui para a eficiência energética do sistema elétrico**,** reduzindo picos de demanda e promovendo o uso mais racional da Infraestrutura de distribuição. Esses resultados estão alinhados com as metas de transição energética da União Europeia e com os princípios do *Plano Nacional Integrado de Energía y Clima* (PNIEC 2021–2030)**,** reforçando a relevância prática e política do estudo.

Em termos finais, conclui-se que a presente dissertação alcançou os objetivos propostos, que foram:

• Analisar a estrutura tarifária e os critérios regulatórios aplicáveis aos consumidores industriais na Espanha;

• Construir um modelo matemático baseado em programação não linear para determinar a potência contratada ideal;

• Aplicar o modelo a três empresas industriais reais, comparando os custos simulados e os custos otimizados;

• Avaliar o impacto econômico da otimização da potência contratada e discutir sua viabilidade prática.

Com o presente trabalho demonstrou-se que a otimização da potência contratada, aliada à análise da integração de sistemas de armazenamento, constitui uma abordagem tecnicamente consistente, economicamente relevante e plenamente aplicável ao contexto de consumidores industriais em Espanha.

A metodologia desenvolvida revelou-se robusta e flexível, permitindo reduzir custos anuais de eletricidade, mitigar penalizações associadas a ultrapassagens de potência e apoiar uma gestão energética mais eficiente, racional e ajustada aos perfis reais de consumo.

Para além da contribuição prática evidenciada nos casos de estudo analisados, o trabalho reforça a importância da aplicação de ferramentas de otimização matemática no apoio à decisão em sistemas energéticos. Neste sentido, a pesquisa realizada representa uma contribuição para a gestão energética industrial e poderá estabelecer, como ponto de partida, para uma base sólida para futuros desenvolvimentos no âmbito das comunidades de energia, da partilha de recursos e da transição energética europeia.

## 5.2. CONTRIBUIÇÕES DA PESQUISA

O desenvolvimento desta dissertação permitiu alcançar não apenas os objetivos propostos para o caso de estudo dos prosumidores industriais espanhóis, mas também gerou contribuições válidas e inovadoras para a comunidade científica na área de otimização de sistemas de energia. As principais contribuições científicas deste trabalho incluem:

1. Desenvolvimento de um modelo computacional de otimização capaz de identificar a potência contratada ótima em diferentes períodos tarifários, utilizando dados reais de consumo industrial;
2. Integração direta com a regulamentação espanhola (CNMC 3/2020)**,** incluindo penalidades e estrutura tarifária por período, o que confere aplicabilidade imediata ao modelo;
3. Abordagem não linear resolvida com IPOPT/Pyomo, que assegura precisão e estabilidade numérica;
4. Base metodológica sólida para a expansão do estudo em direção à incorporação de sistemas de armazenamento e modelos de partilha de energia;
5. Contribuição científica ao campo da engenharia energética aplicada, ao propor uma metodologia replicável e escalável para o contexto industrial europeu.

6. Análise de sensibilidade ao preço de instalação da BESS: a metodologia desenvolvida permite avaliar sistematicamente o impacto do custo unitário sobre a capacidade ótima, a redução de custo anual e o tempo de recuperação do investimento (*payback*), produzindo curvas de decisão diretamente utilizáveis por gestores industriais.

Dessa forma, o trabalho apresenta não apenas resultados práticos, mas também avanços conceituais e metodológicos no uso de ferramentas matemáticas para gestão energética em larga escala.

## 5.3. LIMITAÇÕES DO ESTUDO

Embora o modelo tenha apresentado resultados satisfatórios, algumas limitações foram identificadas e podem ser abordadas no futuro:

- A análise considerou consumo histórico de um único ano, não incorporando ainda variáveis estocásticas como previsão de demanda futura ou variação tarifária;
- O modelo atual não inclui o comportamento dinâmico de armazenamento de energia (baterias).
- A metodologia foi validada usando dados de três empresas industriais, sendo necessária uma ampliação da amostra para verificar o desempenho em outros setores e portes de consumidores.

Essas limitações não comprometem a validade dos resultados obtidos, mas indicam oportunidades de aprimoramento e de aprofundamento científico.

## 5.4. TRABALHOS FUTUROS

Apesar de o modelo desenvolvido ter cumprido com êxito os objetivos propostos para o dimensionamento ótimo de baterias e potência contratada, o setor energético está em constante evolução. Com base nas limitações assumidas neste estudo e nas novas dinâmicas do mercado elétrico, propõem-se as seguintes vias de investigação para trabalhos futuros:

1. Comunidades de Energia e Autoconsumo Coletivo: A presente dissertação focou-se na otimização individual de prosumidores industriais. Uma extensão natural deste trabalho - já em fase de exploração inicial, consiste em alargar a fronteira do modelo para abranger o conceito de Partilha de Energia em Comunidades (CEC - *Citizen Energy Communities*). O objetivo será

avaliar como a partilha de excedentes fotovoltaicos e a gestão agregada de baterias podem reduzir ainda mais os custos globais de um grupo de indústrias ou de um bairro misto, mitigando o desperdício de energia.

2. Modelação Estocástica e Incerteza Fotovoltaica: O modelo atual utiliza dados históricos determinísticos para representar o consumo e a geração solar. Para aumentar a robustez das decisões de investimento, propõe-se a evolução do modelo determinístico para um modelo de otimização estocástica ou otimização robusta. A introdução de cenários probabilísticos de incerteza climática (irradiação solar) e de flutuação de carga pode garantir que o sistema não falha perante dias atípicos extremos não capturados no histórico.

3. Análise de Viabilidade Financeira Alargada: Embora o estudo tenha identificado o limiar de 280 €/kWh com base no custo anualizado e no tempo de retorno simples (*Payback*), investigações futuras devem incorporar métricas financeiras mais complexas. Recomenda-se a avaliação através do Valor Atual Líquido (VAL), da Taxa Interna de Rentabilidade (TIR) e do Custo Nivelado de Armazenamento (LCOS - *Levelized Cost of Storage*), integrando cenários de evolução e degradação do preço das baterias de iões de lítio projetados para a próxima década (2025–2035).

Esses avanços permitirão transformar o modelo apresentado nesta qualificação em uma ferramenta completa de apoio à tomada de decisão energética, capaz de integrar aspectos econômicos, técnicos e ambientais no contexto da transição energética europeia.

## 5.5. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Os resultados alcançados até o momento demonstram a viabilidade, relevância e aplicabilidade prática da metodologia desenvolvida.

A pesquisa representa um passo significativo em direção a modernização da gestão energética industrial, combinando otimização matemática, regulamentação vigente e planejamento estratégico de longo prazo.

A etapa subsequente, atualmente em andamento, consolidará o trabalho como uma proposta inovadora no campo das comunidades de energia industrial, reforçando o papel do armazenamento e da cooperação entre consumidores como pilares da sustentabilidade e competitividade energética.

# REFERÊNCIAS

ALAM, M.; ST-HILAIRE, M.; KUNZ, T. Energy management and optimization in microgrid system based on green energy. **Energy**, v. 84, p. 139–151, 2015.

ARAUJO, H. et al. Contracted Power Optimization for Industrial Energy Consumers in Spain. In: 11th International Conference on Machine Learning, Optimization, and Data Science (LOD 2025)**,** Riva del Sole, Toscana, Itália, set. 2025. *No prelo.*

ALCAYDE, A.; BAÑOS, R.; ARRABAL-CAMPOS, F. M.; MONTOYA, F. G. Optimization of the contracted electric power by means of genetic algorithms. **Energies**, v. 12, n. 7, p. 1270, 2019.

ARANZABAL, I. *et al.* Optimal Management of an Energy Community with PV and Battery-Energy-Storage Systems. **Energies**, v. 16, n. 2, p. 789, 2023.

BRASIL. Ministério do Meio Ambiente. **Brasil apresenta sua nova meta climática alinhada à missão 1,5ºC**. Disponível em: ≤https://www.gov.br/mma/pt-br/assuntos/noticias/brasil-apresenta-sua-nova-meta-climatica-alinhada-a-missao-1-5oc> . Acesso em: 18 fev. 2026.

BRISBOIS, M. C. Shifting political power in an era of electricity decentralization: rescaling, reorganization and battles for influence. **Environmental Innovation and Societal Transitions**, v. 36, p. 49-69, 2020.

BYNUM, M. L.; HART, W. E.; WATSON, J.-P. **Pyomo – Optimization Modeling in Python**. 3. ed. Cham: Springer, 2021.

CANELAS, E.; PINTO-VARELA, T.; SAWIK, B. Electricity portfolio optimization for large consumers: case study of the Iberian electricity market. **Energies**, Basel, v. 13, n. 9, p. 2249, 2020.

COMISIÓN NACIONAL DE LOS MERCADOS Y LA COMPETENCIA (CNMC). Circular 3/2020, de 15 de enero, por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte e distribución de eletricidade. Madrid: CNMC, 2020.

COMISSÃO EUROPEIA. **2050 long-term strategy**. 2026. Disponível em: ≤https://climate.ec.europa.eu/eu-action/climate-strategies-targets/2050-long-term-strategy_en> 25 fev. 2026.

CUI, S.; WANG, Y.-W.; SHI, Y.; XIAO, J.-W. An efficient peer-to-peer energy-sharing framework for numerous community prosumers. **IEEE Transactions on Industrial Informatics**, v. 16, n. 12, p. 7402–7412, 2020.

D'Alpaos, C. *et al.* Renewable energy communities: the challenge for new policy and regulatory frameworks design. In: FREDIANI, L. A.; SCANDIZZO, P. L.; VERCELLI, A. F. (org.). **Digitalization and Energy**. Cham: Springer, 2021. p. xx–xx.

DE SANTI, F.; MONCECCHI, M.; PRETTICO, G.; FULLI, G.; OLIVERO, S.; MERLO, M. To join or not to join? The energy community dilemma: an Italian case study. **Energies**, v. 15, n. 19, p. 7072, 2022.

DEPURU, S. S. S. R.; WANG, L.; DEVABHAKTUNI, V. Smart meters for power grid: Challenges, issues, advantages and status. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 15, n. 6, p. 2736–2742, 2011.

DOLARA, A.; GRIMACCIA, F.; MAGISTRATI, G.; MARCHEGIANI, G. Optimization models for islanded micro-grids: a comparative analysis between linear programming and mixed integer programming. **Energies**, v. 10, n. 2, p. 241, 2017.

ESPANHA. Real Decreto 244/2019, de 5 de abril. Por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica. **Boletín Oficial del Estado (BOE)**, Madrid, 6 abr. 2019.

ESPANHA. Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre. De acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica. Boletín Oficial del Estado (BOE), Madrid, 30 dez. 2020.

EUROSTAT. **Energy statistics – an overview**. Luxembourg: Publications Office of the European Union, 2024. Disponível em: ≤ https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Energy_statistics_-_an_overview> . Acesso em: 25 fev. 2026.

FERNÁNDEZ, F. J.; GARCÍA, M. T.; RUIZ, J. Optimization of contracted power in industrial facilities considering time-of-use electricity tariffs. **Renewable Energy**, v. 53, p. 197–205, 2013.

GIANAROLI, F.; PREZIOSI, M.; RICCI, M.; SDRINGOLA, P.; ANCONA, M. A.; MELINO, F. Exploring the academic landscape of Energy Communities in Europe: a Systematic Literature Review. **Journal of Cleaner Production**, v. 141, p. 141932, 2024.

HART, W. E. *et al.* Pyomo: modeling and solving mathematical programs in Python. **Mathematical Programming Computation**, v. 3, n. 3, p. 219–260, 2011.

IAZZOLINO, Gianpaolo et al. Energy communities and key features emerged from business models review. **Energy Policy**, v. 165, p. 112929, 2022.

IEA – INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **Batteries and Secure Energy Transitions – Analysis**. Paris: IEA, 2024. Disponível em: ≤ https://www.hezelburcht.com/en/>

LEZAUN ITURRALDE, M.; SAINZ DE LA MAZA ESCOBAL, E.; MARTÍ CARRERA, J.; MITXELENA DE LA TORRE, A.; GORRIA CORRES, C. Method for calculating optimum contracted electric power levels in Spain. **DYNA Ingeniería**, v. 92, n. 1, p. 106-112, 2017.

LI, H.; ESEYE, A. T.; ZHANG, J.; ZHENG, D. Optimal energy management for industrial microgrids with high-penetration renewables. **Protection and Control of Modern Power Systems**, v. 2, n. 12, 2017.

LIU, N.; WANG, J.; WANG, L. Distributed energy management for interconnected operation of combined heat and power-based microgrids with demand response. **Journal of Modern Power Systems and Clean Energy**, v. 5, n. 3, p. 478-488, 2017.

MARANGONI, F.; MAGATÃO, L.; ARRUDA, L. V. R. Demand response optimization model to energy and power expenses analysis and contract revision. **Energies**, v. 13, n. 11, p. 2803, 2020.

MAROCCO, P.; FERRERO, D.; MARTELLI, E.; SANTARELLI, M.; LANZINI, A. An MILP approach for the optimal design of renewable battery-hydrogen energy systems for off-grid insular communities. **Energy Conversion and Management**, v. 245, p. 114564, 2021.

MITECO – MINISTERIO PARA LA TRANSICIÓN ECOLÓGICA Y EL RETO DEMOGRÁFICO. **Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021–2030 (PNIEC)**. Madrid: MITECO, 2021. Disponível em:≤ https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/es/ministerio/planes-estrategias/plan-nacional-integrado-energia-clima/plannacionalintegradodeenergiayclima2021-2030_tcm30-546623.pdf> . Acesso em: 15 out. 2025.

MOUNIER, T.; DAVID, H.; FRANCOIS, B.; ALIYAN, E.; RAMOS, S.; QUINTIAN, H.; SOARES, J. Optimal sizing of storage using representative days for Spain industrial prosumers. In: **Ieee Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT Europe),** 2025. **Proceedings...** [S.l.]: IEEE, 2025.

ORDÓÑEZ, Á.; SÁNCHEZ, E.; SOLANO, J. C.; PARRA-DOMÍNGUEZ, J. Demand charges reduction with photovoltaics in industry. **Heliyon**, v. 10, e23404, 2023.

PORTOMOTOR. **Portomotor**. Disponível em:≤ https://portomotor.com/> . Acesso em: 12 dez. 2025.

POTRA, F. A.; WRIGHT, S. J. Interior-point methods. **Journal of Computational and Applied Mathematics**, v. 124, n. 1, p. 281–302, 2000.

POZO, D. Linear battery models for power systems analysis. **Electric Power Systems Research**, v. 212, p. 108565, 2022.

RAMOS, S.; RAFAEL, P.; PEREIRA, D.; ARAÚJO, H.; HÉCTOR, Q.; SOARES, J. Community Energy Sharing evaluation in Spain's SAtComm Pilot. In: **ELECTRIMACS 2026**, Palermo, Itália, maio 2026. *No prelo.*

SACCARO, E. J.; CORSO, L. L. Otimização de contratação de demanda de potência ativa por meio do uso de algoritmos genéticos. **Scientia Cum Industria**, v. 7, n. 2, p. 88-93, 2019.

SATCOMM. **Sustainable Atlantic Communities**. Disponível em: . Acesso em: 24 fev. 2026.

SILVENTEA, J.; GRAELLS, M.; ESPUÑÁ, A.; SALAS, P. An optimization model for the management of energy supply and demand in smart grids. In: ENERGY CONFERENCE AND EXHIBITION (ENERGYCON), 2012, Lyon. **Proceedings...** Lyon: IEEE, 2012. p. 1-6.

TALLERES MECÁNICOS GALICIA, S.L. **Actualidad**. Disponível em:≤ https://www.tamega.es/noticias/> . Acesso em: 12 dez. 2025.

TILL, J.; ENGELL, S.; PANEK, S.; STURSBERG, O. Empirical Complexity Analysis of a MILP-Approach for Optimization of Hybrid Systems. **IFAC Proceedings Volumes**, v. 36, n. 6, p. 129–134, 2003.

TOLNAI, G.; BRINGYE, Z.; FLEINER, R.; GERSE, A. Comparison of energy cost optimization algorithms for local energy communities. In: IEEE INTERNATIONAL SYMPOSIUM ON APPLIED COMPUTATIONAL INTELLIGENCE AND INFORMATICS (SACI), 19., 2025, Timișoara. **Proceedings...** IEEE, 2025.

TUBACER. **Clientes**. Disponível em:≤ https://tubacer.es/> . Acesso em: 12 dez. 2025.

UNIÃO EUROPEIA. Diretiva (UE) 2018/2001 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 11 de dezembro de 2018, relativa à promoção da utilização de energia proveniente de fontes renováveis (reformulação). **Jornal Oficial da União Europeia**, Bruxelas, 2018. Disponível em:≤ https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/?uri=CELEX:32018L2001> . Acesso em: 2 mar. 2026.

UNFCCC – UNITED NATIONS FRAMEWORK CONVENTION ON CLIMATE CHANGE. **Paris Agreement**. Paris, 12 dez. 2015. Disponível em: https://unfccc.int/sites/default/files/english_paris_agreement.pdf. Acesso em: 15 dez. 2025.

UNIÃO EUROPEIA. Diretiva (UE) 2019/944 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 5 de junho de 2019, relativa a regras comuns para o mercado interno da eletricidade e que altera a Diretiva 2012/27/UE. **Jornal Oficial da União Europeia**, Bruxelas, 2019. Disponível em: ≤ https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/?uri=CELEX:32019L0944>. Acesso em: 2 mar. 2026.

WANG, J.; XUE, K.; GUO, Y.; MA, J.; ZHOU, X.; LIU, M.; YAN, J. Multi-objective capacity programming and operation optimization of an integrated energy system considering hydrogen energy storage for collective energy communities. **Energy Conversion and Management**, v. 268, p. 116057, 2022.

YE, S.; WANG, J.; YIN, Z.; KANG, J.; MA, Z. Optimization of a solar-driven community integrated energy system based on dynamic hybrid hydrogen-electric energy storage strategy. **Journal of Energy Storage**, v. 101, p. 113917, 2024.

YIASOUMAS, G. *et al.* Key aspects and challenges in the implementation of energy communities. **Energies**, Basel, v. 16, n. 12, p. 4703, 2023.