



DIOGO MIGUEL DE OLIVEIRA MARQUES

Licenciatura em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores

PARTICIPAÇÃO DE VEÍCULOS ELÉTRICOS NA GESTÃO DE UMA COMUNIDADE DE ENERGIA RENOVÁVEL

MESTRADO EM ENGENHARIA ELETROTÉCNICA E DE COMPUTADORES

Universidade NOVA de Lisboa

Abril, 2025



PARTICIPAÇÃO DE VEÍCULOS ELÉTRICOS NA GESTÃO DE UMA COMUNIDADE DE ENERGIA RENOVÁVEL

DIOGO MIGUEL DE OLIVEIRA MARQUES

Licenciatura em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores

(pt)**Orientador:** Pedro Miguel Ribeiro Pereira
Professor auxiliar, Universidade Nova de Lisboa

Coorientadora: Filipa Alexandra Moreira Ferrada
Professor Auxiliar, Universidade Nova de Lisboa

Júri

Presidentes: Rui Miguel Henriques Dias Morgado Dinis
Professor Catedrático, Universidade Nova de Lisboa

Pedro Miguel Ribeiro Pereira
Professor Auxiliar, Universidade Nova de Lisboa

Nuno Manuel Ortega Amaro
Professor Auxiliar, Universidade Nova de Lisboa

Participação de veículos elétricos na gestão de uma comunidade de energia renovável

Copyright © Diogo Miguel de Oliveira Marques, Faculdade de Ciências e Tecnologia, Universidade NOVA de Lisboa.

A Faculdade de Ciências e Tecnologia e a Universidade NOVA de Lisboa têm o direito, perpétuo e sem limites geográficos, de arquivar e publicar esta dissertação através de exemplares impressos reproduzidos em papel ou de forma digital, ou por qualquer outro meio conhecido ou que venha a ser inventado, e de a divulgar através de repositórios científicos e de admitir a sua cópia e distribuição com objetivos educacionais ou de investigação, não comerciais, desde que seja dado crédito ao autor e editor.

RESUMO

Este trabalho propõe uma metodologia para integrar os veículos elétricos (VE's) como sistemas de armazenamento de energia local numa Comunidade de Energia Renovável (CER). O objetivo é otimizar a gestão local de energia, minimizando o desgaste das baterias através da aplicação de algoritmos inteligentes de carregamento e maximizando o retorno financeiro dos participantes. Para isso, utilizam-se técnicas de valorização energética e aumenta-se a utilização da energia gerada, reduzindo a injeção na rede e aumentando a eficiência tanto do ponto de vista energético como do financeiro.

A gestão da energia é realizada de forma descentralizada, com a participação ativa dos membros da CER. O sistema recolhe dados sobre consumo, geração e ligação dos VE's aos carregadores em intervalos de 15 minutos. A partir destes dados, aplicam-se algoritmos de inteligência artificial para prever consumos, geração e disponibilidade dos VE's, permitindo um planeamento otimizado da utilização da energia na comunidade.

Os resultados demonstram uma redução significativa na fatura elétrica, variando entre 53% e 90%, consoante o participante. Além disso, foi avaliada a viabilidade económica considerando o custo de degradação das baterias. No caso de estudo analisado, a utilização dos VE's como armazenamento local ainda não se revela financeiramente viável. No entanto, são identificadas condições que podem tornar esta metodologia economicamente viável no futuro.

Palavras chave: Comunidade de Energia Renovável, Previsão Séries Temporais, Gestão de sistemas de armazenamento.

ABSTRACT

This work proposes a methodology to integrate electric vehicles (EVs) as local energy storage systems within a Renewable Energy Community (REC). The goal is to optimize local energy management by minimizing battery degradation through the application of intelligent charging algorithms and maximizing the financial return for participants. To achieve this, energy valorization techniques are employed, and the use of generated energy is increased, reducing grid injection and enhancing efficiency from both an energy and financial perspective.

Energy management is carried out in a decentralized manner, with the active participation of REC members. The system collects data on consumption, generation, and the connection of EVs to chargers at 15-minute intervals. Based on this data, artificial intelligence algorithms are applied to forecast consumption, generation, and EV availability, enabling optimized energy planning within the community.

The results show a significant reduction in electricity costs, ranging between 53% and 90%, depending on the participant. Additionally, the economic feasibility of the methodology was assessed, considering the cost of battery degradation. In the analyzed case study, the use of EVs as local storage is not yet financially viable. However, conditions that could make this methodology economically feasible in the future have been identified.

Keywords: Renewable Energy Community, Time Series Forecasting, Energy Storage Management.

ÍNDICE

Índice de Figuras	vii
Índice de Tabelas	x
Siglas	xi
1 Introdução	1
1.1 Contexto e motivação	1
1.2 Objetivos e contribuições	2
1.3 Estrutura documento	2
2 Estado de arte	4
2.1 Iniciativas da UE	4
2.2 Comunidades de Energia Renováveis	6
2.2.1 Definição e tipologia	6
2.2.2 Enquadramento legislativo	7
2.2.3 Organização técnica e institucional	8
2.2.4 Modelos de negócio e de gestão de energia	9
2.2.5 Vantagens, desafios e aplicações	10
2.3 Tecnologias de armazenamento e as suas implicações	11
2.3.1 Principais tecnologias de armazenamento	12
2.3.2 Características técnicas de um sistema de armazenamento	12
2.3.3 Baterias em veículos eléctricos e aplicação estacionária	13
2.3.4 Controlo de sistemas de armazenamento	14
2.3.5 Estratégias de controlo do armazenamento	15
3 Apresentação do caso de estudo	17
3.1 Constituintes da CER	17
3.2 Metodologia Adotada	18
3.2.1 Geração dos diagramas de carga	18

3.2.2	Geração dos diagramas de carga da geração da comunidade	19
3.2.3	Geração dos datasets de Disponibilidade dos VE´s	20
3.2.4	Aspetos relevantes da metodologia	22
3.2.5	Previsão do balanço de cargas e das ações dos VE	23
3.2.6	Como prever a disponibilidade dos VE´s e possíveis contribuições em cada momento	25
3.2.7	Algoritmos para a previsão do SOC de cada VE, para o início do próximo dia	26
3.2.8	Funcionamento completo do sistema de gestão inteligente durante um ciclo	27
3.2.9	Faturação	29
3.2.10	Previsão da Degradação e custo da Degradação das baterias	33
4	Análise de resultados	35
4.1	Resultados e análise do Caso Consumo	35
4.2	Resultados e análise do Caso Geração	38
4.3	Resultados e análise do Caso Carregamento	43
4.4	Resultados e análise do Caso Metodologia	50
4.5	Análise dos resultados no contexto dos possíveis efeitos para a rede Nacional	58
5	Conclusão	66
	Bibliografia	70

ÍNDICE DE FIGURAS

1.1	Evolução do número de VE´s ao longo do tempo [2].	1
2.1	Consumo final por sector de atividade económica (2020) [10].	5
2.2	Interações entre autoconsumidores, UPAC e Rede Eléctrica de Serviço Público (adaptado de [15]).	7
2.3	Fluxo de licenciamento de uma UPAC associada a Comunidade de Energia Renovável, desde o registo na Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG) até à ligação à RESP (adaptado do RAC).	8
2.4	Interligação entre DGEG, operadores de rede, EGAC, comercializadores e agregadores na actividade de autoconsumo [21].	9
3.1	fluxograma com o funcionamento holístico do funcionamento do sistema/aplicação da metodologia	28
4.1	Representação do diagrama de carga com a potência fornecida pela rede à Comunidade ao longo do mês de agosto.	36
4.2	Representação do diagrama de carga com a potência fornecida pela rede ao longo dos 2 primeiros dias de agosto.	36
4.3	Representação do diagrama com as variações da potência fornecida pela rede à Comunidade ao longo do mês de agosto.	37
4.4	Representação do diagrama com as variações da potência fornecida pela rede à Comunidade ao longo dos 2 primeiros dias de agosto.	37
4.5	Representação do diagrama de carga da potência fornecida pela rede no caso geração no mês de agosto.	39
4.6	Representação do diagrama de carga da potência fornecida pela rede no caso geração nos 2 primeiros dias de agosto	39
4.7	Representação do diagrama com as variações da potência fornecida pela rede no mês de agosto.	40
4.8	Representação do diagrama com as variações da potência fornecida pela rede nos 2 primeiros dias de agosto.	40

4.9	Contribuição de cada componente no funcionamento da CER, para o caso geração.	41
4.10	Contribuição de cada componente no funcionamento da CER, para o caso geração.	41
4.11	Representação do diagrama de carga da potência fornecida pela rede no mês de agosto.	44
4.12	Representação do diagrama de carga da potência fornecida pela rede nos 2 primeiros dias de agosto.	44
4.13	Representação do diagrama com as variações da potência de fornecimento da rede, em agosto.	45
4.14	Representação do diagrama com as variações da potência de fornecimento da rede, nos 2 primeiros dias de agosto.	45
4.15	Contribuição de cada componente no funcionamento da CER, para o Caso Carregamento.	46
4.16	Contribuição de cada componente no funcionamento da CER, para o Caso Carregamento.	46
4.17	Representação da degradação da bateria do VE1 no caso carregamento. . . .	50
4.18	Representação do diagrama de carga com o fornecimento de energia pela rede no mês de agosto.	51
4.19	Representação do diagrama de carga com o fornecimento de energia pela rede nos 2 primeiros dias do mês de agosto.	51
4.20	Representação do diagrama com as variações na potência de fornecimento da rede no mês de agosto.	52
4.21	Representação do diagrama com as variações na potência de fornecimento de energia pela rede nos 2 primeiros dias do mês de agosto.	52
4.22	Contribuição de cada componente no funcionamento da CER, para o caso metodologia no mês de agosto.	53
4.23	Contribuição de cada componente no funcionamento da CER, para o caso metodologia nos 2 primeiros dias de agosto.	53
4.24	Representação da Degradação da bateria do VE 1 no caso metodologia. . . .	56
4.25	Representação do diagrama de carga da geração da rede nacional sem considerar o efeito da metodologia aplicada.	59
4.26	Representação do Diagrama de carga da Geração da Rede Nacional sem considerar o efeito da metodologia aplicada.	59
4.27	Representação do Diagrama de carga da Geração da Rede Nacional a considerar o efeito da metodologia aplicada para o espaço de 1 mês.	60
4.28	Representação do Diagrama de carga da Geração da Rede Nacional a considerar o efeito da metodologia aplicada no espaço temporal de 2 dias.	60
4.29	Representação da potência Disponível para consumo a partir dos VE´s a nível Nacional de forma Descentralizada.	64

4.30 Representação da Potência Disponível na CER em média em a partir de cada VE's.	64
---	----

ÍNDICE DE TABELAS

2.1	Comparação das principais químicas de ião-lítio.	13
3.1	Tabela com os valores dos tarifários utilizados pela empresa Plenitude	30
4.1	Dados de Faturação – Resumo	38
4.2	Dados de Faturação – Resumo	42
4.3	Coeficientes C – Resumo dos Coeficientes	42
4.4	Faturação por Elemento – Resumo (euros)	47
4.5	Coeficiente C – Resumo	47
4.6	Valores de D – Resumo (% por dia)	49
4.7	Faturação por Elemento – Resumo	54
4.8	Coeficiente C – Resumo	54
4.9	Valores de D – Resumo (% por dia)	56

SIGLAS

ACC	Autoconsumo Coletivo
ACI	Autoconsumo Individual
CCE	Comunidade de Cidadãos para a Energia
CER	Comunidade de Energia Renovável
CPE	Código do Ponto de Entrega
DGEG	Direção Geral de Energia e Geologia
DL	Decreto de Lei
EGAC	Entidade Gestora de Autoconsumo
IA	Instalação de Armazenamento
IC	Instalação de Consumo
IP	Instalações de Produção
NZEB	Net Zero Energy Building
ORD	Operador de Rede de Distribuição de Eletricidade
ORT	Operador da Rede de Transporte de Eletricidade
RAC	Regulamento de Autoconsumo
RARI	Regulamento de Acesso às Redes e às Interligações
RESP	Rede Elétrica de Serviço Público
RRC	Regulamento de Relações Comerciais dos Setores Elétricos e do Gás
UE	União Europeia
UPAC	Unidade de Produção para Autoconsumo

VE	Veículo Eléctrico
VPP	Virtual Power Plants

INTRODUÇÃO

Esta secção apresenta os acontecimentos recentes que motivaram o desenvolvimento do tema da tese.

1.1 Contexto e motivação

Esta secção tem como objetivo apresentar os últimos acontecimentos que motivaram o desenvolvimento do tema da tese.

Em primeiro lugar, nos últimos anos, as alterações climáticas têm provocado impactos negativos crescentes na vida das pessoas e no tecido empresarial.

Em segundo lugar, como é visto na Figura 1.1 que evidencia o crescimento da adoção de Veículo Elétrico (VE), incluindo os veículos elétricos híbridos plug-in *plug-in hybrid electric vehicles* – PHEV). Esta tendência motivou a análise de como os VE podem apoiar a gestão de uma comunidade de energia renovável Comunidade de Energia Renovável (CER), tirando partido das baterias incorporadas como sistema de armazenamento distribuído. Não esquecer que para estes funcionarem como back-up, os inversores têm de ter a capacidade de se isolarem da rede do ponto de vista elétrico, se não esta característica deixa de ser verdade.

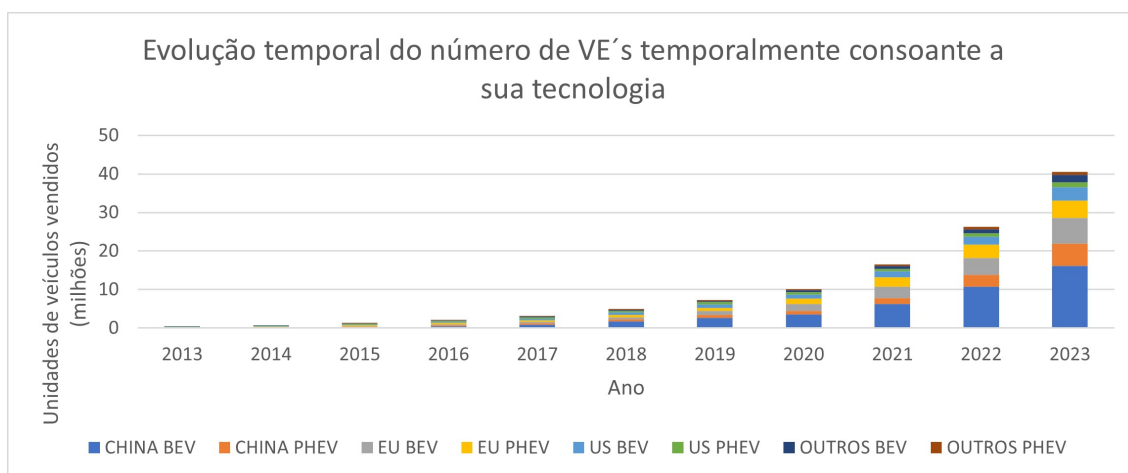


Figura 1.1: Evolução do número de VE's ao longo do tempo [2].

Em terceiro lugar, a difusão do regime laboral remoto ou híbrido, acelerada pela pandemia, aumenta o tempo em que os VE permanecem estacionados e ligados, potenciando a sua contribuição para a gestão de energia da CER.

Por fim, a tese de Ana Rita Grilo Godinho [3] abordou a gestão de CER focando-se em consumo e geração locais, mas sem integrar armazenamento, lacuna que o presente trabalho pretende colmatar.

1.2 Objetivos e contribuições

No âmbito destes objetivos e cumprindo com as novas regras definidas a partir do RAC [4], este trabalho tem como objetivos:

1. Criação de uma metodologia para integração e gestão de armazenamento local numa comunidade de energia renovável.
2. Criação de ferramenta para ajudar na gestão, dimensionamento das CER's e simulação.
3. Fazer a simulação de um caso prático com a metodologia proposta.
4. Fazer a análise para avaliar os impactos causados pelas alterações propostas e respetiva viabilidade.

A principal contribuição reside na integração de armazenamento local em CER, potenciando a eficiência energética.

Com base na metodologia desenvolvida para a gestão do armazenamento local, é possível considerar a sua generalização e adaptação para outros contextos, nomeadamente:

- Fazer a gestão de um ou vários sistemas de armazenamento local estacionário, para além dos VE's.
- A gestão energética em pontos de acesso à rede, através da adaptação da metodologia à análise integrada dos perfis locais de consumo, geração e armazenamento. Esta aplicação poderá apoiar a operação da rede em tempo real, promovendo uma utilização mais eficiente da energia renovável disponível e contribuindo para serviços como o suporte à estabilidade da frequência, sem necessidade de intervenção direta nas unidades de produção.

1.3 Estrutura documento

O documento organiza-se da seguinte forma:

- Capítulo 1 - Introdução: contextualiza o tema, apresenta motivações, objetivos, contribuições e descreve a estrutura do trabalho.

- Capítulo 2 - Estado da arte: revê iniciativas da União Europeia (UE), enquadramento legislativo das CER e tecnologias de armazenamento.
- Capítulo 3 - Caso de estudo: apresenta a metodologia adotada e as premissas dos diferentes cenários.”
- Capítulo 4 - Resultados: discute os resultados obtidos para cada cenário e respetivos impactos.
- Capítulo 5 - Conclusão: sintetiza as respostas à questão de investigação, dificuldades, recomenda melhorias e sugere trabalhos futuros.

ESTADO DE ARTE

A estrutura segue três secções: iniciativas da UE; caracterização das CER e respetivos modelos; e soluções de armazenamento.

2.1 Iniciativas da UE

A introdução contextualizou o tema e as motivações que conduziram ao seu desenvolvimento. Pretende-se agora explicar quando a eficiência energética passou a ser prioritária para a União Europeia (UE) e que medidas foram lançadas para melhorar o desempenho energético de edifícios residenciais, industriais e comerciais.

Nos últimos anos as alterações climáticas tornaram-se mais evidentes. Por essa razão, a UE lançou diversas iniciativas e acordos para as mitigar. Um exemplo é o **Pacto Ecológico Europeu** (2019), pelo qual os Estados-Membros se comprometem a atingir a neutralidade carbónica até 2050 [5]. Outro é o **Acordo de Paris**, no qual a UE — enquanto organização regional de integração económica e conjuntamente com todos os Estados-Membros. O Acordo de Paris é um tratado internacional, firmado em 2015 na COP21 (Conferência das Partes), que estabelece metas para limitar o aquecimento global, com o objetivo de manter o aumento da temperatura média global bem abaixo de 2 °C e procurar limitar esse aumento a 1,5 °C acima dos níveis pré-industriais.

A preocupação com a ineficiência dos edifícios, contudo, não é recente: remonta a 2002, quando a UE aprovou a *Diretiva de Desempenho Energético dos Edifícios* (EPBD) [6]. O diploma estabeleceu a certificação energética, a inspeção regular de caldeiras e sistemas de ar condicionado, entre outras medidas. Seguiram-se quatro revisões:

1. **2010** [5] — introduz o conceito Net Zero Energy Building (NZEB) e fixa a meta de que todos os novos edifícios sejam NZEB até 2020 (balanço anual de energia *nulo ou negativo*).
2. **2018** [7] — dá prioridade à renovação de edifícios existentes, define estratégias de renovação a longo prazo e incentiva a integração de dispositivos inteligentes.

3. **2021** [8] — alinha as exigências com o pacote *Fit for 55*, visando reduzir em 55% as emissões de CO₂ e em 12% o consumo de energia até 2030; salienta que 75% dos edifícios europeus são ineficientes e que o sector representa 36% das emissões de gases com efeito de estufa e 40% da energia final consumida.
4. **2023** [9] — atualiza metas à luz do plano *REPowerEU* e aprofunda o papel dos veículos elétricos (VE) nas soluções energéticas, transformando os NZEB em objetivo obrigatório por fases: 2027 para edifícios públicos não residenciais viáveis, 2028 para todos os edifícios públicos novos e 2030 para edifícios residenciais novos.

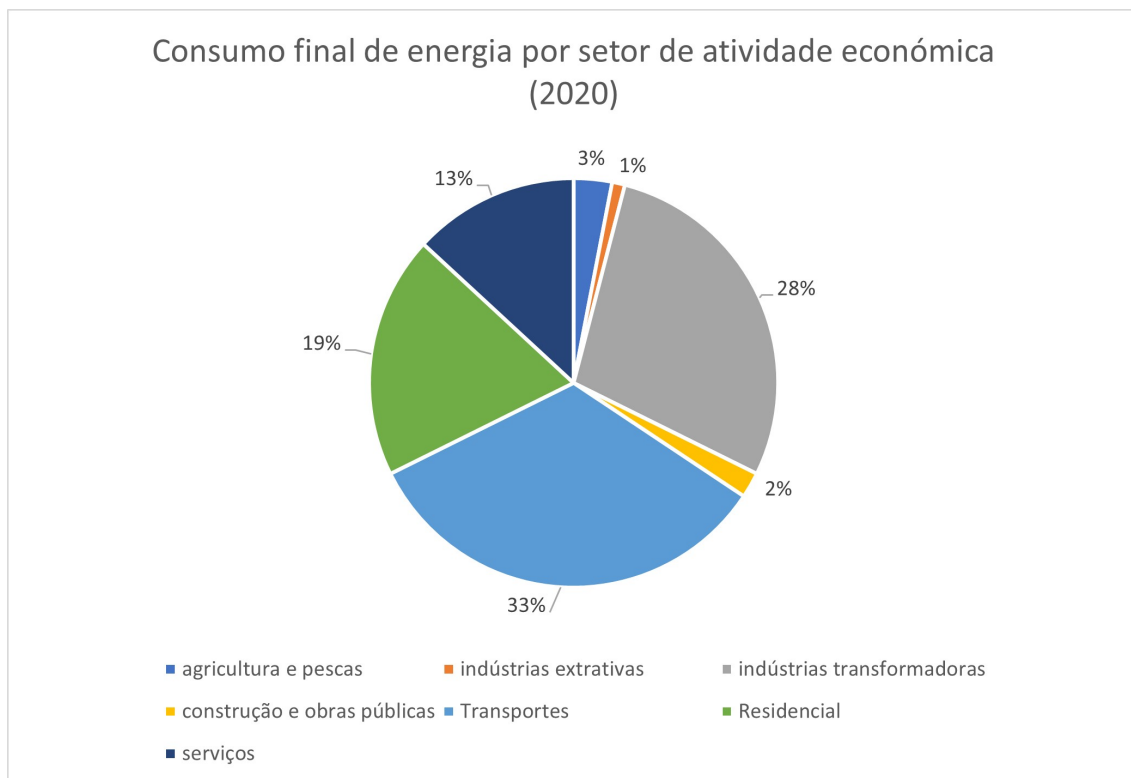


Figura 2.1: Consumo final por sector de atividade económica (2020) [10].

Os dados nacionais confirmam a tendência europeia: em 2020 os edifícios representam com 19% das emissões de CO₂ (Figura 2.1). A adoção de novas estratégias de eficiência — sejam tecnologias inovadoras ou otimização das existentes — poderá ter, portanto, impacto ambiental significativo melhorando a eficiência de dos processos já feitos, o que leva a uma redução dos consumos observados.

Além da EPBD, outras iniciativas fortalecem a eficiência energética. O **Plano REPowerEU** [11] destaca-se por procurar aumentar a resiliência energética da UE face a choques externos (p. ex. guerra Rússia–Ucrânia) através de:

- *Diversificação de fornecedores* de combustíveis fósseis, com ênfase no gás natural;
- *Aceleração do investimento em energias renováveis* e infraestruturas associadas, reduzindo a dependência de importações.

Ainda em 2022, graças a estas políticas, a UE registou: i) produção de eletricidade renovável superior à de centrais a gás; ii) um máximo histórico de 41 GW de nova potência solar; iii) 16 GW adicionais de eólica; e iv) quota renovável de 39 % no consumo anual de energia.

Em suma, as iniciativas analisadas demonstram uma **área de atuação** coerente: da legislação específica para edifícios à estratégia macroeconómica de resiliência, todas convergem para reduzir emissões, promover geração renovável e, finalmente, garantir segurança de abastecimento num contexto geopolítico incerto.

2.2 Comunidades de Energia Renováveis

Ao longo desta secção analisa-se: (i) a definição e a tipologia de comunidades; (ii) a evolução do enquadramento jurídico do autoconsumo em Portugal; (iii) a organização técnica e institucional de uma CER; (iv) os modelos de negócio e de gestão de energia associados; e (v) os principais benefícios, limitações e aplicações práticas.

2.2.1 Definição e tipologia

De acordo com a *Diretiva (UE) 2018/2001* e com a transposição nacional da *Diretiva (UE) 2019/944*, uma Comunidade de Energia Renovável (CER) é uma entidade jurídica:

- controlada por membros ou entidades locais — cidadãos, autoridades públicas ou pequenas e médias empresas;
- cujo objetivo principal consiste em proporcionar benefícios ambientais, económicos ou sociais aos seus membros ou ao território onde se insere, e não a maximização de lucros;
- que produz, consome, partilha, armazena ou vende energia proveniente de fontes renováveis.

As comunidades podem assumir duas formas legais distintas identificadas pela DGEG¹:

CER : Comunidade focada em fontes renováveis, limitada à proximidade elétrica da produção.

Comunidade de Cidadãos para a Energia (CCE) : tecnologicamente neutra, sem restrição geográfica.

Nesta dissertação estuda-se exclusivamente a CER, caracterizada por adesão livre, governação específica e cobertura de 100 % de energias renováveis (Tabela ??).

¹Síntese de [14].

A CER promove a partilha de recursos energéticos entre vizinhos, reforçando a coesão social e a resiliência do sistema eléctrico. A produção próxima reduz perdas, alivia congestionamentos na rede e estimula a adopção de tecnologias limpas.

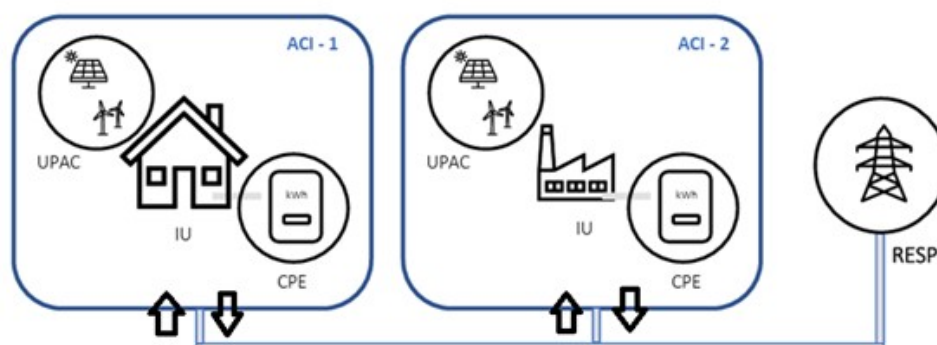


Figura 2.2: Interações entre autoconsumidores, UPAC e Rede Eléctrica de Serviço Público (adaptado de [15]).

2.2.2 Enquadramento legislativo

A política nacional com o objetivo de regular a atividade do autoconsumo evoluiu em três marcos sucessivos:

1. **Decreto de Lei (DL) 15/2022** — estabelece o regime jurídico da produção descentralizada. Reconhece a Unidade de Produção para Autoconsumo (UPAC) e distingue:
 - **Autoconsumo Individual (ACI)** — UPAC ligada a uma Instalação de Consumo (IC); pode operar com um único Código do Ponto de Entrega (CPE) ou com dois CPE se a produção for medida em separado.
 - **Autoconsumo Coletivo (ACC)** — energia de uma ou várias UPAC partilhada entre múltiplas instalações elétricas através da rede elétrica de serviço público (RESP) ou de rede interna.
2. **Regulamento de Autoconsumo (RAC)** — aprovado pela ERSE; especifica a medição e leitura de energia, a partilha no autoconsumo coletivo, as relações comerciais entre intervenientes e a disponibilização de dados pelos operadores de rede, entre outros aspetos relevantes.
3. **Revisão 2023 (DL 815/2023)** — consolida as regras de autoconsumo, clarifica licenciamento simplificado e adapta-se às metas do *Fit for 55*.

A legislação confere flexibilidade operacional, permitindo à CER vender excedentes em mercado organizado, através de contratos bilaterais ou via agregador, conforme o Regulamento de Relações Comerciais (RRC).

2.2.3 Organização técnica e institucional

Cada ponto de ligação é identificado por um CPE de 20 dígitos (“PT” + operador + local + dígitos de controlo). Em ligações bidireccionais distinguem-se CPE_c (consumo) e CPE_p (produção).

O RAC prevê três tipos de instalações:

1. **Instalação de Consumo (IC)** — apenas consumo; pode incluir produção integrada.
2. **Instalação de Armazenamento (IA)** — CPE_c e CPE_p; armazena energia para uso futuro.
3. **Instalações de Produção (IP)** — gera eletricidade para autoconsumo ou injeção na Rede Elétrica de Serviço Público (RESP).

A Figura 2.3 descreve o processo de licenciamento e a Figura 2.4 sintetiza a interação operacional entre as entidades abaixo:

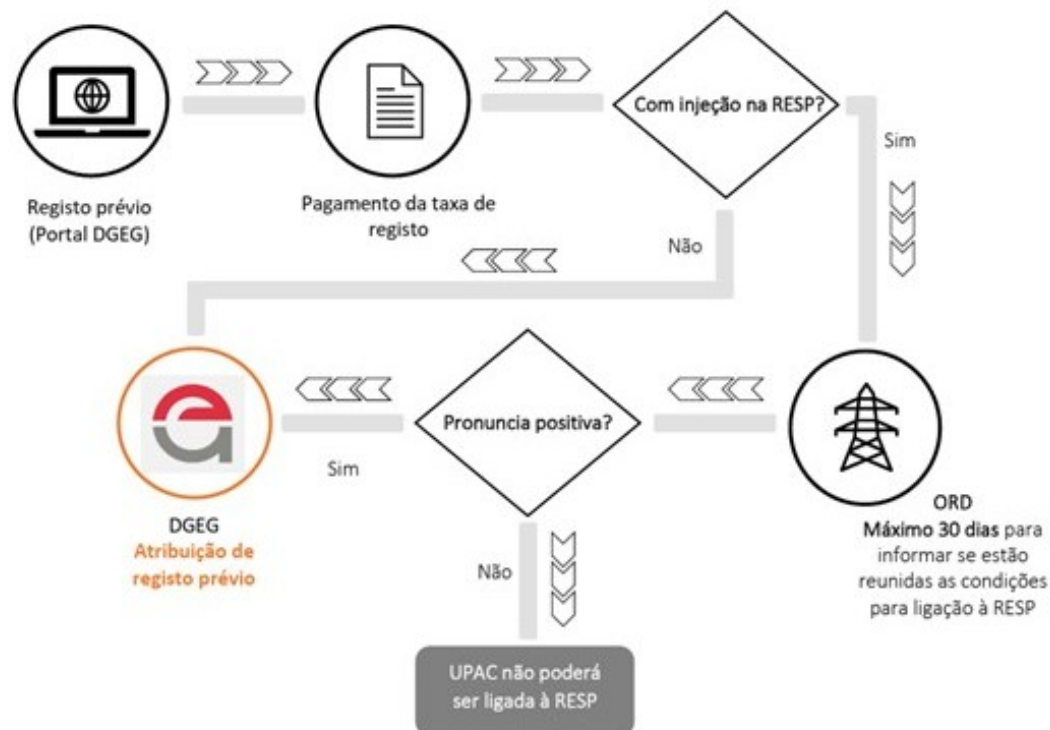


Figura 2.3: Fluxo de licenciamento de uma UPAC associada a uma Comunidade de Energia Renovável, desde o registo na DGEG até à ligação à RESP (adaptado do RAC).

- **DGEG** — licenciamento e registo.

- **Operador de Rede de Distribuição de Eletricidade (ORD)** - medições, coeficientes de partilha, faturação das tarifas de acesso.
- **Operador da Rede de Transporte de Eletricidade (ORT)** - integra excedentes na RNT.
- **Entidade Gestora de Autoconsumo (EGAC)** — Entidade Gestora do Autoconsumo Colectivo; elabora o Regulamento Interno e gere fluxos entre membros.
- **Agregador** — comercializa excedentes (conforme Regulamento de Relações Comerciais dos Setores Eléctricos e do Gás (RRC) e Regulamento de Acesso às Redes e às Interligações (RARI)).

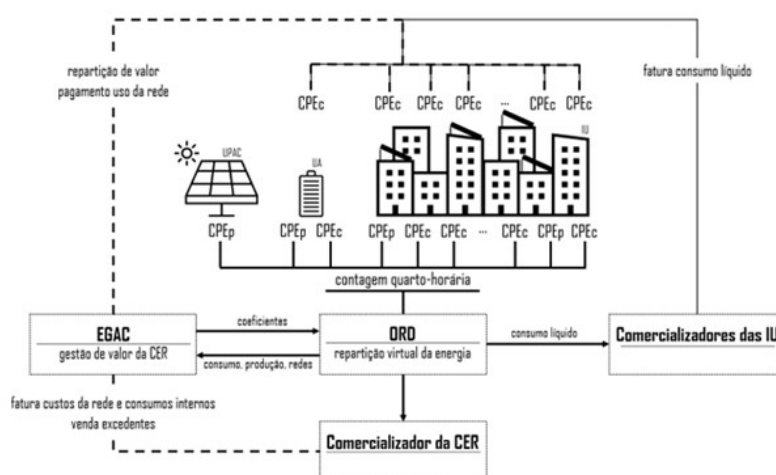


Figura 2.4: Interligação entre DGEG, operadores de rede, EGAC, comercializadores e agregadores na actividade de autoconsumo [21].

Todas as entidades cooperam ao abrigo do artigo 5.º do RAC.

2.2.4 Modelos de negócio e de gestão de energia

A UPAC é o ativo de geração; a CER é a entidade jurídica que agrega ativos e consumidores. Três formas jurídicas dominam:

1. **Cooperativa** — modelo mais frequente [21]; governação democrática, reinvestimento local dos excedentes.
2. **Associação/Fundação** — finalidade social ou ambiental; reinveste poupanças em projetos comunitários.
3. **Sociedade comercial** — orientada ao lucro; atua como agregador ou comercializador.

Conforme [22] identificam-se:

CER clássica: geração renovável local, gestão descentralizada entre elementos próximos.

CER integrada: acrescenta vetores de energia (p. ex. aquecimento de água, climatização, carregamento de baterias) para maximizar autoconsumo.

Grupo de autoconsumidores conjuga várias CER próximas num consórcio de otimização.

Micro-grid: rede local autónoma com controlo central; típica em zonas remotas.

Virtual Power Plants (VPP) — plataforma que agrega recursos distribuídos num único actor de mercado.

Energy Hub: estrutura central que gere fluxos de eletricidade e armazenamento num município ou região, usando também conversão a partir de vários vetores de energia.

2.2.5 Vantagens, desafios e aplicações

A adopção de Comunidades de Energia Renovável (CER) traduz-se num conjunto alargado de impactos – positivos e negativos – que importa analisar de forma crítica. Esta secção discute, em primeiro lugar, os benefícios potenciais; em seguida, identifica as principais barreiras de natureza técnica, socio-económica e institucional; por fim, descreve cinco casos de aplicação representativos do contexto português.

Começando a olhar para os aspetos positivos uma CER com armazenamento devidamente dimensionada pode funcionar em modo isolado (“*islanded*”) sempre que ocorra falha na RESP. Este modo de contingência exige a presença de um inversor híbrido ou off-grid capaz de criar rede local e gerir o balanço de cargas da comunidade. Para os membros, a garantia de abastecimento reduz a vulnerabilidade a cortes e aumenta a segurança energética do território.

As CER constituem agregados valiosos para o operador do sistema: (i) têm o potencial de fornecer reserva de potência em minutos, através de baterias ou *vehicle-to-home* (V2H); (ii) têm o potencial de permitir a compensação de energia reativa, melhorando o perfil de tensão;

A economia de escala obtida pela compra conjunta de equipamentos (painéis FV, inversores, armazenamento) reduz o valor do investimento por participante até 25 % em cenários urbanos [22]. Do lado dos custos de operação, a partilha de excedentes permite baixar a fatura eléctrica, sendo que esta redução vai depender também de fatores como a taxa de autoconsumo e o esquema tarifário.

Com a presença de geração local existe uma redução das perdas no processo do transporte de energia.

Passando para as desvantagens a produção fotovoltaica e eólica tem cariz intermitente, sem planeamento adequado pode-se observar um excedente de injeção podendo causar sobretensões e inversão de fluxo. A mitigação passa por armazenamento, modulação de carga e contratos de venda de energia para resposta a este excedente.

Apesar da implementação de ajudas institucionais como a implementação do IVA a 6 % (PRR, Fundo Ambiental), o valor do investimento inicial continua a ser elevado. Com a aquisição a partir de modelos cooperativos diluem a barreira, mas exigem capital social e um modelo de governação.

Se o Regulamento Interno não definir coeficientes de partilha transparentes, podem surgir assimetrias. Um caso típico é o do membro que detém por exemplo um terreno onde se instala a UPAC: além das poupanças observadas pela geração renovável que observa de forma semelhante que os outros membros da comunidade, este recebe ainda uma renda pelo aluguer do espaço, beneficiando duplamente face aos restantes participantes. Modelos cooperativos mitigam esta situação se introduzirem compensações proporcionais ao capital investido e ao consumo.

Nas pequenas comunidades podem faltar de competências técnicas e regulatórias para gerir esta complexidade, desde a instalação, gestão e manutenção do equipamento técnico, à sua coordenação com outros membros sendo necessário vários equipamentos para fazer a recolha de dados e o controlo dos mesmos. Para ser possível fazer a maior parte destas ações é necessário ter muito conhecimento técnico, conhecimento que não é de conhecimento comum.

Passando para algumas aplicações de CER, a nível Nacional, destaca-se:

1. **POCIFYT – Évora e Alkmaar:** Projeto europeu liderado pela EDP Labelec (2019–2024). Integra 2 MWp de fotovoltaico, 3 MWh de baterias LFP e plataforma de *smart-city*. Espera-se reduzir em 15 % o pico de carga do centro histórico.
2. **Condomínio Avenida de Roma (Lisboa):** Iniciou-se com 3kWp em 2010; em 2021 atingiu 27.3 kWp e adicionou 40 kWh de baterias. A poupança anual nas áreas comuns ultrapassa € 8 000, com retorno do investimento inicial em 5 anos.
3. **Creche de Bicesse:** Telhado FV de 73 kWp cobre 50 % do consumo diurno; tarifa solidária permite fornecer gratuitamente 10 MWh anuais a famílias carenciadas; evita 34 t CO₂/ano [31].
4. **EnergyRing (CSide):** Quatro CER municipais (250 utilizadores). Redução média de 40 % no custo do kWh para edifícios públicos; estimativa de abatimento de 500 CO₂/ano.
5. **Coopérnico – Vila Boa do Bispo e S. Luís:** Investimento cooperativo de € 525 000 instala 120 kWp de fotovoltaico. Até 2022, o município de Odemira passou a cobrir 100 % da eletricidade pública com geração local [33].

2.3 Tecnologias de armazenamento e as suas implicações

A crescente penetração de fontes renováveis intermitentes obriga a dispor de soluções de armazenamento capazes de equilibrar, em tempo real, a diferença entre geração e procura.

Esta secção apresenta:(i) um leque das principais tecnologias;(ii) os parâmetros técnicos que condicionam a seleção de cada solução;(iii) as baterias usadas em veículos elétricos (VE) e a sua aplicação estacionária;(iv) os sistemas de controlo *Battery Management System* (BMS); e(v) as estratégias operacionais mais correntes.

2.3.1 Principais tecnologias de armazenamento

Algumas opções de armazenamento convertem energia elétrica noutra forma de energia e voltam a disponibilizá-la quando necessário:

1. Armazenamento mecânico

- Bombagem hidroelétrica: a eletricidade aciona bombas que elevam água para um reservatório superior (energia potencial).
- Ar comprimido (CAES): o ar pressurizado aciona turbina na descarga.
- Volante de inércia: energia cinética num rotor de alta velocidade.

2. Armazenamento químico

- *Power-to-gas*: produção de H_2 ou NH_3 que mais tarde pode ser utilizado para alimentar células de combustível.

3. Armazenamento térmico

- Acumuladores (sal fundido, água pressurizada, PCM): eletricidade convertida em calor sensível ou latente.

4. Armazenamento eletroquímico

- Baterias convencionais (íon-lítio, chumbo-ácido) e de fluxo redox.

Entre 2005 e 2023, o custo de instalação destas tecnologias caiu entre 30 % e 70 %, impulsionado por economias de escala e otimização de fabrico [34].

2.3.2 Características técnicas de um sistema de armazenamento

Para caracterizar um sistema de armazenamento existem alguns fatores que é importante considerar quando se parametriza um sistema deste tipo, sendo alguns deles [21]:

- **Potência nominal (kW):** valor máximo, contínuo, que o sistema consegue fornecer ou absorver; define a contribuição instantânea.
- **Energia útil (kWh)** — quantidade realmente disponível à profundidade de descarga recomendada.
- **Profundidade de descarga (DoD, %):** fracção da energia extraída em cada ciclo; valores elevados aceleram a degradação.

- **Tempo de resposta (ms–s):** — intervalo entre comando e entrega de potência; essencial para regulação de frequência.
- **Densidade de energia (Wh kg⁻¹):** energia por unidade de massa; **densidade de potência (W L⁻¹)** — potência por volume.
- **Ciclos de vida:** número de ciclos até a capacidade residual atingir 80 % do nominal, para a temperatura e DoD especificadas.
- **Eficiência ciclo–ciclo (%):** razão energia descarregada/energia carregada; inclui perdas de conversão.
- **Autodescarga (%/dia):** perda de capacidade em repouso.
- **CAPEX:** investimento inicial (equipamento, instalação, integração); **OPEX:** custos recorrentes de operação, manutenção e fim de vida.

2.3.3 Baterias em veículos eléctricos e aplicação estacionária

As baterias de lítio dominam o mercado dos veículos eléctricos (VE) pela sua elevada densidade de energia, eficiência ciclo–ciclo superior a 90% e redução de custo contínua devido ao amadurecimento da própria tecnologia. Destacam-se 3 químicas que representam mais de 95 % da produção mundial. A Tabela 2.1 resume os principais parâmetros.

Tabela 2.1: Comparação das principais químicas de ião-lítio.

	LFP	NCM	NCA
Densidade de energia (Wh kg ⁻¹)	140–180	180–240	200–260
Ciclos até 80 % da capacidade	3 000–6 000	1 500–3 000	1 200–2 500
Conteúdo de cobalto (%)	0	5–15	7–10
Fuga térmica (°C)	> 250	~ 200	~ 180
Custo relativo (2024)	baixo	médio	alto
Pegada de CO ₂ (kg kWh ⁻¹)	~ 60	~ 85	~ 90

Quanto às baterias LFP apresentam a menor densidade de energia, mas oferecem um ciclo de vida 3–5 vezes superior. A ausência de cobalto permite a redução de custos, riscos ambientais e de fuga térmica mesmo em casos de perfuração da bateria. É considerado, por isso, a química mais segura para aplicações residenciais.

Em relação às baterias de NCM equilibra densidade de energia e potência, sendo maior comparativamente às baterias LFP. A redução gradual do cobalto nas versões 622/811 diminui custos, mas ainda implica maior pegada ambiental associado com a extração dos elementos, destacando-se o cobalto. Esta apresenta uma estabilidade térmica moderada requerendo arrefecimento ativo em correntes elevadas. Em caso de perfuração não é tão seguro, podendo provocar um incêndio devido à reação entre o cobalto e o oxigénio.

Das 3 químicas apresentadas é a que apresenta maior densidade energética, adequando-se melhor a veículos de longo alcance. No entanto, devido à sua composição apresenta

uma maior sensibilidade quanto a eventos de fuga térmica e a presença de materiais raros, destacando-se outra vez o cobalto.

A eliminação do cobalto nas baterias LFP reduz os problemas de abastecimento e toxicidade, na cadeia de extração dos componentes químicos. Estudos de ciclo de vida indicam emissões 25–40 % inferiores para LFP face a NCM/NCA quando produzidas sob a mesma mistura de base. No entanto, as baterias de base NCM e NCA oferecem maior energia específica, mas introduzem maior risco de fuga térmica e representam um maior impacto ambiental.

Os módulos de LFP retirados dos VE (aproximadamente 80 % da capacidade original) podem ser requalificados como armazenamento estacionário, reduzindo o CAPEX do sistema até 40 % [39]. Para NCM/NCA, a degradação e a gestão térmica limitam a reutilização a instalações devido à necessidade de arrefecimento ativo.

A expansão global da produção de lítio — e a adoção de técnicas de extração direta, melhorias do processo de manufatura das baterias e a partir do melhoramento das misturas químicas na composição das baterias — deverá manter a trajetória descendente do custo médio dos packs até 2030, beneficiando todas as químicas.

2.3.4 Controlo de sistemas de armazenamento

Os sistemas de armazenamento eletroquímico requerem supervisão contínua para operar dentro dos limites de segurança, eficiência e durabilidade definidos pelo fabricante. Tal supervisão é assegurada pelo *Battery Management System* (BMS), cuja arquitetura integra sensores, eletrónica de potência e firmware dedicado ligados em rede.

Para garantir o desempenho global do conjunto, o BMS acumula seis funções complementares:

1. **Monitorização elétrica e térmica** – em primeiro lugar, mede tensão, corrente e temperatura de cada célula ou módulo, gerando registos que suportam o diagnóstico de anomalias.
2. **Estimativa de estado** – recorrendo a modelos eletroquímicos e algoritmos de observador, calcula em tempo real o *State of Charge* (SOC) e o *State of Health* (SOH), parâmetros essenciais para a gestão energética da instalação.
3. **Equalização de carga** – além disso, equilibra as tensões entre células, minimizando correntes parasitas e prolongando o ciclo de vida útil do pack.
4. **Proteção ativa** – sempre que algum limite de tensão, corrente ou temperatura é excedido, o BMS atua contactores e fusíveis, evitando fuga térmica, sobretensão ou descarga profunda.
5. **Vigilância do isolamento** – de igual modo, monitoriza a resistência de isolamento para prevenir choques elétricos e fugas de corrente para a carcaça.

6. **Comunicação e registo de dados** – por fim, expõe telemetria via CAN, Modbus ou Ethernet para sistemas de supervisão de nível superior ou plataformas *cloud*, permitindo tele-diagnóstico e atualizações remotas de firmware.

Em síntese, o BMS mantém a bateria na sua *janela operacional segura*, otimizando a disponibilidade do armazenamento, alargando a vida útil do ativo e reduzindo os riscos para os equipamentos e os utilizadores.

2.3.5 Estratégias de controlo do armazenamento

O modo de exploração de um sistema de armazenamento determina o desempenho económico, a prestação de serviços à rede e o respetivo envelhecimento. A literatura distingue sete abordagens-tipo [44], sintetizadas de seguida.

1. **Modo de carga** – mantém o estado de carga (SOC) perto do mínimo para absorver excedentes renováveis; injeta a energia logo que o limite superior é atingido.
2. **Modo de descarga** – mantém o SOC máximo, assegurando reserva local em micro-redes ou locais isolados.
3. **Modo intermédio** – fixa o SOC num patamar central, conciliando capacidade de absorção de excedentes e resposta a picos de procura.
4. **Modo *Time-of-use*** – programa janelas horárias de carga em períodos de tarifa baixa e descarga em horas de ponta, tirando partido da estrutura tarifária.
5. **Modo dinâmico** – ajusta-se em tempo real a ordens do operador ou do gestor da comunidade, sem alvo fixo de SOC; maximiza valor sistémico mas exige comunicações robustas.
6. **Modo cíclico** – executa ciclos completos entre limites de SOC definidos pelo fabricante, otimizando a longevidade do acumulador.
7. **Modo preditivo** – utiliza previsões de mercado, meteorologia e disponibilidade de recursos energéticos para gerar um plano diário que minimiza custos ou emissões. Associado a estas previsões tem se sempre anexado um erro às mesmas.

Em síntese, a estratégia selecionada deve refletir o objetivo prioritário da instalação — lucro, resiliência ou apoio à rede — bem como as restrições técnicas do sistema. Na prática, é comum adotar uma lógica híbrida, conjugando *Time-of-use* ao longo do ano com despacho dinâmico em situações de contingência.

Fazendo a ponte para o trabalho desenvolvido, o sistema utiliza um modo preditivo adotando-se uma abordagem de planeamento para o dia seguinte: modelos de inteligência artificial geram, hora a hora, a procura agregada da CER, a produção fotovoltaica estimada e a disponibilidade de armazenamento (VE ligados), para o dia seguinte. Os modelos

são treinados com séries históricas criadas a partir das plataformas *E-Redes Open Data* e do *REN Data Hub*; para a produção renovável recorrem a ficheiros TMY obtidos na plataforma PVGIS.

Importa notar que, mesmo na construção destes *datasets*, subsiste um desvio face aos perfis de consumo reais, ao qual se soma a incerteza meteorológica considerada no planeamento do dia seguinte. Consequentemente, qualquer estratégia baseada nestas previsões transporta um erro intrínseco que deve ser ponderado na operação do sistema.

APRESENTAÇÃO DO CASO DE ESTUDO

Para fazer a apresentação pretende-se colocar de forma clara os vários constituintes da CER e a metodologia apresentada que permite fazer a gestão da mesma, de forma a maximizar a utilização dos seus recursos e a maximizar o retorno para os seus elementos no contexto de comunidade.

Para além dos constituintes da CER pretende-se explorar como é que foi desenvolvida a metodologia a ser estudada e as várias considerações que se tomou no desenvolvimento da metodologia e do resto dos casos para ter como comparação do desempenho da metodologia em relações aos outros. Para finalizar explicar-se-á como é que será feita a faturação com a aplicação da metodologia.

3.1 Constituintes da CER

Na construção do Caso de Estudo considerou-se que a CER é composta por 4 edifícios residenciais. Cada edifício é composto por 4 andares, onde cada andar é composto por 3 apartamentos (cada apartamento é visto como um elemento da comunidade), todos eles T3 com uma dimensão de 150 m^3 e com direito a lugar num parqueamento privado do prédio com um carregador elétrico para cada carro (Total de 48 apartamentos). Em relação à ligação dos carregadores elétricos considerou-se que cada carregador elétrico está ligado diretamente ao quadro Geral de Baixa Tensão de cada Apartamento.

A localização considerada tem de latitude = 38.661° N e de longitude = -9.205° W .

Em todos os casos considerou-se que a faturação é feita com tarifa bi-horário semanal, utilizando a tarifa Fácil Plus da Plenitude [46].

Para avaliar o caso de estudo considerou-se 4 casos diferentes, sendo estes:

- **Caso Consumo:** Neste caso, que se define como referência. Considera-se que a Comunidade não apresenta geração, apenas consumo e os seus elementos não têm carros elétricos.
- **Caso Geração:** Neste caso, define-se com as mesmas características que o Caso Consumo, mas considera-se que vai ter produção de energia renovável, a partir de

painéis foto-voltaicos, para além do consumo.

- **Caso Carregamento:** Neste caso, define-se as mesmas características que o Caso Geração, mas para acrescentar considera-se que todos os apartamentos utilizam um VE apenas para se deslocarem (não é utilizado para armazenamento). Por fim considera-se que cada apartamento carrega o seu VE todos os dias à noite.
- **Caso Metodologia:** Neste caso define-se com as mesmas características do caso geração, mas vai diferir do mesmo pois considerou-se que todos os apartamentos têm um VE para se transportarem, sendo que estes vão ser utilizados como uma fonte de armazenamento de energia, o que implica que se vai considerar que têm "capacidade" quer para carregar, quer para descarregar. A partir da aplicação da metodologia criada faz-se a gestão da CER, de forma a tentar maximizar o retorno do investimento na sua aplicação, a partir de um sistema de gestão inteligente.

3.2 Metodologia Adotada

Neste subcapítulo vai-se abordar a metodologia abordada na criação/geração dos dados e no processamento dos mesmos para a aplicação da metodologia criada no sistema de gestão inteligente da comunidade.

Em primeiro lugar, vai-se abordar o processo de geração dos datasets, para a análise dos cenários do estado de estudo. É de notar que não existiam dados e por isso teve-se de criar dados sintéticos como é explicado em diante.

Em segundo lugar, vai-se abordar o processo da metodologia aplicada no sistema de gestão inteligente, explicando cada passo da metodologia de forma a otimizar a gestão dos recursos da CER.

Em último lugar vai-se explicar como é que vai ser feita a faturação de forma a garantir um retorno justo para todos os elementos da CER no processo de balanceamento de cargas e vai-se explicar qual o método para fazer a previsão da degradação das baterias dos VE's de cada elemento da Comunidade.

3.2.1 Geração dos diagramas de carga

Para atribuir perfis de consumo horários aos diferentes apartamentos da CER recorreu-se ao *Open Data* da E-Redes [28]. O procedimento adotado, ilustrado nas seguintes etapas:

1. **Descarregamento dos dados** — selecionou-se o conjunto *Consumo horário por Código Postal (4 dígitos)*; cada apartamento da comunidade recebeu um código-postal (CP) distinto.
2. **Filtragem temporal** — restringiu-se a série a uma janela de dez meses consecutivos, comum a todos os CP, garantindo comparabilidade entre perfis.

3. **Conversão energia→potência** — como o ficheiro original fornece energia (kWh) por hora, dividiu-se cada valor por uma hora, obtendo-se a potência média (kW) de cada intervalo.
4. **Redimensionamento para 6 kW** — para representar um apartamento típico (família de 4–5 pessoas), dividiu-se todo o perfil por um coeficiente iterativamente até o pico não ultrapassar 6 kW (≈ 6 kVA).
5. **Gravação dos datasets** — os perfis ajustados foram gravados em CSV via *Pandas*; estes ficheiros alimentam os modelos de previsão de carga usados em passos em diante.

O processo conserva a forma do diagrama original, mas introduz um desvio inerente ao escalamento e à natureza estatística dos dados públicos; esse erro é considerado quando desenvolvido o algoritmo para o comportamento dos sistema de gestão inteligente.

3.2.2 Geração dos diagramas de carga da geração da comunidade

Para estimar a geração fotovoltaica para cada intervalo de tempo de cada elemento da Comunidade foram seguidos os passos abaixo:

1. **Dados meteorológicos TMY** — descarregaram-se ficheiros *Typical Meteorological Year* (TMY) do PVGIS para a localização da comunidade.
2. **Área útil de cobertura** — assumiu-se que 80 % da área de cobertura do edifício pode receber painéis FV; os restantes 20 % destinam-se a obstáculos (claraboias, chaminés, etc).
3. **Módulos selecionados** — considerou-se o painel monocristalino Trina Solar *Vertex* de 505 Wp com as características da respetiva *datasheet* [47].
4. **Perdas** — contabilizaram-se perdas elétricas de 14 % (transmissão da energia nos cabos e na conversão do inversor).
5. **Cálculo da geração** — a partir dos dados TMY e da área disponível, o PVGIS devolveu a produção horária em kWh que foi convertida para kW médios por hora.
6. **Coeficientes de partilha dinâmicos** — para repartir o excedente entre os N participantes definiu-se, em cada intervalo Δt , o coeficiente de partilha dinâmico para cada elemento i ,

$$C_i(\Delta t) = P_{\text{cons}} \underbrace{\frac{\text{consumo}_i(\Delta t) + \text{PotDisp}_i(\Delta t)}{\sum_{j=1}^N [\text{consumo}_j(\Delta t) + \text{PotDisp}_j(\Delta t)]}}_{\text{porção relativa ao consumo}} + P_{\text{ger}} \underbrace{\frac{\text{geração}_i(\Delta t)}{\sum_{j=1}^N \text{geração}_j(\Delta t)}}_{\text{porção relativa à geração}} + \underbrace{P_{\text{inv}} \frac{I_i}{\sum_{j=1}^N I_j}}_{\text{porção relativa investimento}}, \quad (3.1)$$

onde $P_{\text{cons}} + P_{\text{ger}} + P_{\text{inv}} = 1$. Se um participante possuir armazenamento, a potência disponível de carregamento (PotDisp) é adicionada ao seu consumo para refletir a flexibilidade adicional para criar consumo para a comunidade, de forma a resolver o problema de como lidar localmente com o excesso de geração.

7. **Distribuição do excedente** — a potência excedente do intervalo é então atribuída a cada elemento i segundo a equação: $P_{\text{exced},i}(\Delta t) = C_i(\Delta t) P_{\text{exc}}(\Delta t)$.
8. **Gravação dos datasets** — o perfil horário da geração própria e da energia de excedente de cada elemento é guardado num ficheiro em formato CSV.

Os coeficientes são recalculados a cada intervalo de tempo, refletindo a dinâmica de consumo, geração e investimento (fixo associado ao equipamento); tal como nos perfis de consumo, os resultados transportam incerteza associada às hipóteses meteorológicas e à modelação simplificada do sistema fotovoltaico.

3.2.3 Geração dos datasets de Disponibilidade dos VE's

Para gerar os *datasets* que representam a disponibilidade dos mesmos na CER, tomou-se as seguintes considerações:

- Cada pessoa anualmente tem direito a 22 dias de férias, sendo que cada pessoa vai tirar 2 semanas no verão (10 dias de férias), 1 semana no inverno (5 dias de férias) e retira 4 sextas-feiras de forma a ter 4 fins de semana prolongados (mini-férias - sexta a domingo). Os 4 dias restantes considerou-se que ficam de reserva para alguma eventualidade, não tendo sido considerados, quando se definiu as férias de cada elemento.
- Horário de trabalho vai ser igual para todos das 9h às 18h, o que equivale a 8 horas de trabalho com uma hora de almoço, considerando assim às típicas 40 horas semanais em Portugal.
- Definiu-se uma população com 3 tipologias de trabalho, isto é, trabalho Presencial (aproximadamente 75%), trabalho híbrido (aproximadamente 20% - 3 dias remoto e 2 dias presencial - terças e quartas-feiras) e remoto (aproximadamente 5%).
- Para cada tipologia de trabalho 50% fazem atividades antes ou depois do trabalho e 50% não fazem atividades. Dos que fazem atividades definiu-se que as atividades têm em média 90 minutos e são feitas imediatamente antes, ou depois do horário de trabalho.
- Dos que fazem atividades definiu-se que 50% faz de manhã antes do trabalho e os outros 50% fazem na parte da tarde depois do trabalho.

- Referência no tempo de deslocação: Tendo em conta a que o tempo médio de viagem é de 21 minutos [48], definiu-se que das pessoas que se deslocam para as empresas, tipologia Presencial e Híbrida de trabalho, eles dividem-se por tempo de viagem da seguinte forma:
 - 65%: Demora cerca de 15 minutos para o trabalho.
 - 15%: Demora cerca de 30 minutos para o trabalho.
 - 10%: Demora cerca de 45 minutos para o trabalho.
 - 10%: Demora cerca de 60 minutos para o trabalho.
- Em relação à velocidade média de deslocação para o trabalho definiu-se uma média de 70 km/hora, uma vez que os elementos da CER, consoante a sua distância/caminho para o trabalho poderão ou não utilizar autoestradas. Assim esta velocidade fica relativamente a meio em relação a quem conduz em cidade apenas, ou fora da mesma.
- Como as pessoas têm tendência para seguir rotinas, definiu-se que as rotinas de fim de semana são sempre as mesmas. Em relação ao fim de semana dividiu-se os sábados (das 8 às 23) e os domingos (das 8 às 23) em intervalos de 3 horas e definiu-se que cada elemento ocupa 2 intervalos de 3 horas (equivale a 2 ocasiões fora de casa) aleatoriamente escolhidos. Quando escolhidos a sua rotina repete-se todas as semanas fora o elemento esteja de férias.
- Sempre que um elemento chega este liga o seu VE ao sistema de carregamento. Mas não significa que este começa logo a carregar, apenas mostra para o sistema de gestão que o VE está disponível no sistema. Em relação ao carregamento os donos só ordenam carregar no horário de Vazio ou quando a partir da metodologia criada conseguem carregar a este preço durante o dia, a partir de trocas de energia entre os elementos.
- Os dias de trabalho remoto considerou-se que trabalham em casa ou em algum espaço perto de casa, sendo que por isso não utilizam o VE ficando assim sempre ligados ao sistema de carregamento/descarregamento.
- Os dias de trabalho presencial os elementos não se encontram disponíveis durante o Horário de trabalho.
- Sempre que um elemento sai de casa para ir para trabalho/atividade antes considera-se sempre um intervalo (em intervalos de 15 em 15 minutos) aleatório entre 0 e 60 minutos, onde a pessoa poderá adiantar-se à hora que poderá representar alguma deslocação ou atrasos durante o transito. Antes de chegar a casa considera-se um atraso ao tempo de viagem aleatório entre 0 e 60 minutos, depois da saída da atividade ou do trabalho de forma a poder-se representar atrasos no trânsito ou mesmo devido a alguma deslocação extra que possa ter feito.

- Como última consideração, os dias de que se definiram como férias, fez-se a correção dos consumos destes elementos de forma a tentar aproximar o mais possível à realidade. Para isso, em cada um destes intervalos de tempo encontrou-se o valor mínimo e considerou-se que o respetivo apartamento apresentou este mesmo consumo ao longo de todo o seu tempo de férias.

Por fim para se obter os datasets com esta informação toda desenvolveu-se um *script*, onde teve como objetivo a criação/simulação da vida dos elementos da Comunidade de forma a cumpram todas as condições em cima descritas. O *script* criado como os outros datasets foi gerado utilizando Python com recurso à biblioteca do Pandas. Obtém-se assim o histórico da disponibilidade dos VE's guardados num ficheiro .CSV, pronto para se puder utilizar nos modelos de ML escolhidos para se obter a previsão de disponibilidade dos VE's para o futuro.

3.2.4 Aspetos relevantes da metodologia

Esta secção descreve, em alto nível, a lógica de valorização da energia na comunidade e as hipóteses que sustentam o modelo.

Quanto à estrutura tarifária considera-se que a metodologia apenas é aplicável quando existe diferenciação horária de preços (tarifas bi- ou tri-horárias). Distingue-se, assim, entre:

- **Período vazio** – tarifa mais baixa;
- **Período fora do vazio** – tarifa mais elevada.

Quanto à gestão de energia na Comunidade ao longo do período de Vazio pretende-se:

1. Aproveitar o preço reduzido para carregar os veículos elétricos (VE), preparando-os para o dia seguinte.
2. Maximizar a contribuição dos VE para o armazenamento/utilização da energia gerada na Comunidade e maximizar a energia vendida aos outros elementos, sendo que o valor ótimo de SOC dos VE para o dia seguinte é calculado com base em previsões de consumo, produção fotovoltaica, disponibilidade na comunidade e pelas previsões das distâncias percorridas.
3. Limitar o pico de potência, aplicando-se um algoritmo que reparte a energia necessária pelo número de horas de vazio, garantindo que cada VE atinge o SOC recomendado sem sobrecarregar diminuindo o pico observado na rede.

Quanto à gestão da comunidade durante o período fora do vazio pretende-se (técnicas de valorização de energia):

1. Os elementos utilizam energia armazenada, em vez de comprá-la quando esta é mais cara.
2. O excedente gerado por um elemento é vendido a outro com um *desconto* sobre a tarifa de rede, criando benefício mútuo, aplicando-se à energia vendida para suprimir o consumo da comunidade.
3. Quando a procura instantânea não absorve toda a geração, o excedente é armazenado para utilização futura, reforçando a poupança global.

Para encorajar o carregamento em horas mais caras mas com excedente disponível, estabelece-se que esse carregamento é faturado ao *mesmo preço do período de vazio*. Desta forma, garante-se que para quem compra para absorver o excedente garante-se ao consumidor o mesmo preço que teria no período de vazio. Neste caso, quem vende são os elementos onde o seu próprio balanço de cargas é negativo, sendo que parte dessa energia vendida, serve para ajudar na absorção do excedente da geração observada e a outra parte representa energia vendida aos outros elementos de forma a trazer benefício para ambos. A estratégia pressupõe tarifas fixas; não se aplica a esquemas dinâmicos.

Quando não há excedente, a venda entre vizinhos é feita a $Tarifa_{Rede} \times (1 - \text{desconto})$. No caso de estudo adota-se um desconto de 25 %, podendo este valor ser ajustado pela comunidade.

Sintetizando ao combinar:

- o desconto nas trocas internas;
- a equiparação do preço de carregamento dos VE ao valor de vazio;
- a utilização prioritária do armazenamento para lidar com o excedente de geração;
- e a utilização de energia armazenada no horário fora de vazio.

promove-se a flexibilidade, maximiza-se o consumo local de renováveis e reduz-se a complexidade imposta ao operador da rede para escoar excedentes. Deste modo, a comunidade aumenta a autossuficiência e reduz a fatura energética global.

3.2.5 Previsão do balanço de cargas e das ações dos VE

Para prever quando a comunidade terá déficit ou excedente, calcula-se, instante a instante, o balanço de potência a partir dos históricos de consumo e geração, obtendo-se assim um *mapa temporal* que indica os períodos em que o armazenamento (VE) deverá carregar ou descarregar, de forma a contribuir para o balanceamento das cargas da comunidade.

A potência aparente consumida pela comunidade é a soma dos consumos de todos os elementos:

$$S_{\text{cons}}^{\text{CER}}(t) = \sum_{i=1}^N S_{\text{cons},i}(t) \quad (3.2)$$

De forma análoga, a potência gerada é dada por

$$S_{\text{ger}}^{\text{CER}}(t) = \sum_{i=1}^N S_{\text{ger},i}(t) \quad (3.3)$$

O balanço disponível para gestão define-se, portanto, por

$$S_{\text{disp}}(t) = S_{\text{cons}}^{\text{CER}}(t) - S_{\text{ger}}^{\text{CER}}(t) \quad (3.4)$$

A partir da potência aparente da CER nos instantes com valores positivos indicam falta de geração (os VE podem descarregar), enquanto valores negativos correspondem a excedente de geração (os VE podem carregar), de forma a que ajudem no balanceamento de cargas na CER.

Em relação ao processo de previsão com a série temporal histórica de $S_{\text{disp}}(t)$ aplicou-se um modelo de *Machine Learning*, para fazer o *forecasting* para obter a $S_{\text{disp}}(t)$ nas 24 horas seguintes. Depois, o estado de carga desejado de cada VE é ajustado/calculado de forma a: (i) absorver o excedente previsto; (ii) disponibilizar/vender energia nas horas de défice; e (iii) respeitar as necessidades de deslocação de cada utilizador.

Foram consideradas vários modelos como: modelos clássicos (*ARIMA*, *SARIMA/SARIMAX*), métodos baseados em árvores (*XGBoost*) e redes neurais (*LSTM*, *NeuralProphet*). Optou-se pelo *Prophet* — um modelo aditivo desenvolvido pela Meta — por três razões principais [49]:

1. *Boa precisão* em séries com tendência, múltiplas sazonalidades e feriados, características típicas de rotinas;
2. *Baixo custo computacional*, adequado a execução diária em dispositivos de nível de consumidor ou servidores de pequena dimensão;
3. *Interpretabilidade*, pois separa explicitamente tendência $T(t)$, sazonalidade $S(t)$, efeitos de feriado $E(t)$, regressores externos $F(t)$, quebras estruturais $\Delta(t)$ e ruído $L(t)$:

$$\hat{y}(t) = T(t) + S(t) + E(t) + F(t) + \Delta(t) + L(t).$$

Modelos mais elaborados, como o *LSTM* ou o *NeuralProphet*, foram descartados porque exigem mais tempo de treino e mais poder computacional, ao contrário do *Prophet*, modelo que exige menos recursos (computacionais ou tempo), quando aplicado ao conjunto de dados disponível. No entanto, pode se esperar um erro menor na previsão gerada, uma vez que estas arquiteturas tendem a lidar melhor com imprevisibilidade.

A previsão de $S_{\text{disp}}(t)$ alimenta o planeador diário:

- calcula o SOC recomendado (mínimo e máximo) de cada VE no início do período de fora de vazio do dia seguinte;
- gera ordens de carga/descarga para acomodar os excedentes ou suprimir défices identificados;

- respeita as restrições individuais de mobilidade (*buffer* de segurança) e as potências contratadas.

Embora a qualidade dos dados da rede aberta (E-Redes) e das previsões TMY do PVGIS permita aproximar-se de cenários reais, subsiste sempre um erro associado tanto ao perfil previsto como ao próprio processo de criação dos *datasets*. Este desvio é incorporado na *janela de incerteza* do *Prophet* e revisto diariamente através de atualização dos *datasets* dos dados históricos, garantindo adaptação contínua às condições reais de operação.

3.2.6 Como prever a disponibilidade dos VE's e possíveis contribuições em cada momento

Nesta parte, explora-se o método abordado para identificar em cada instante do dia seguinte, onde é possível cada VE contribuir no balanceamento das carga da CER e em que medida é que cada um deles vai contribuir para o mesmo.

3.2.6.1 Previsão da disponibilidade dos VE

Para cada VE compila-se uma série temporal binária $\{d_i(t)\}$, onde $d_i(t) = 1$ se o veículo i estiver ligado no instante t e 0 caso contrário. Aplicando o modelo *Prophet* [49] a esse histórico obtém-se a estimativa $\widehat{d}_i(t) \in [0, 1]$ para o dia seguinte. A soma sobre todos os elementos fornece o número esperado de veículos conectados em cada instante:

$$\widehat{N}_{VE}(t) = \sum_{i=1}^N \widehat{d}_i(t). \quad (3.5)$$

3.2.6.2 Contribuição prevista por veículo

Admitindo que a potência total a partilhar no instante t é $S_{disp}(t)$, a quota média atribuída a cada VE disponível resulta de

$$P_{VE,prev}(t) = \frac{S_{disp}(t)}{\max(1, \widehat{N}_{VE}(t))}. \quad (3.6)$$

Para os veículos ausentes considera-se $P_{VE,prev}(t) = 0$. Em seguida verifica-se se $|P_{VE,prev}(t)|$ em cada instante se ultrapassa a potência máxima de carregamento, descarregamento. Nestes casos, onde não se encontra dentro dos parâmetros de funcionamento tem-se de fazer as devidas correções, sendo que se ultrapassar a potência máxima de descarregamento ou descarregamento, então para cada um desses parâmetros tem se de limitar esses valores consoante as características técnicas de funcionamento dos respetivos VE's.

3.2.7 Algoritmos para a previsão do SOC de cada VE, para o início do próximo dia

Para além do carregamento e descarregamento esperados dos VE's, é também expectável que cada um deles precise de se deslocar diariamente. Para saber a que parte do SOC é de se esperar para fazer o deslocamento diário considerou-se o consumo previsto do VE de viagem para o trabalho e considerou-se que a margem de segurança, para ponderar estas situações é equivalente a 2.5X, o consumo da viagem. Considerou-se este valor, pois considera a ida e volta e mais uma margem por questões relacionadas com fatores não ideais de funcionamento que puderam aumentar os consumos. É de notar, que relativamente a esta parte também se poderia aplicar algoritmos de inteligência artificial, se houvesse dados de todas as viagens de cada VE, onde seria possível ter uma previsão de gastos em viagens para cada VE. Uma vez que não se tem estes dados, esta foi a abordagem tomada para prever os consumos relacionados para a deslocação ao longo da semana. Relativamente ao fim de semana, ou seja, para as atividades considera-se que se gasta metade desse consumo. Mas o próprio consumidor poderá considerar outro valor, ou outra metodologia caso o pretenda, para definir o que entende assim como um *buffer de segurança*/margem de segurança.

Na aplicação da metodologia pode ser descrita na seguinte figura:

- O VE não vai descarregar abaixo da margem de segurança definida. Com esta medida garante-se que o VE vai ter sempre energia suficiente para se poder deslocar ao longo do dia, mesmo que este seja gerido pelo sistema de gestão da Comunidade.
- Quando o VE chega à sua capacidade máxima, então este não fica disponível para o sistema para se poder lidar com o excedente da Comunidade.
- Vai-se priorizar o aproveitamento do excedente da geração, comparativamente com a compra e revenda de energia, por 2 razões:
 - Não faz sentido estar a desperdiçar energia, que futuramente poderá ser utilizada, se houver capacidade de a "absorver"/armazenar e sabendo que poderá causar problemas/dificultar a gestão da rede localmente consoante a quantidade de energia que se está a injetar na rede (representa um gerador para a rede).
 - Do ponto de vista económico o retorno é maior fazendo o aproveitamento de energia utilizando mais tarde comparativamente a revender no futuro à rede.
- Em último tentar maximizar o retorno com a compra e revenda de energia, ou mesmo com a utilização de energia anteriormente carregada, sendo que assim não é preciso fazer a compra de energia, ou seja, existe uma importação menor de energia no horário fora de vazão.

Para se definir o intervalo do SOC recomendado definiu-se que o limite máximo do SOC de cada VE corresponde:

$$\text{Limite Máximo SOC [kWh]} = \text{SOC máximo [kWh]} - \text{Carregamento esperado [kWh]}, \quad (3.7)$$

desta maneira consegue-se garantir que o VE terá a capacidade de absorver a energia que é esperado que este carregue quando lidar com o excedente de Geração da Comunidade. Referente ao limite inferior do SOC recomendado, para o dia seguinte define-se que o limite corresponde:

$$\text{Limite Mínimo SOC [kWh]} = \text{Margem de segurança [kWh]} + \text{Descarregamento esperado [kWh]}, \quad (3.8)$$

garante-se assim que se maximiza também a possibilidade do VE puder comprar e revender ou mesmo reutilizar em benefício próprio a energia armazenada no VE.

No cálculo dos limites é de notar que se depois do cálculo dos limites, se observar-se:

- Em primeiro lugar, se o valor do limite máximo do SOC for menor que a margem de segurança em kWh, então vai-se considerar que o valor do limite máximo é a margem de segurança garantindo sempre a utilização do VE para as devidas deslocções.
- Em segundo lugar, se o valor do limite mínimo do SOC do VE for menor que o limite máximo do SOC do VE, então vai-se considerar que o limite mínimo do SOC vai ser igual ao limite máximo do SOC do VE.

Concluindo se o SOC do VE no final do dia (fim do horário fora do vazio) tiver o SOC dentro do intervalo recomendado, considera-se que o VE está pronto não desgastando a bateria desnecessariamente, ou seja, minimizando a sua degradação o máximo possível, não a carregando desnecessariamente. Caso não esteja dentro do intervalo recomendado ajusta-se o mesmo consoante a previsão do SOC para o dia seguinte, carregando caso necessário.

3.2.8 Funcionamento completo do sistema de gestão inteligente durante um ciclo

Em primeiro lugar, considera-se um ciclo como um dia completo. Como foi indicado antes, estes ciclos estão divididos em 2 zonas (horário de vazio e horário Fora de Vazio), sendo que se entende por cada uma dessas partes do dia respetivamente como "preparação" e "aplicação de técnicas de valorização de energia" a partir do sistema de gestão inteligente.

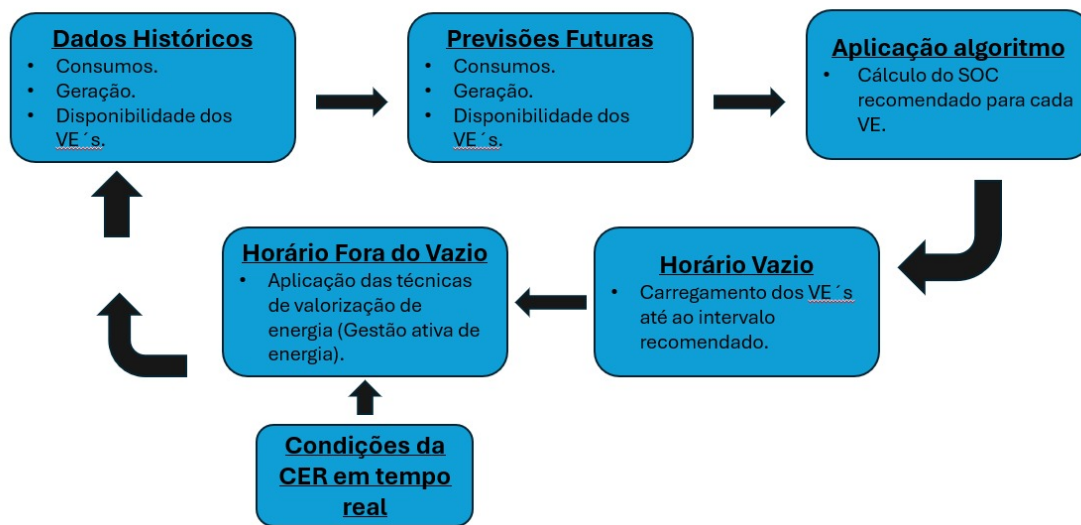


Figura 3.1: fluxograma com o funcionamento holístico do funcionamento do sistema/aplicação da metodologia

3.2.8.1 Algoritmo de preparação/ Algoritmo de Carregamento inteligente

Durante o carregamento à noite utiliza-se um algoritmo de carregamento inteligente (descrito a seguir), para diminuir o desgaste dos VE's, diminuir os piques e as flutuações da potência pedida à rede de forma a facilitar a gestão de energia do ponto de vista da rede e para diminuir o desgaste das baterias dos VE's relacionados com a velocidade de carregamento. Para além de facilitar a gestão da rede, permite diminuir os custos de construção das próprias capacidades técnicas das infraestruturas, como por exemplo a potência nominal da alimentação dos transformadores pode ser menor, como vai ser mostrado na análise de cada um dos casos mencionados anteriormente.

Como algoritmo inteligente segue-se os seguintes passos:

1. A partir dos dados da previsão da disponibilidade dos VE's consegue-se prever quanto tempo é previsto que cada elemento fique ligado até sair de manhã e/ou até ao fim do horário em vazio.
2. A partir da previsão do SOC para preparar o dia seguinte e sabendo o SOC em que se começa esta fase, fica-se a saber a quantidade de energia que é previsto carregar e em quanto tempo é preciso fazer esse carregamento calculado no passo anterior.
3. Sabendo o tempo de carregamento previsto e a energia necessária a carregar, calcula-se então a velocidade de carregamento mínima de cada VE.
4. Para lidar com possíveis problemas de imprevisibilidade na disponibilidade define-se que se o SOC estiver abaixo da quantidade de energia que o utilizador definiu

como "margem de segurança", então nessas alturas, ele vai carregar à velocidade máxima que lhe for possível até à margem de segurança. Caso isto não se verifique então este carrega à velocidade mínima prevista.

3.2.8.2 Aplicação da Metodologia/ Algoritmo de ajuste de Balanço em tempo real

Durante o dia (o horário fora do vazio), o sistema de gestão inteligente faz a gestão da comunidade em tempo real. Para que consiga fazer a gestão em tempo real, considera-se que os dados são recolhidos em tempo real a partir dos medidores de energia inteligentes colocados nas entradas dos pontos de ligação à rede e a partir de outros dispositivos de medição de forma a ter os valores separados de consumos, geração e funcionamento do armazenamento de cada elemento da comunidade.

Ao longo do dia para se fazer o ajuste do balanço em tempo real, este é feito a partir da participação dos VE's, sendo que estes ajustam o seu funcionamento às necessidades da comunidade de forma a fazer o balanceamento das cargas da mesma.

Relativamente à geração da comunidade considera-se que se está a executar ACC (auto-consumo coletivo), sendo que para fazer a repartição de energia se utiliza os coeficientes de partilha de energia dinâmicos, tal como visto anteriormente em 3.2.2.

Nesta parte, para além de se fazer a repartição de energia, é feito o balanceamento das cargas da comunidade com recurso aos VE's, que funcionam como um sistema de armazenamento. O algoritmo que está responsável por planear a potência de funcionamento dos sistemas de armazenamento tem em atenção, quer os VE's que estão disponíveis, quer a informação do número total de VE's disponíveis, quer a potência disponível de cada VE para "criar" consumo, quer o balanço energético da comunidade.

Para dividir o esforço de forma a dividir de forma justa, por todos os elementos disponíveis, quer o desgaste relativamente à degradação das baterias, quer relativamente aos benefícios económicos correspondentes ao serviço prestado à comunidade vai-se tentar dividir o balanço de forma igual por todos os VE's. No entanto, se algum VE não tiver capacidade suficiente de forma a trabalhar à potência que é suposto, então define-se que este contribuirá com a potência máxima que conseguir trabalhar, dividindo o resto da sua contribuição de forma igual por todos os outros elementos. Depois de calculadas as potências de funcionamento de cada VE é calculado e guardado os coeficientes de balanço, que representam de que forma é que cada VE ajudou no balanceamento das cargas da comunidade, para esse mesmo instante.

3.2.9 Faturação

Considerando que se utilizou o tarifário bi-horário semanal da empresa "Plenitude" que tem as seguintes tarifas [46]:

Considere-se a tarifa1 e 2 como as tarifas que correspondem ao preço da energia na altura do horário fora do vazio e na altura de vazio correspondentemente. Considere tarifa3, como o valor que a rede compra energia à comunidade/aos elementos da CER.

Potência Contratada [kW]	Tarifa Fixa [euros/dia]	Tarifa Horário Vazio [euros/kWh]	Tarifa Horário Fora Vazio [euros/kWh]	Venda rede [euros/kWh]
3,45	0,169	0,142252	0,231942	0
4,6	0,3229	0,142252	0,231942	0
5,75	0,4006	0,142252	0,231942	0
6,9	0,4536	0,142252	0,231942	0
10,35	0,8342	0,142252	0,231942	0
13,8	1,0917	0,142252	0,231942	0
17,25	1,3493	0,142252	0,231942	0
20,7	1,7912	0,142252	0,231942	0

Tabela 3.1: Tabela com os valores dos tarifários utilizados pela empresa Plenitude

Relativamente à faturação da atividade da comunidade podem ser identificados 4 situações diferentes. Consoante as características no momento, quer de consumo, quer de geração, quer de potência disponível de cada VE o balanço energético de cada elemento pode ser ou negativo ou positivo. Para além disso, estes 2 estados, podem-se observar em situações onde o balanço energético da comunidade pode ser ou negativo, ou positivo. Para cada um dos casos representa situações diferentes de funcionamento.

Para além destes 4 casos diferentes de faturação, pode-se dividir cada um deles em 3 partes diferentes de faturação.

A primeira parte da faturação, pode-se considerar que está relacionada com a tarifa fixa de eletricidade, onde representa o pagamento correspondente à disponibilização da potência contratada pela parte do fornecedor e pode ser expresso por:

$$custo_{i,part1}(\Delta t) = pot.Contratada_i \cdot tarifa\ Fixa(\Delta t) \left[\frac{\text{€}}{\text{kW contratada}} \right] \quad (3.9)$$

A segunda parte da faturação, pode-se considerar que corresponde ao balanceamento energético de cada elemento, sendo que este poderá estar a comprar ou a vender energia aos vizinhos e/ou à rede.

Como foi referido anteriormente, a comunidade pode ter alturas onde o seu balanço energético é positivo e situações, onde o seu balanço é negativo. Em cada uma dessas situações respetivamente, o armazenamento da comunidade irá estar a descarregar (a vender energia aos vizinhos) ou a carregar de forma a tentar fazer o balanceamento das cargas (a comprar e/ou armazenar energia que lhe é atribuída).

Em situações, onde o balanço energético da comunidade é positivo, os elementos poderão apresentar balanços energéticos positivos, ou negativos e os VE's vão estar a vender energia (descarregar para a comunidade) de forma a tentar fazer o balanceamento de cargas.

Os elementos que têm o seu balanço energético negativo representam que estão com um excedente de geração. Para lidar com esse excedente, estes vendem-no aos outros

elementos de forma a conseguir um retorno e pode ser descrito:

$$\text{custo}_{\text{Parte2}}(\Delta t) = \frac{\text{Balanco}_{\text{elemento}}(\Delta t) [\text{kW}]}{4} \times \text{tarifa}_1 (1 - \text{desconto}) [\text{€}] \quad (3.10)$$

Já os elementos que têm balanços energéticos positivos significam que estão a comprar energia quer à rede, quer excedente de geração caso exista, quer aos VE's (armazenamento) presentes na comunidade. Neste caso, o valor que recebem é visto como um custo negativo.

De forma a tornar a compra e venda de energia justa para todos os elementos, estas ações são repartidas. A contribuição do excedente dos vizinhos, em %, pode ser descrito:

$$\begin{aligned} \text{Contribuição da partilha de energia pelos vizinhos}(\Delta t) [\%] \\ = \frac{\text{Potência geração Comunidade}(\Delta t) [\text{kW}]}{\text{Potência consumo Comunidade}(\Delta t) [\text{kW}]} \end{aligned} \quad (3.11)$$

, que representa de todo o consumo a parte de energia que foi balanceada a partir da partilha de energia. A contribuição da rede, em %, pode ser descrita:

$$\text{Contribuição da rede}(\Delta t) [\%] = \frac{\text{Potência rede}(\Delta t) [\text{kW}]}{\text{Potência Consumo Comunidade}(\Delta t) [\text{kW}]} \quad (3.12)$$

, que representa a parte do consumo que foi balanceado pelo armazenamento da comunidade. A contribuição do armazenamento da comunidade, em %, pode ser descrito:

$$\begin{aligned} \text{Contribuição do Armazenamento}(\Delta t) [\%] \\ = \frac{\text{Potência Armazenamento}(\Delta t) [\text{KW}]}{\text{Potência Consumo Comunidade}(\Delta t) [\text{KW}]} \end{aligned} \quad (3.13)$$

, que representa a parte do consumo a ser balanceado pelo armazenamento da comunidade. No fim, os elementos que compram energia têm como custo:

$$\begin{aligned} \text{custo}_{i,\text{Parte2}}(\Delta t, \text{Balano Comunidade}, \text{Balano Elemento}) [\text{€}] = \\ \frac{\text{Balanco}_{\text{elemento}}(\Delta t) [\text{KW}]}{4} \cdot \text{Contribuição da rede}(\Delta t) [\%] \cdot \text{tarifa}_1 \\ + \frac{\text{Balanco}_{\text{elemento}}(\Delta t) [\text{KW}]}{4} \cdot \text{Contribuição da partilha de energia pelos vizinhos}(\Delta t) [\%] \\ \cdot \text{tarifa}_1 \cdot (1 - \text{desconto}) \\ + \frac{\text{Balanco}_{\text{elemento}}(\Delta t) [\text{KW}]}{4} \cdot \text{Contribuição do Armazenamento}(\Delta t) [\%] \\ \cdot \text{tarifa}_1 \cdot (1 - \text{desconto}) \end{aligned} \quad (3.14)$$

Esta redistribuição é feita, para não criar injustiças na parte da faturação, isto é, para não existir situações onde existem elementos que compram toda a sua energia a outros elementos e ao armazenamento, enquanto outros compram energia por exemplo só à rede. Uma vez que a tarifas relativamente ao armazenamento e à partilha de energia têm um desconto associado, isso implicaria que uns elementos irão pagar mais pela energia comparativamente aos outros, sendo por isso que faz a distribuição da energia.

Em situações, onde o balanço da Comunidade é negativo, os elementos poderão apresentar balanços energéticos positivos, ou negativos e os VE's vão estar a comprar e /ou guardar energia (carregar para a comunidade) de forma a tentar fazer o balanceamento de cargas.

Os elementos que têm um balanço energético positivo representam que estão a comprar o excedente de energia da comunidade. O seu custo pode ser então descrito:

$$\begin{aligned} & \text{custo}_i(\Delta t, \text{Balano Comunidade}, \text{Balano Elemento})_{\text{parte2}} [\text{€}] \\ &= \frac{\text{Balanço elemento}(\Delta t) [\text{KW}]}{4} \cdot \text{tarifa1} \cdot (1 - \text{desconto}) \end{aligned} \quad (3.15)$$

Os elementos que têm um balanço energético negativo, estes estão a vender o seu excedente, aos outros elementos, ao armazenamento da CER e à rede. De forma a tornar a compra e venda de energia justa para todos os elementos, estas ações são repartidas. A contribuição do excedente dos vizinhos, em %, pode ser descrito:

$$\text{contribuição venda vizinhos}(\Delta t) [\%] = \frac{\text{Potência Consumo Comunidade}(\Delta t) [\text{KW}]}{\text{Potência Geração Comunidade}(\Delta t) [\text{KW}]} \quad (3.16)$$

que representa a percentagem de energia do excedente observado pelo elemento que foi vendida a outros elementos. A parte vendida aos VE's corresponde:

$$\text{contribuição venda Armazenamento}(\Delta t) [\%] = \frac{\text{Potência Armazenamento}(\Delta t) [\text{KW}]}{\text{Potência Geração Comunidade}(\Delta t) [\text{KW}]} \quad (3.17)$$

que representa a percentagem de energia vendida às fontes de armazenamento disponíveis. Por último a parte vendida à rede pode ser descrita:

$$\text{contribuição rede}(\Delta t) [\%] = \frac{\text{Potência Rede}(\Delta t) [\text{KW}]}{\text{Potência Geração Comunidade}(\Delta t) [\text{KW}]} \quad (3.18)$$

que representa a parte de energia que não foi possível fazer o balanceamento das cargas, tendo sido tratada pela rede.

Tendo as contribuições de cada uma das partes definidas a quem se vai vender, o custo para o elemento fica definido por:

$$\begin{aligned} & \text{custo}_{i,\text{parte2}}(\Delta t, \text{Balanço Comunidade}, \text{Balanço Elemento})[\text{€}] \\ &= \frac{\text{Balanço elemento}(\Delta t) [\text{KW}]}{4} \cdot \text{contribuição venda vizinhos}(\Delta t) [\%] \cdot \text{tarifa1} \cdot (1 - \text{desconto}) \\ &+ \frac{\text{Balanço elemento}(\Delta t) [\text{KW}]}{4} \cdot \text{contribuição venda Armazenamento}(\Delta t) [\%] \cdot \text{tarifa1} \cdot (1 - \text{desconto}) \\ &+ \frac{\text{Balanço elemento}(\Delta t) [\text{KW}]}{4} \cdot \text{contribuição rede}(\Delta t) [\%] \cdot \text{tarifa3} \end{aligned} \quad (3.19)$$

Relativamente ao horário durante o período do vazio, o custo apresentado representa, pode ser apenas representado pelo consumo observado pelo elemento e multiplicar pela

tarifa 2, que é a tarifa que corresponde ao mesmo período. Relativamente às equações em cima, elas aplicam-se a alturas de horário fora de vazio.

A terceira parte da faturação pode-se considerar que corresponde à compra e venda de energia pelos VE's (Serviço de Armazenamento) quando estes estão a fazer o balanceamento de energia da Comunidade, durante o período fora do vazio. Na venda de energia (Potência Funcionamento VE < 0) o respetivo elemento vai ter um custo associado de:

$$\begin{aligned} & \text{custo}_{i,Parte3}(\Delta t, \text{Potência Funcionamento VE})[\text{€}] \\ &= \frac{\text{Potência Funcionamento VE}(\Delta t) [\text{KW}]}{4} \cdot \text{tarifa1} \cdot (1 - \text{desconto}) \end{aligned} \quad (3.20)$$

, enquanto na compra de energia (Potência Funcionamento VE > 0) vai ter um custo de:

$$\text{custo}_{Parte3}(\Delta t, \text{Potência Funcionamento VE})[\text{€}] = \frac{\text{Potência Funcionamento VE}(\Delta t) [\text{KW}]}{4} \cdot \text{tarifa2} \quad (3.21)$$

No final o custo total para cada momento, pode ser descrito por:

$$\begin{aligned} & \text{custo}_{Total}(\text{€}) \\ &= \text{custo}_{Parte1}(\Delta t) \\ &+ \text{custo}_{Parte2}(\Delta t, \text{Balanço Comunidade, Balanço Elemento}) \\ &+ \text{custo}_{Parte3}(\Delta t, \text{Potência Funcionamento VE}) \end{aligned} \quad (3.22)$$

3.2.10 Previsão da Degradação e custo da Degradação das baterias

Neste caso de estudo, por uma questão de simplificação, considerou-se que todos os elementos têm o mesmo VE sendo este um Nissan Leaf de (40 kWh) versão de 2020. Para se obter informações sobre este VE, utilizou-se informações do fabricante e informações do site ev-database [50]. Já para se obter o preço de substituição da bateria deste VE, considerou-se a referência de um site [51], onde a informação foi recolhida a partir de dados quer de clientes, quer a partir de previsões do próprio fabricante. De forma geral, as características utilizadas para a previsão da degradação em [%/kWh] e em [€/kWh] foi feita utilizando:

- Capacidade da Bateria [kWh]
- Certificação WLTP [km/ciclo]
- Garantia [km]
- Preço substituição da bateria

A metodologia de previsão da degradação da bateria pode ser descrita em 3 passos.

Primeiro, a partir da garantia em Km e da certificação WLTP, pode-se calcular o número de ciclos esperados para uma garantia de 120000km para o modelo considerado, isto é, com 40 kWh de capacidade de bateria.

$$1^{\circ} - \text{Número de ciclos (tempo de vida)} = \frac{\text{Garantia VE [km]}}{\text{certificação WLTP [km/ciclo]}} \quad (3.23)$$

Em segundo lugar, sabendo o número de ciclos esperados ao longo da vida do VE, juntamente com a informação da capacidade da bateria do VE consegue-se fazer o cálculo da energia que se espera que o VE carregue e descarregue ao longo do seu tempo de vida.

$$2^{\circ} - \text{Energia esperada armazenada [kWh]} = \text{número ciclos} \cdot \text{capacidade bateria} \quad (3.24)$$

Em terceiro lugar, a partir da energia esperada consegue-se calcular a [%/kWh], e a partir do preço de substituição o custo referente ao seu desgaste [€/kWh]:

$$3.1^{\circ} - \text{Degradação} \left[\frac{\%}{\text{kWh}} \right] = \frac{1}{\text{Energia esperada armazenada [kWh]}} \cdot (1 - \text{fim de vida}) \quad (3.25)$$

$$3.2^{\circ} - \text{Degradação} \left[\frac{\text{€}}{\text{kWh}} \right] = \frac{\text{Preço substituição VE [€]}}{\text{Energia esperada armazenada [kWh]}} \quad (3.26)$$

, sendo que o fim de vida de uma bateria de LFP é considerado com um SOH igual a 70%.

ANÁLISE DE RESULTADOS

Neste capítulo pretende-se fazer expor os resultados de cada um dos casos a explorar. Em cada um dos casos pretende-se fazer uma avaliação das vantagens e desvantagens que se poderão observar comparativamente com os outros casos, tendo em conta fatores como perfil de fornecimento de energia da rede, os seus picos e variações, a faturação final e nos casos com VE´s o ritmo de degradação das baterias.

Por fim, pretende-se tentar avaliar os possíveis impactos que poderá existir num contexto de fornecimento de energia a nível nacional, num cenário onde só exista VE´s para as pessoas se deslocarem e onde utilizem a metodologia abordada, com o objetivo de reduzir a sua fatura no fim do mês.

4.1 Resultados e análise do Caso Consumo

Neste subcapítulo pretende-se mostrar os dados obtidos para se criar um caso de referência, para comparação e análise das vantagens e desvantagens com cada alteração que é feita na comunidade.

Neste caso, a comunidade só apresenta o consumo feito pelos seus apartamentos (instalações elétricas).

Começando a olhar para a comunidade do ponto de vista da alimentação da rede à mesma, obteve-se os diagramas de carga, da figura 4.1 e 4.2.

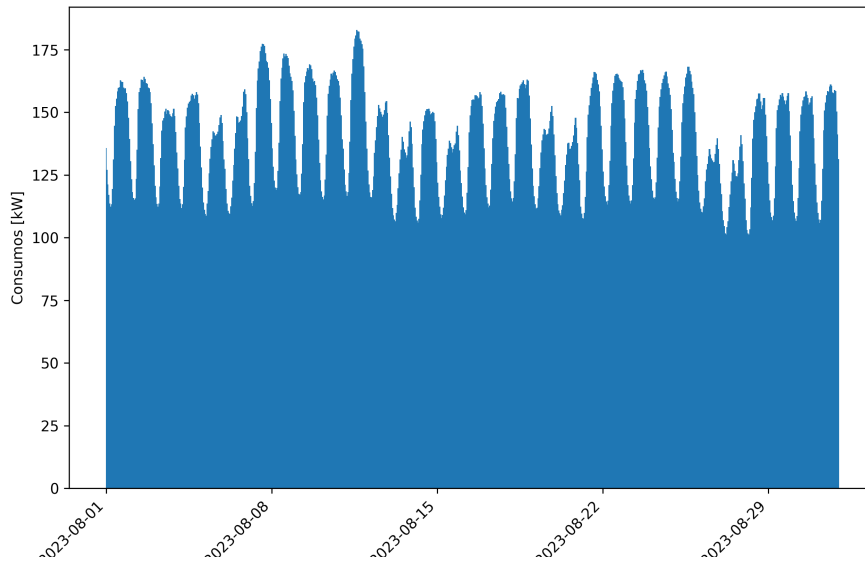


Figura 4.1: Representação do diagrama de carga com a potência fornecida pela rede à Comunidade ao longo do mês de agosto.

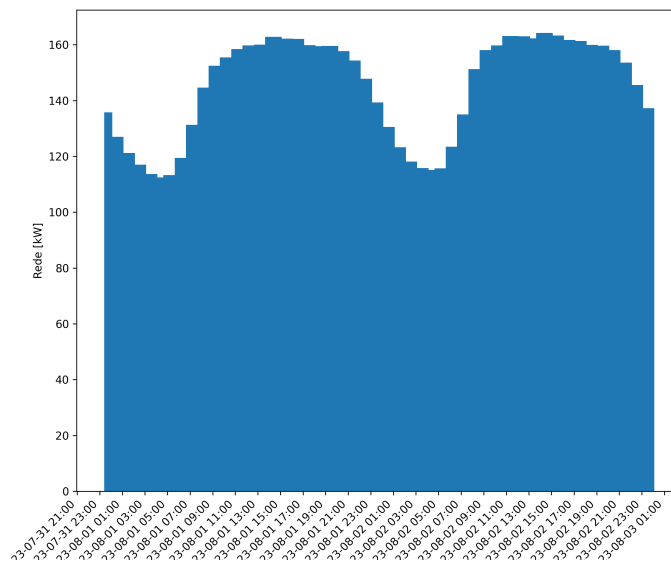


Figura 4.2: Representação do diagrama de carga com a potência fornecida pela rede ao longo dos 2 primeiros dias de agosto.

A partir do diagrama de carga verificou-se uma potência pico de 182.86 kW e uma média de 139.79 kW. Ao olhar-se para as variações de energia ao longo do tempo (intervalos de 15 em 15 minutos) obtêm-se os diagramas das figuras 4.3 e 4.4:

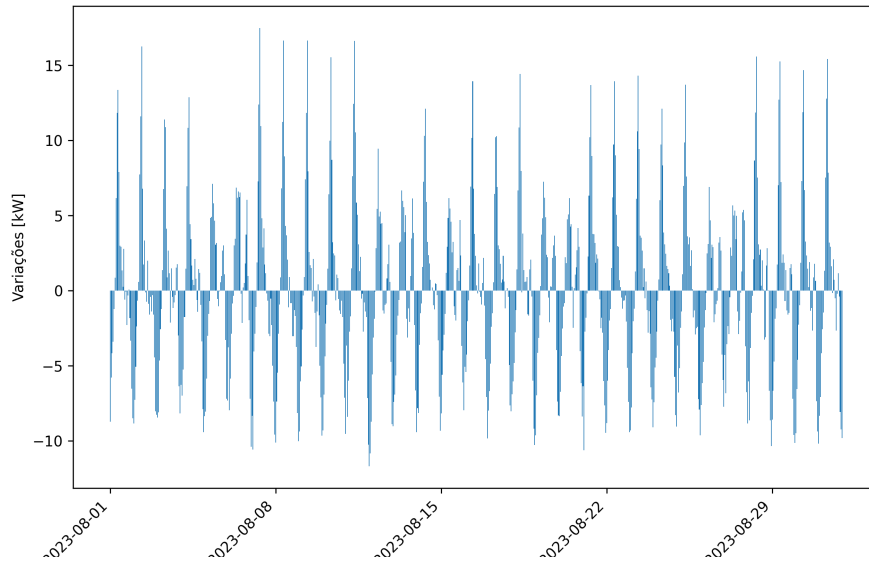


Figura 4.3: Representação do diagrama com as variações da potência fornecida pela rede à Comunidade ao longo do mês de agosto.

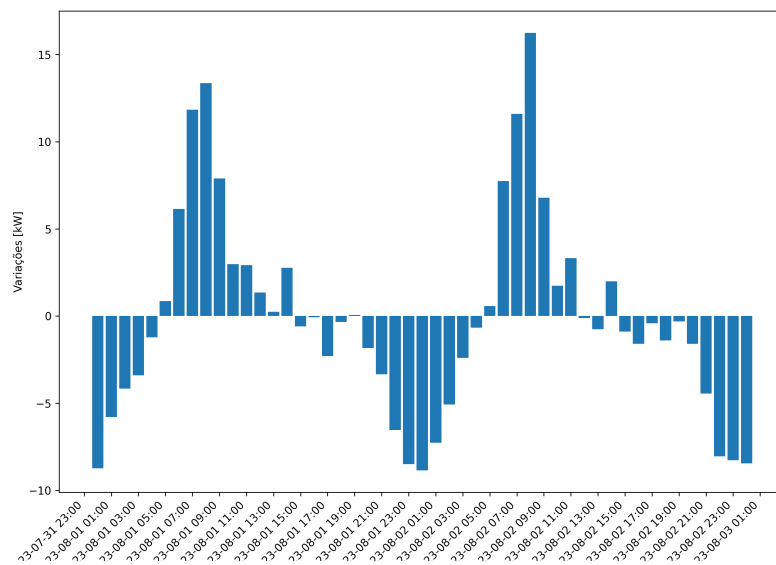


Figura 4.4: Representação do diagrama com as variações da potência fornecida pela rede à Comunidade ao longo dos 2 primeiros dias de agosto.

A partir dos gráficos 4.3 e 4.4 tem-se o diagrama das variações de potência observadas na alimentação da comunidade, num espaço temporal de 1 mês e de 2 dias respectivamente.

Neles observa-se uma variação máxima de 17.47 kW e uma variação mínima de -11.69 kW. Relativamente à faturação por elemento obteve-se (em euros):

Tabela 4.1: Dados de Faturação – Resumo

Ele.	Valor	Ele.	Valor	Ele.	Valor
1	417,61	2	523,63	3	504,23
4	545,09	5	427,06	6	361,39
7	497,67	8	466,19	9	546,38
10	456,07	11	409,08	12	399,92
13	540,65	14	461,96	15	393,26
16	488,41	17	555,24	18	413,47
19	575,57	20	518,79	21	470,45
22	447,59	23	458,30	24	525,58
25	517,07	26	400,94	27	530,05
28	631,76	29	214,13	30	592,24
31	568,12	32	558,04	33	418,51
34	582,25	35	497,58	36	617,30
37	579,31	38	567,21	39	548,30
40	371,38	41	297,70	42	226,31
43	424,05	44	336,57	45	288,26
46	399,14	47	461,45	48	353,77

Do ponto de vista de alimentação ligação à rede para estes casos, como foi visto na figura 17, o pico observado foi de 182.86 kW, o que significa do ponto de vista de ligação da comunidade a um transformador de distribuição como uma potência nominal mínima de alimentação de 250 kW. é possível observar uma grande variedade de faturas, sendo que o menor terá uma fatura de 226.31 euros e a maior terá uma fatura de 631.76 euros.

4.2 Resultados e análise do Caso Geração

Neste subcapítulo pretende-se mostrar os dados obtidos e fazer a comparação com o caso consumo de forma a conseguir avaliar as vantagens e desvantagens com a integração da geração renovável na comunidade.

Este caso apresenta o consumo das instalações elétricas dos elementos da comunidade e a sua geração da comunidade, que pratica ACC.

Começando a olhar para a comunidade do ponto de vista da alimentação da rede à mesma, obteve-se o diagrama de carga, da figura 4.5 e 4.6, que representam a potência fornecida pela rede durante o mês de agosto e durante os 2 primeiros dias de agosto, respetivamente.

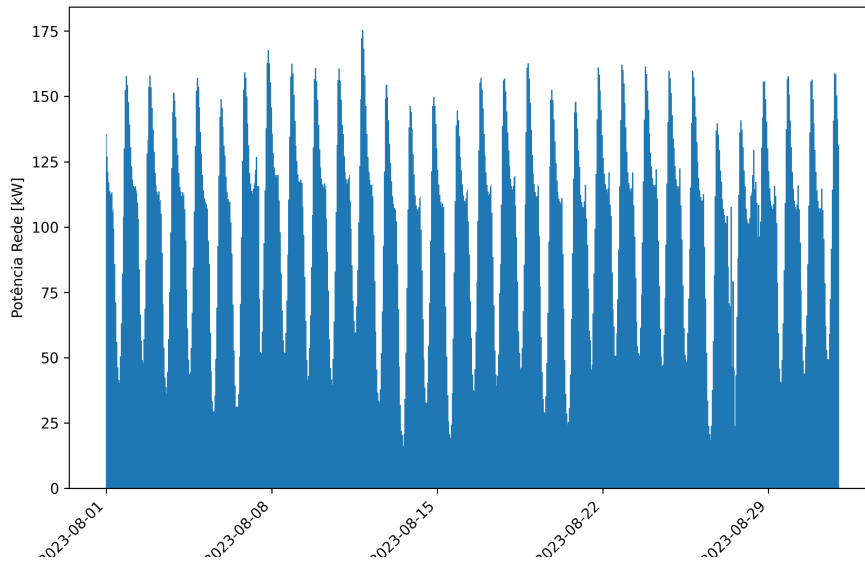


Figura 4.5: Representação do diagrama de carga da potência fornecida pela rede no caso geração no mês de agosto.

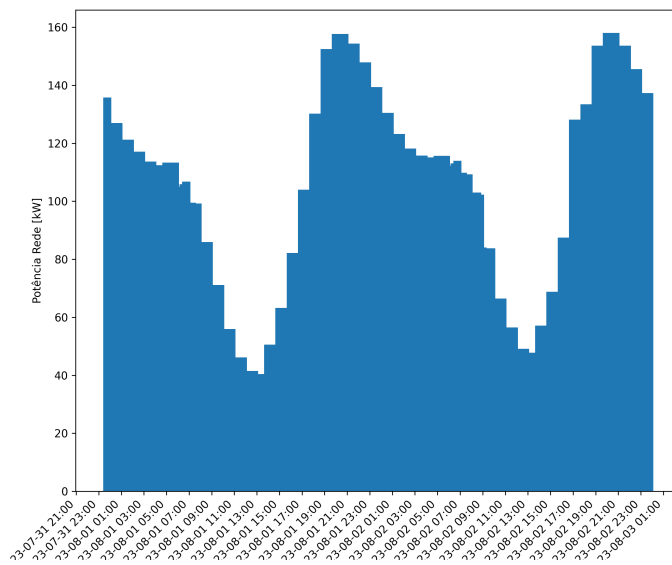


Figura 4.6: Representação do diagrama de carga da potência fornecida pela rede no caso geração nos 2 primeiros dias de agosto

A partir do diagrama de carga verificou-se uma potência pico de 175.45 kW e uma média de 101.42 kW. Ao olhar-se para as variações de energia ao longo do tempo (intervalos de 15 em 15 minutos) obtêm-se os diagramas das figuras 4.7 e 4.8:

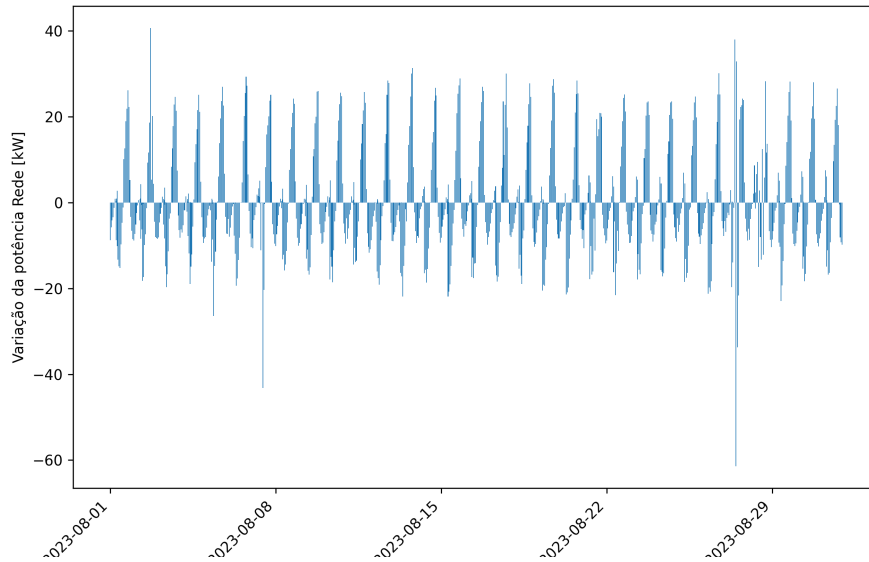


Figura 4.7: Representação do diagrama com as variações da potência fornecida pela rede no mês de agosto.

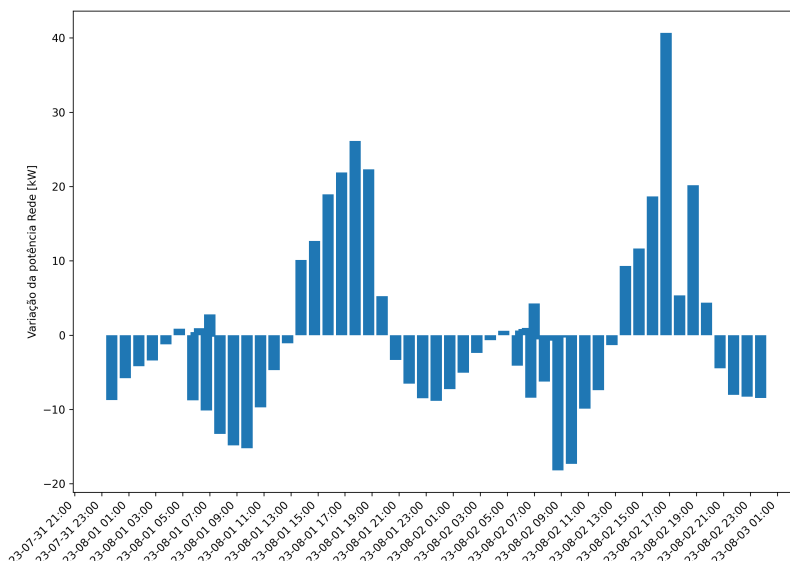


Figura 4.8: Representação do diagrama com as variações da potência fornecida pela rede nos 2 primeiros dias de agosto.

Neles observa-se uma variação máxima de 40.67 kW e uma variação mínima de -61.41 kW. Para além desta análise, pode-se olhar para os dados de fornecimento da rede como o

resultado das interações (soma) entre os vários componentes da CER (consumo e geração), como se pode observar na figura 4.9 e 4.10:

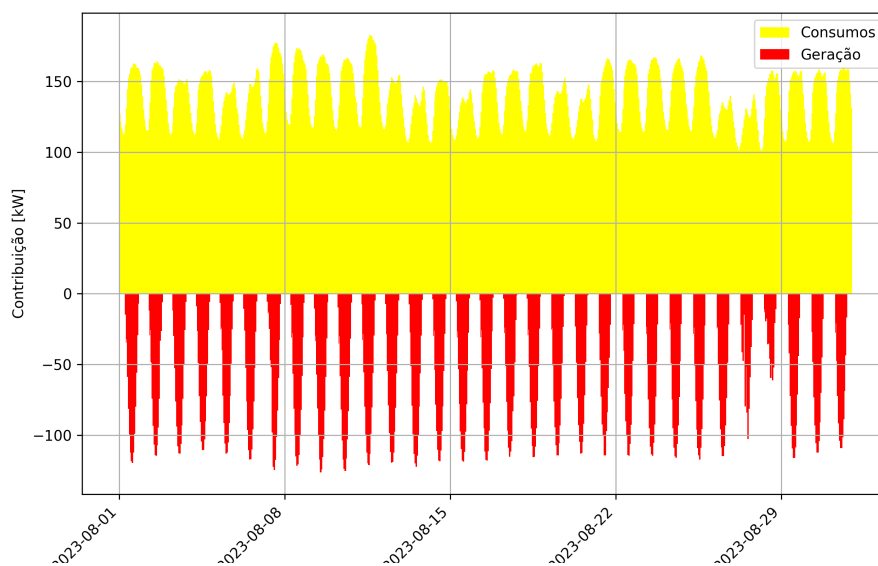


Figura 4.9: Contribuição de cada componente no funcionamento da CER, para o caso geração.

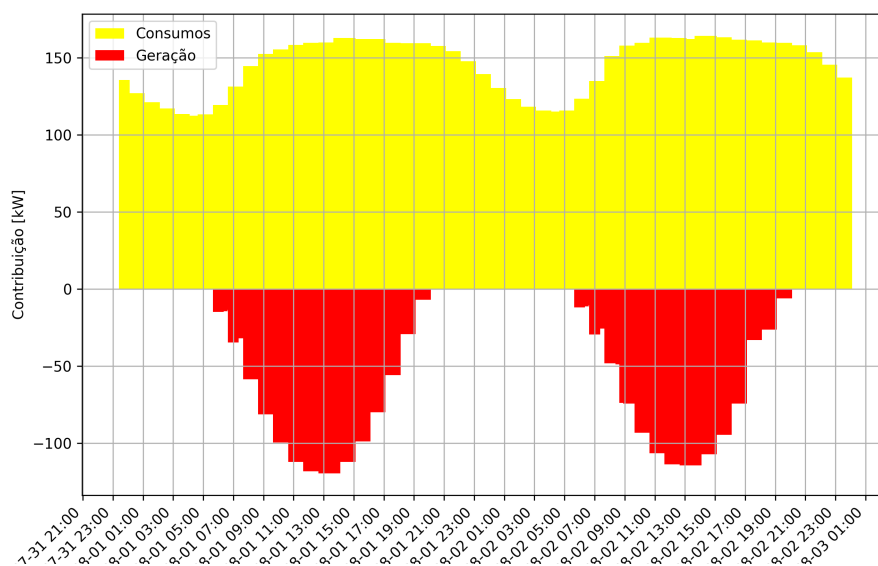


Figura 4.10: Contribuição de cada componente no funcionamento da CER, para o caso geração.

Relativamente à faturação por elemento obteve-se (em euros):

Tabela 4.2: Dados de Faturação – Resumo

Ele.	Valor	Ele.	Valor	Ele.	Valor
1	193,10	2	225,24	3	219,93
4	236,92	5	200,85	6	172,06
7	226,99	8	197,93	9	247,98
10	209,87	11	183,06	12	194,38
13	243,43	14	209,38	15	192,96
16	232,45	17	252,37	18	189,44
19	263,52	20	236,69	21	221,53
22	218,98	23	213,22	24	268,67
25	266,15	26	193,37	27	274,94
28	337,30	29	88,84	30	293,43
31	295,78	32	318,75	33	224,34
34	292,63	35	249,14	36	319,71
37	291,28	38	306,44	39	313,00
40	175,99	41	145,61	42	99,39
43	215,42	44	173,27	45	143,91
46	201,66	47	236,61	48	167,60

Comparando a faturação do caso consumo, com o caso geração a partir do coeficiente:

$$C = \frac{\text{Faturação caso geração}}{\text{Faturação caso consumo}} \quad (4.1)$$

obteve-se os resultados:

Tabela 4.3: Coeficientes C – Resumo dos Coeficientes

C	Valor	C	Valor	C	Valor
1	0,46	2	0,43	3	0,43
4	0,43	5	0,47	6	0,47
7	0,45	8	0,42	9	0,45
10	0,46	11	0,44	12	0,48
13	0,45	14	0,49	15	0,47
16	0,49	17	0,47	18	0,45
19	0,45	20	0,45	21	0,48
22	0,46	23	0,49	24	0,51
25	0,48	26	0,51	27	0,50
28	0,53	29	0,49	30	0,47
31	0,52	32	0,57	33	0,53
34	0,50	35	0,50	36	0,51
37	0,54	38	0,53	39	0,54
40	0,50	41	0,48	42	0,43
43	0,50	44	0,51	45	0,49
46	0,50	47	0,51	48	0,47

Como era de se esperar e como se pode observar pelo coeficiente entre a faturação do caso consumo e do caso geração pode-se observar uma redução de cerca de 50% na

faturação ou mais, na faturação da grande maioria dos elementos. O elemento com a maior redução na sua faturação apresentou até uma redução de cerca de 59% na sua fatura mensal, enquanto o pior elemento apresentou uma redução de 43%.

Do ponto de vista de alimentação ligação à rede para estes casos, como foi visto na figura 4.5, o pico observado foi de 175.45 kW, o que significa do ponto de vista de ligação da comunidade a um transformador de distribuição como uma potência nominal mínima de alimentação de 250 kW.

Fazendo uma análise dos gráficos 4.5 e 4.6, consegue-se observar com clareza que existe uma diminuição da potência fornecida pela rede à comunidade durante o dia, que corresponde à altura, onde é de se esperar de se ter geração de energia a partir dos painéis solares.

Como é previsto, a partir das figuras 4.7 e 4.8, verifica-se uma maior amplitude na variação na potência fornecida pela rede no fim do dia, que corresponde, de forma geral, às alturas onde o consumo ainda se mantém relativamente elevado e existe uma diminuição significativa na geração de energia solar, como é possível ver a partir dos gráficos 4.5 e 4.6. Para confirmar também esta observação, observou-se uma variação máxima de 40.67 kW e uma variação mínima de -61.41 kW, como foi visto anteriormente.

Comparativamente ao caso consumo a variação máxima da potência da rede observada foi cerca de 2.5 vezes maior e a mínima foi de 5.25 vezes maior (em valor absoluto).

A partir do gráfico da figura 4.7, consegue-se observar que a diminuição do pico do consumo é provocada pela penetração da geração solar na comunidade. No entanto, faz com que se apresente um maior nível de oscilações comparativamente ao caso consumo aumentando a complexidade no processo de balanceamento de cargas do ponto de vista da rede.

4.3 Resultados e análise do Caso Carregamento

Neste subcapítulo pretende-se mostrar os dados obtidos do caso carregamento e fazer a comparação com o caso consumo de forma a conseguir avaliar as vantagens e desvantagens com a integração da geração renovável na Comunidade e avaliar os impactos da integração do carregamento na Comunidade. Resumidamente, este caso apresenta para além as mesmas condições que o caso geração e acrescenta-se o carregamento dos VE's à noite.

Começando a olhar para a comunidade do ponto de vista da alimentação da rede à mesma, obteve-se o diagrama de carga, da figura 4.11 e 4.12, que representam a potência durante o mês de agosto e durante os 2 primeiros dias, respetivamente.

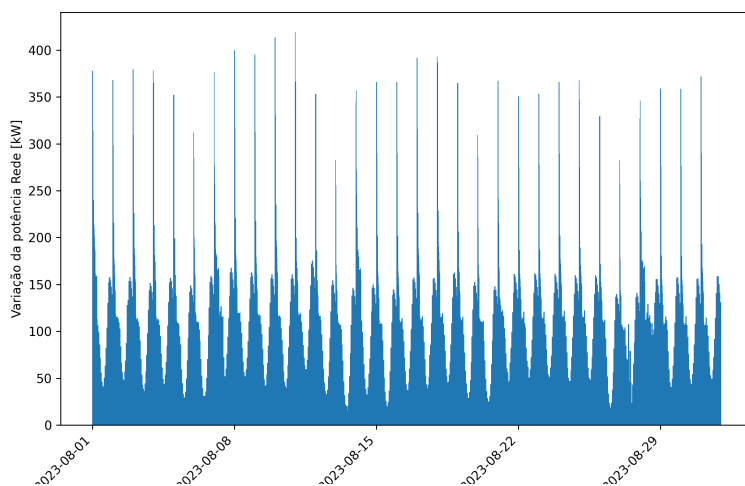


Figura 4.11: Representação do diagrama de carga da potência fornecida pela rede no mês de agosto.

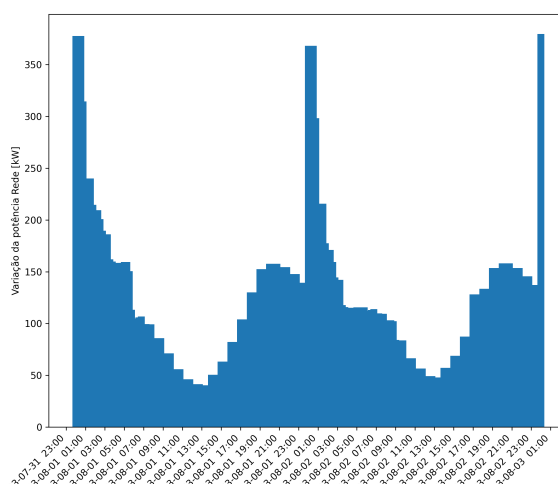


Figura 4.12: Representação do diagrama de carga da potência fornecida pela rede nos 2 primeiros dias de agosto.

A partir do diagrama de carga do gráfico 4.11 verificou-se uma Potência Pico de 419.33 kW e uma média de 115.94 kW. Se olhar-se para as variações de energia ao longo do tempo (intervalos de 15 em 15 minutos) obtêm-se os diagramas das figuras 4.13 e 4.14:

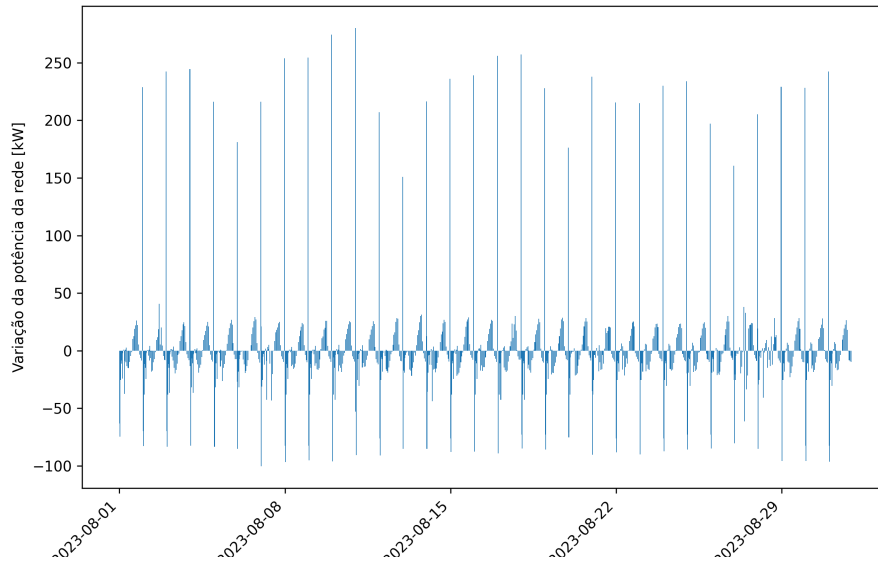


Figura 4.13: Representação do diagrama com as variações da potência de fornecimento da rede, em agosto.

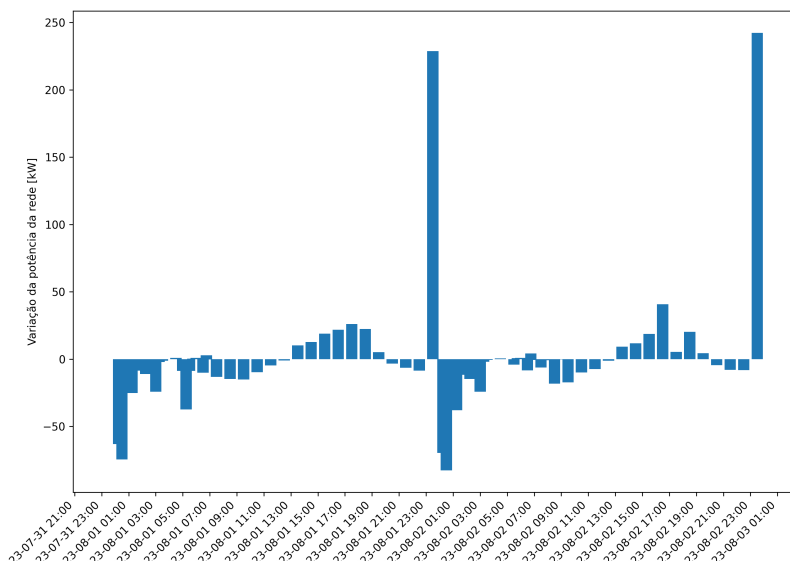


Figura 4.14: Representação do diagrama com as variações da potência de fornecimento da rede, nos 2 primeiros dias de agosto.

Neles observa-se uma variação máxima de 280.15 kW e uma variação mínima de -100.28 kW (em valor absoluto). Para além desta análise, pode-se olhar para os dados de

fornecimento da rede como o resultado das interações (soma) entre os vários componentes da CER (Consumo, Geração e Armazenamento), como se pode observar na figura 4.15 e 4.16:

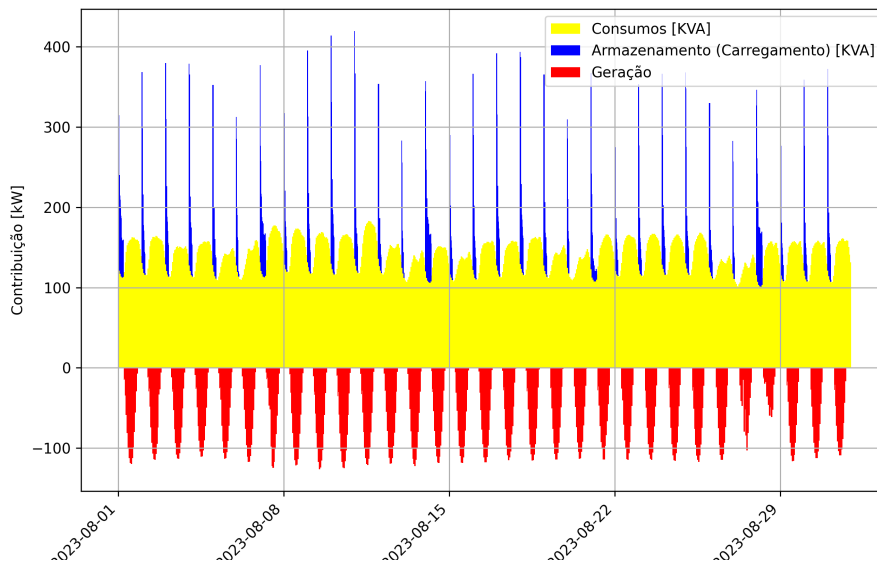


Figura 4.15: Contribuição de cada componente no funcionamento da CER, para o Caso Carregamento.

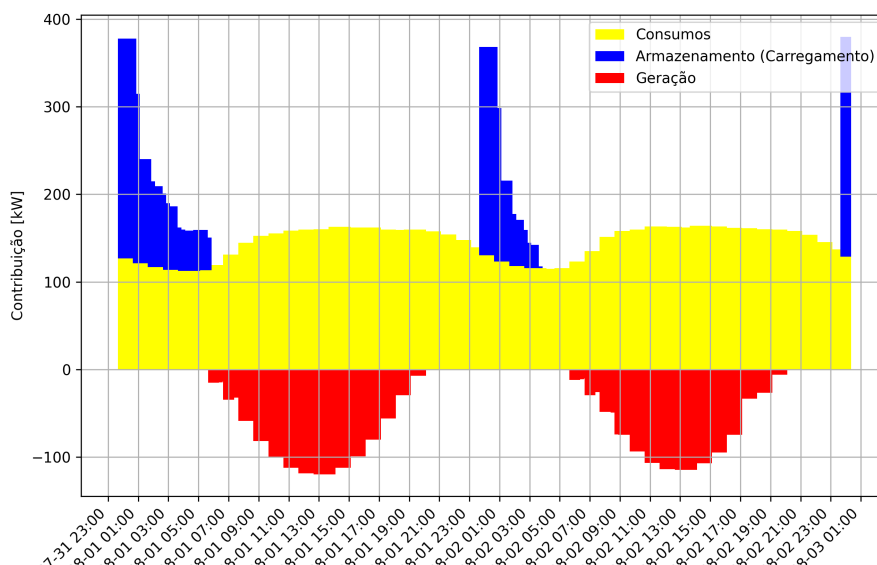


Figura 4.16: Contribuição de cada componente no funcionamento da CER, para o Caso Carregamento.

Relativamente à faturação por elemento obteve-se (em euros):

4.3. RESULTADOS E ANÁLISE DO CASO CARREGAMENTO

Tabela 4.4: Faturação por Elemento – Resumo (euros)

Ele.	Valor	Ele.	Valor	Ele.	Valor
1	263,96	2	329,60	3	315,66
4	341,52	5	271,80	6	235,59
7	318,83	8	288,18	9	350,88
10	296,90	11	258,15	12	262,80
13	344,60	14	294,83	15	261,25
16	319,21	17	352,97	18	263,52
19	368,98	20	331,71	21	305,91
22	296,57	23	296,70	24	350,62
25	343,74	26	257,76	27	356,30
28	434,51	29	150,37	30	416,28
31	411,28	32	421,43	33	300,87
34	412,98	35	374,10	36	456,52
37	408,64	38	436,56	39	457,71
40	281,97	41	265,50	42	216,49
43	294,89	44	254,31	45	210,04
46	250,84	47	300,32	48	213,03

Comparando a faturação do caso consumo com o caso carregamento, a partir do coeficiente C:

$$C = \frac{\text{Faturação caso carregamento}}{\text{Faturação caso consumo}}$$

obteve-se os seguintes resultados:

Tabela 4.5: Coeficiente C – Resumo

C	Valor	C	Valor	C	Valor
1	0,63	2	0,62	3	0,62
4	0,62	5	0,63	6	0,65
7	0,64	8	0,61	9	0,64
10	0,65	11	0,63	12	0,65
13	0,63	14	0,63	15	0,66
16	0,65	17	0,63	18	0,63
19	0,64	20	0,63	21	0,65
22	0,66	23	0,64	24	0,66
25	0,66	26	0,64	27	0,67
28	0,68	29	0,70	30	0,70
31	0,72	32	0,75	33	0,71
34	0,70	35	0,75	36	0,73
37	0,70	38	0,76	39	0,83
40	0,75	41	0,89	42	0,95
43	0,69	44	0,75	45	0,72
46	0,62	47	0,65	48	0,60

Como era de se esperar, sendo que ainda se apresenta geração neste caso a faturação do caso carregamento apresenta uma diminuição na sua faturação relativamente ao caso

consumo. No entanto, relativamente ao caso geração devido ao carregamento dos VE's e ao seu carregamento observa-se um aumento na faturação relativamente ao caso geração por 2 razões principais:

- Potência instalada superior devido ao carregamento dos VE's o que implica uma tarifa fixa mais cara diariamente.
- Um aumento da quantidade de energia consumida relacionado com o carregamento dos VE's, que também é influenciado com a distância que cada VE percorre diariamente.

O elemento com a maior redução na sua faturação apresentou até uma redução de cerca de 48% na sua fatura mensal, enquanto o pior elemento apresentou uma redução de 5%.

Do ponto de vista de alimentação ligação à rede para estes casos, como foi visto na figura 4.11, o pico observado foi de 419.33 kW, o que significa do ponto de vista de ligação da comunidade a um transformador de distribuição como uma potência Nominal mínima de alimentação de 640 kW, o que representa um maior investimento a nível de equipamentos que fazem a ligação da rede à comunidade.

Fazendo uma análise dos gráficos 4.13 e 4.14 consegue-se observar que a nível das variações de energia fornecida pela rede, estas são idênticas ao caso geração. No entanto apresentam uma diferença bastante notável e com consequências na gestão do ponto de vista para a rede.

Em primeiro lugar, como se considerou que todos os VE's carregam à noite à velocidade máxima de carregamento (sem qualquer tipo de inteligência) a partir das 0:00, hora de início do horário vazio, vai levar a que exista um pico no fornecimento de energia durante algum tempo. Para que esta situação seja possível como foi visto levaria à necessidade de maior investimento a nível dos equipamentos de ligação à rede, sendo que a potência pico observada foi de 419 kW, o transformador de alimentação ligação à rede teria de ter uma potência de 630 kVA, sendo que um de 400 kVA já não seria suficiente, que é maior comparativamente ao transformador para o Caso Consumo precisando de uma potência nominal de apenas 250 KVA, devido ao pico ter sido de 182 kW.

Relativamente às amplitudes das variações da potência de fornecimento da rede o valor da variação máxima 280.15 kW é de aproximadamente 16 vezes maior e a variação mínima é de -100.28 kW, que equivale a aproximadamente a 8.5 vezes maior (em valor absoluto). Como é mais fácil de verificar a partir da figura 28, estas oscilações são provocadas maioritariamente nas alturas quando os VE's começam a carregar e quando estes finalizam o seu carregamento provocando as respetivas variações. Estas variações apresentam um maior nível de complexidade na gestão da rede. Quando olha-se para estas variações se em vez de acontecer isoladamente, se passar a acontecer na ordem dos milhares ou milhões de instalações elétricas, este fenómeno vai provocar flutuações muito grandes para a rede,

4.3. RESULTADOS E ANÁLISE DO CASO CARREGAMENTO

sendo um aspeto bastante negativo para a gestão da mesma, podendo comprometer a estabilidade da mesma.

Por fim, fazendo uma análise da degradação das baterias, obteve-se uma degradação das baterias dos VEs em média [$\% \times 24$ horas], seja D_x = degradação do elemento x .

Tabela 4.6: Valores de D – Resumo (% por dia)

D	Valor	D	Valor	D	Valor
1	-0,00672	2	-0,00096	3	-0,00576
4	-0,00576	5	-0,00672	6	-0,00576
7	-0,00864	8	-0,00576	9	-0,00480
10	-0,00125	11	-0,00576	12	-0,00106
13	-0,00096	14	-0,00576	15	-0,00864
16	-0,00576	17	-0,00480	18	-0,00576
19	-0,00576	20	-0,00576	21	-0,00576
22	-0,00864	23	-0,00384	24	-0,00672
25	-0,00672	26	-0,00576	27	-0,00672
28	-0,00480	29	-0,00672	30	-0,00115
31	-0,00173	32	-0,00144	33	-0,00106
34	-0,00115	35	-0,00221	36	-0,00173
37	-0,00144	38	-0,00202	39	-0,00240
40	-0,00154	41	-0,00259	42	-0,00240
43	-0,00768	44	-0,00125	45	-0,00154
46	-0,00384	47	-0,00768	48	-0,00384

O que representa uma velocidade de degradação muito baixa como se pode ver pela representação da degradação do VE1, figura 4.17:

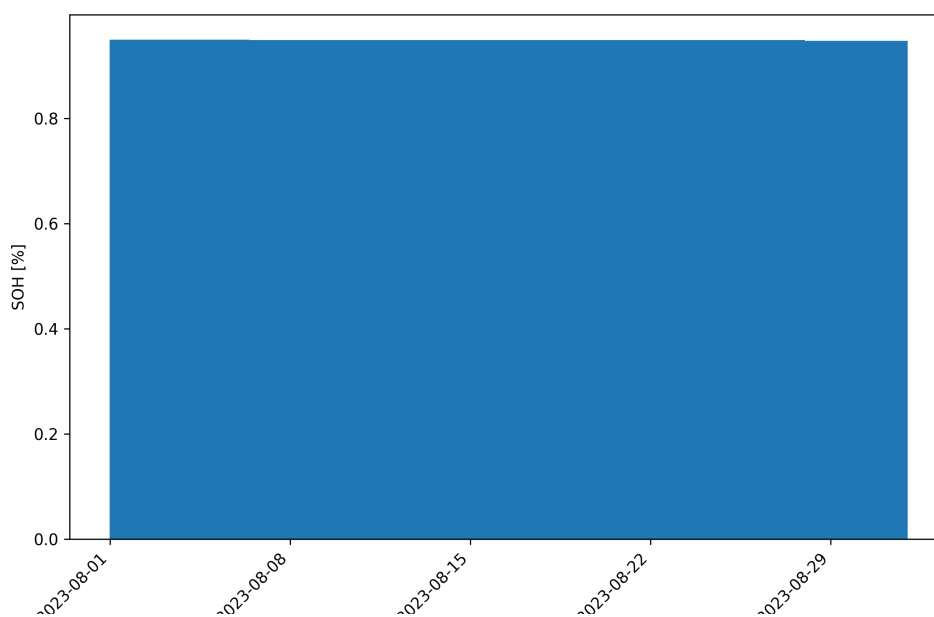


Figura 4.17: Representação da degradação da bateria do VE1 no caso carregamento.

A esta velocidade o tempo de vida esperado da bateria do VE 1 estaria na ordem dos 4464 dias ou aproximadamente 12 anos, tomando os mesmos princípios de fim da vida da bateria será nos 70% do SOH do pack das baterias.

4.4 Resultados e análise do Caso Metodologia

Neste subcapítulo pretende-se mostrar os dados obtidos do caso metodologia e fazer a comparação com o caso consumo de forma a conseguir avaliar as vantagens e desvantagens com a integração da geração renovável na comunidade e avaliar os impactos da integração do carregamento e descarregamento a partir da coordenação do sistema de gestão inteligente na comunidade. Resumidamente, este caso apresenta para além as mesmas condições que o caso geração e acrescenta-se o funcionamento dos VE's como um sistema de armazenamento gerido a partir do sistema de gestão inteligente.

Começando a olhar para a comunidade do ponto de vista da alimentação da rede à mesma, obteve-se o diagrama de carga, da figura 4.18 e 4.19, que representam a potência durante o mês de agosto e durante os 2 primeiros dias respetivamente.

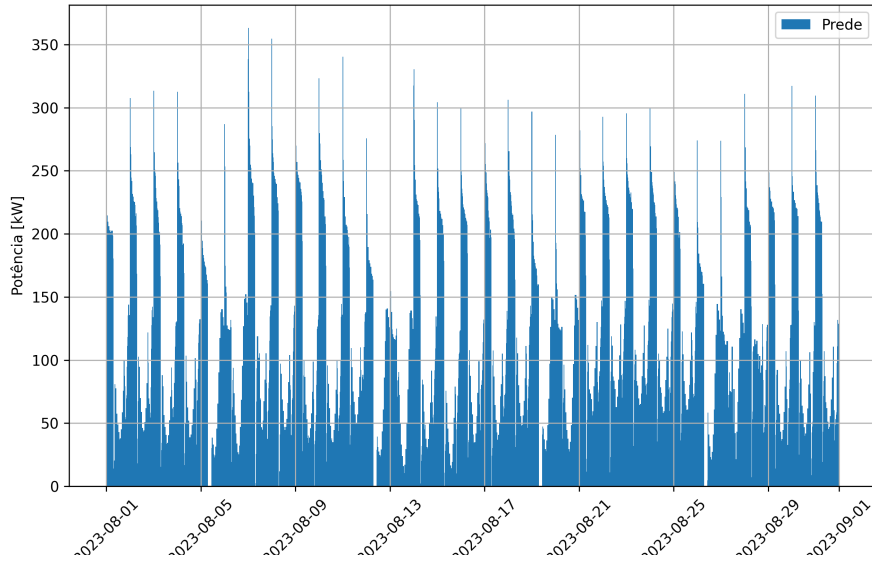


Figura 4.18: Representação do diagrama de carga com o fornecimento de energia pela rede no mês de agosto.

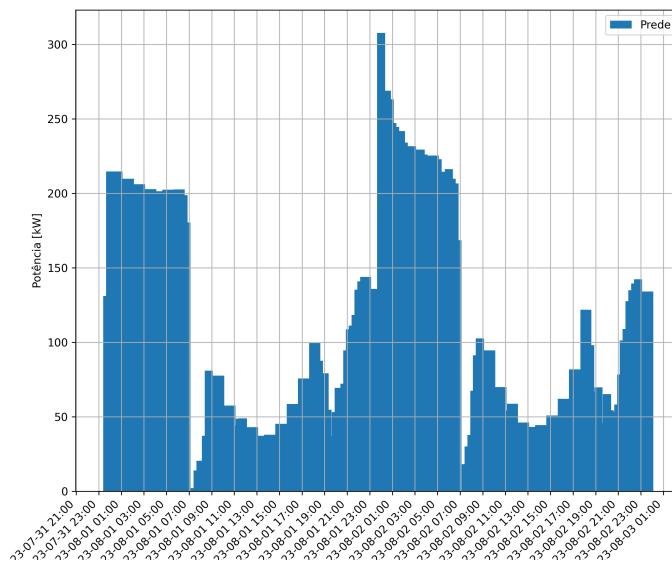


Figura 4.19: Representação do diagrama de carga com o fornecimento de energia pela rede nos 2 primeiros dias do mês de agosto.

A partir do diagrama de carga do gráfico 34 verificou-se uma potência pico de 355.18 kW e uma média de 115.94 kW. Se olhar-se para as variações de energia ao longo do tempo (intervalos de 15 em 15 minutos) obtêm-se os diagramas das figuras 4.20 e 4.21:

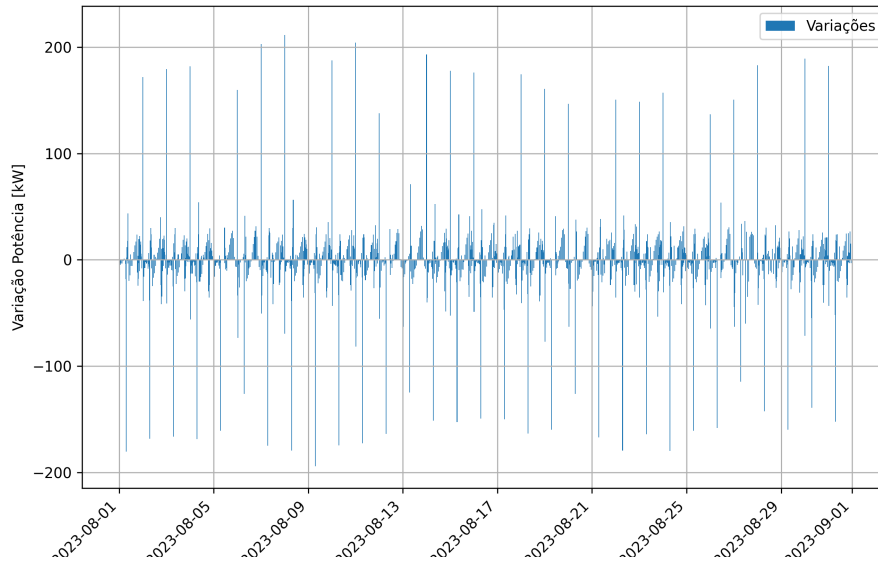


Figura 4.20: Representação do diagrama com as variações na potência de fornecimento da rede no mês de agosto.

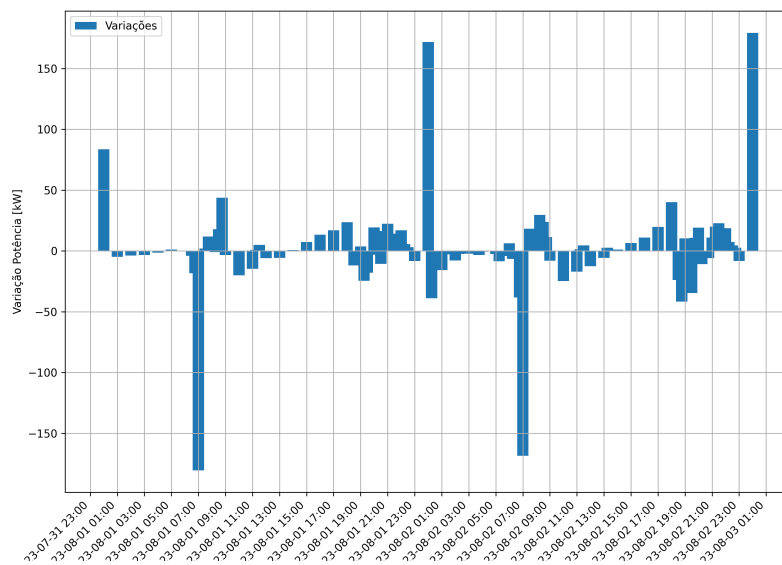


Figura 4.21: Representação do diagrama com as variações na potência de fornecimento de energia pela rede nos 2 primeiros dias do mês de agosto.

Neles observa-se uma variação máxima de 211.84 kW e uma variação mínima de -190.02 kW (em valor absoluto). Para além desta análise, pode-se olhar para os dados de

fornecimento da rede como o resultado das interações (soma) entre os vários componentes da CER (consumo, geração e armazenamento), como se pode observar na figura 4.22 e 4.23:

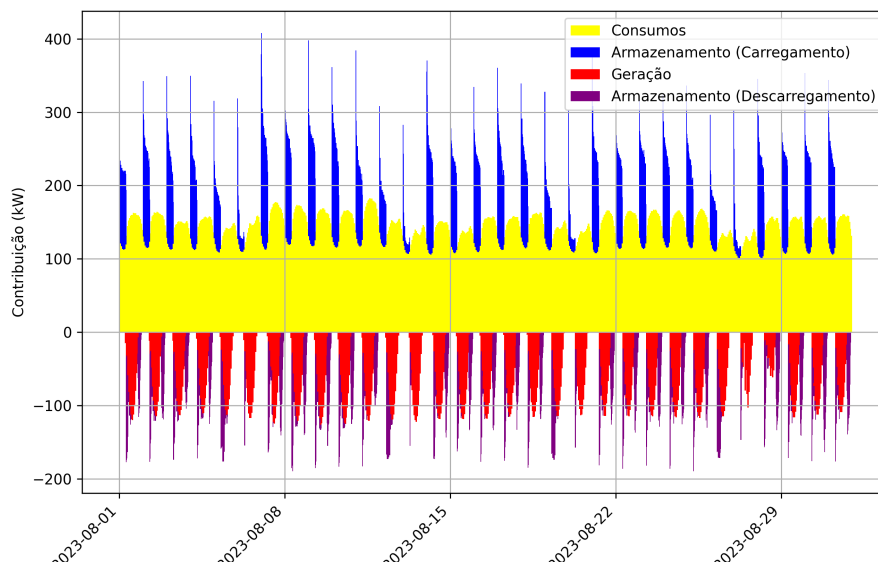


Figura 4.22: Contribuição de cada componente no funcionamento da CER, para o caso metodologia no mês de agosto.

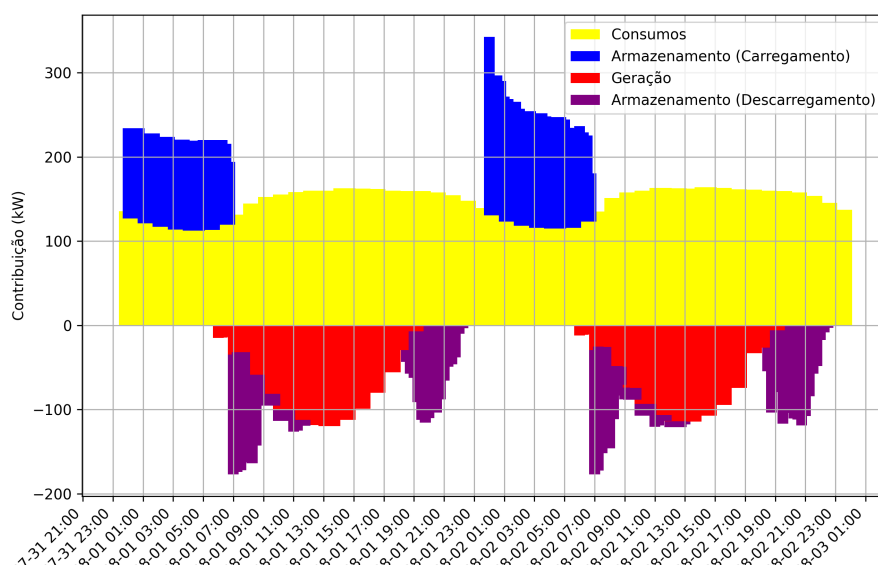


Figura 4.23: Contribuição de cada componente no funcionamento da CER, para o caso metodologia nos 2 primeiros dias de agosto.

Relativamente à faturação por elemento obteve-se (em euros):

Tabela 4.7: Faturação por Elemento – Resumo

Ele.	Valor	Ele.	Valor	Ele.	Valor
1	106,48	2	125,37	3	119,09
4	126,34	5	113,91	6	91,67
7	128,62	8	106,36	9	136,29
10	124,04	11	105,73	12	114,06
13	128,75	14	122,74	15	115,77
16	134,84	17	136,57	18	110,62
19	150,53	20	129,45	21	121,31
22	133,90	23	121,79	24	151,89
25	152,78	26	100,94	27	161,30
28	195,20	29	75,51	30	195,97
31	193,78	32	216,18	33	148,20
34	192,89	35	191,13	36	228,81
37	189,42	38	225,46	39	257,17
40	145,69	41	135,72	42	107,19
43	138,04	44	110,46	45	92,87
46	87,62	47	78,31	48	35,39

Comparando a faturação do Caso Consumo com o caso carregamento, a partir do coeficiente $C = \frac{\text{Faturação Caso Metodologia}}{\text{Faturação Caso Consumo}}$, obteve-se os resultados:

Tabela 4.8: Coeficiente C – Resumo

C	Valor	C	Valor	C	Valor
1	0,25	2	0,23	3	0,23
4	0,23	5	0,26	6	0,25
7	0,25	8	0,22	9	0,24
10	0,27	11	0,25	12	0,28
13	0,23	14	0,26	15	0,29
16	0,27	17	0,24	18	0,26
19	0,26	20	0,24	21	0,25
22	0,29	23	0,26	24	0,28
25	0,29	26	0,25	27	0,30
28	0,30	29	0,35	30	0,33
31	0,34	32	0,38	33	0,35
34	0,33	35	0,38	36	0,37
37	0,32	38	0,39	39	0,46
40	0,39	41	0,45	42	0,47
43	0,32	44	0,32	45	0,32
46	0,21	47	0,16	48	0,10

Como se pode observar de todos os modelos simulados, este é o modelo que do ponto de vista para os elementos que apresenta uma maior redução. Esta redução pode ser explicada pelas trocas de energia efetuadas entre os vários elementos aproveitando estratégias de valorização da energia com a compra da mesma quando esta se encontra mais barata e na sua venda aos outros elementos nas horas mais caras ou no seu próprio aproveitamento

da energia armazenada. O elemento com a maior redução na sua faturação apresentou até uma redução de cerca de 90% na sua fatura mensal, enquanto o pior elemento apresentou uma redução de 53%.

Do ponto de vista de alimentação ligação à rede para estes casos, como foi visto na figura 4.18, o pico observado foi de 355.18 kW, o que significa do ponto de vista de ligação da comunidade a um transformador de distribuição como uma potência nominal mínima de alimentação de 400 kW, o que representa um maior investimento a nível de equipamentos que fazem a ligação da rede à comunidade comparativamente com o caso consumo, mas menor comparativamente ao caso carregamento, onde não se utiliza algoritmos de carregamento inteligente, representando uma diminuição relativamente ao seu pico de 65 kW, só pela aplicação deste algoritmo inteligente.

Fazendo uma análise a partir dos gráficos 38 e 39 consegue-se verificar o efeito no carregamento e descarregamento dos VE's ao longo do dia, como:

- Uma das consequências mais fáceis de verificar é a alteração da altura, onde existe a maior parte do fornecimento à comunidade. Nos outros casos, a altura de maior fornecimento da rede era durante o dia, de forma geral. Com a aplicação da metodologia passaria a ser durante a noite.
- A segunda consequência mais evidente é a presença de vales na potência de fornecimento de energia com a descarregamento de energia dos VE's, acabando assim a funcionar como geração para a Comunidade no contexto de gestão de energia para a rede.

Relativamente às amplitudes das variações da potência de fornecimento da rede o valor da variação máxima 211.84 kW é de aproximadamente 12.1 vezes maior e a variação mínima é de -190.28 kW, que equivale a aproximadamente a 16.2 vezes maior (em valor absoluto). Como é mais fácil de verificar a partir das figuras 4.20 e 4.21, estas oscilações maiores são provocadas maioritariamente nas alturas quando os VE's começam a carregar e quando estes finalizam o seu carregamento e começam a descarregar (funcionando como geração) provocando as respetivas variações. Estas variações apresentam um maior nível de complexidade na gestão da rede, sendo que estes fenómenos se em vez de serem isolados passassem a ocorrer na ordem dos milhares ou milhões causaria problemas devido à estabilidade do funcionamento da mesma.

Tabela 4.9: Valores de D – Resumo (% por dia)

D	Valor	D	Valor	D	Valor
1	-0,11904	2	-0,09312	3	-0,08832
4	-0,08832	5	-0,11904	6	-0,08832
7	-0,10368	8	-0,08832	9	-0,09216
10	-0,10752	11	-0,08832	12	-0,12480
13	-0,08832	14	-0,08832	15	-0,10272
16	-0,08832	17	-0,08832	18	-0,08832
19	-0,08832	20	-0,08832	21	-0,08832
22	-0,10368	23	-0,11904	24	-0,09216
25	-0,12672	26	-0,08832	27	-0,12000
28	-0,08832	29	-0,11232	30	-0,09408
31	-0,10368	32	-0,09888	33	-0,11808
34	-0,09408	35	-0,10848	36	-0,10656
37	-0,12672	38	-0,10464	39	-0,10656
40	-0,12096	41	-0,11040	42	-0,10656
43	-0,11328	44	-0,09504	45	-0,11232
46	-0,12384	47	-0,09216	48	-0,08832

Relativamente ao Caso Carregamento, a degradação das baterias dos VE's em média é bastante maior. Para se ter uma ideia da degradação da bateria em %, em baixo apresenta-se a degradação do VE 1 ao longo do Caso Metodologia:

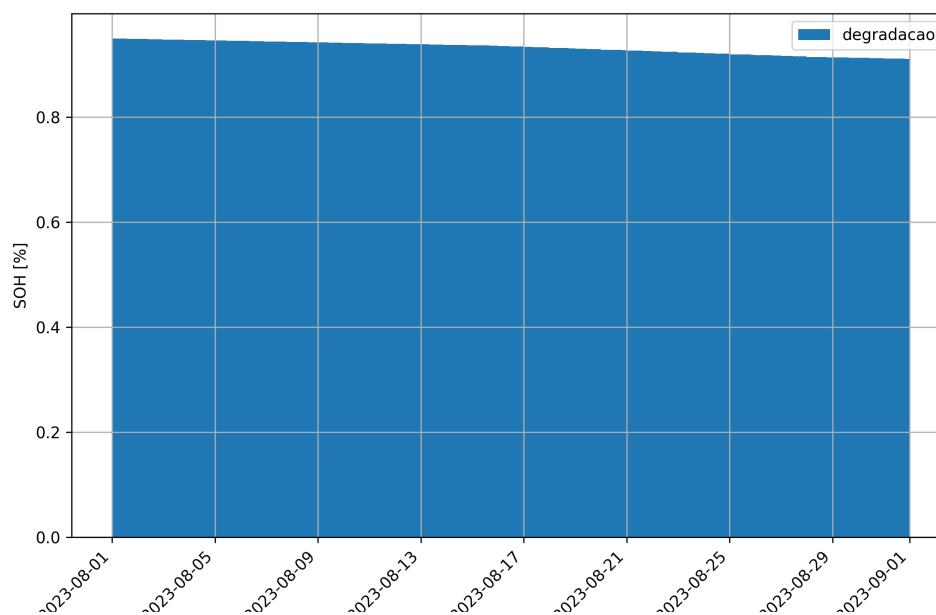


Figura 4.24: Representação da Degradação da bateria do VE 1 no caso metodologia.

Pegando apenas o VE 1 como referência observa-se uma degradação 18 vezes maior, representando uma diminuição substancial no tempo de vida das baterias. A esta velocidade o tempo de vida esperado da bateria do VE 1 estaria na ordem dos 252 dias, tomando

os mesmos princípios de fim da vida da bateria será nos 70% do SOH do pack das baterias.

Para se considerar o custo da degradação das baterias do VE utilizou-se a metodologia:

$$1^\circ \text{ Número ciclos completos esperados} = \frac{\text{Garantia do VE [Km]}}{\text{WLTP}_{\text{VE}} [\text{Km/ciclo}]} = \frac{120000}{270} = 444.44 \text{ ciclos}$$

$$2^\circ \text{ Energia armazenada esperada} = \text{Número ciclos esperados} \cdot \text{Capacidade VE [KWh]} \\ = 444.4 \cdot 40 = 17778 \text{ [KWh]}$$

$$3^\circ \text{ Custo degradação VE} \left[\frac{\text{€}}{\text{KWh}} \right] = \frac{\text{Preço substituição [€]}}{\text{Energia armazenada esperada [KWh]}} \\ = \frac{7500 \text{ [€]}}{17778 \text{ [KWh]}} = 0.42 \left[\frac{\text{€}}{\text{KWh}} \right]$$

Sendo que o retorno máximo para cada KWh equivale à diferença de preços entre o preço da tarifa no horário de Vazio e o preço da tarifa no Horário fora de vazio que fica em cerca de:

$$\text{Retorno possível} = \text{Tarifa Fora de Vazio} - \text{Tarifa Vazio} \\ = 0.231942 - 0.142252 \\ = 0.08969 \text{ €}$$

Uma vez que o retorno possível é menor comparativamente ao custo do desgaste da bateria, isso implica que o processo de compra e venda a longo prazo vai sempre custar mais comparativamente ao que se poupa em processos de compra e revenda de energia aos outros elementos da Comunidade. Concluindo para o processo ser no mínimo rentável, o possível retorno tinha de ser maior comparativamente ao custo relativo ao desgaste da bateria.

Relativamente à rentabilidade, como foi visto, a ação de compra e revenda de energia, não é uma operação viável financeiramente para os VE's por agora. No entanto, quando se olha para sistemas de armazenamento estacionário já é possível tornar a aplicação da metodologia viável financeiramente. Tendo como exemplo um sistema composto por um inversor híbrido e uma bateria, a partir do site da "solartech"[52], seria possível fazer a aquisição de uma bateria por 1500 euros, de 9.6 KWh (48V e 200 Ah) da marca "Vestwoods", com tempo de vida de 6000 ciclos a um DOD(%) = 80% e por 1140 euros um inversor híbrido da DEYE, com capacidade de fornecer os 6 Kw (Pico de consumo sem VE's), referidos no caso prático, o que representa um preço total de 2640 euros para o sistema. Se considerar-se ainda a compra de equipamentos de proteção, cabos num valor total de 40% do valor total, resulta um investimento total de $2640 \cdot 1.4 = 3696$ euros.

A partir dos dados da bateria consegue-se prever uma energia total de armazenamento:

$$\begin{aligned} \text{Energia Total de Armazenamento} &= \text{tempo de vida} \times \text{capacidade bateria} \times \text{DOD}(\%) \\ &= 46080 \text{ kWh} \end{aligned}$$

Considerando o preço do sistema total prevê-se um custo de degradação:

$$\begin{aligned} \text{Custo degradação} &= \frac{\text{preço sistema}}{\text{Energia Total Armazenada}} \\ &= \frac{3696}{46080} = 0.08 \text{ [€/kWh]} \end{aligned}$$

O que tornaria a ação da compra e revenda de energia financeiramente viável.

É de notar que este tipo de sistemas poderá utilizar a mesma metodologia utilizada no caso de estudo, podendo apresentar vantagens do ponto de vista da comunidade. A grande diferença seria no buffer de segurança considerado seria 0 KWh, uma vez que não são utiliza-das para outras atividades, nem para qualquer viagem e poder-se-ia considerar que estaria o tempo todo disponível, não sendo necessário fazer previsão de quando é que este estará ou não disponível.

Concluindo para este caso ser rentável o custo da degradação da bateria teria de ser menor que o retorno possível que equivale a um custo de 0.08969€, de forma que a ação de compra e revenda de energia aos vizinhos tenha benefícios para este caso, o que seria possível a partir de um sistema de armazenamento estacionário.

4.5 Análise dos resultados no contexto dos possíveis efeitos para a rede Nacional

Neste subcapítulo pretende-se fazer a análise dos impactos que a aplicação da metodologia poderá ter no contexto da rede nacional. Para se fazer esta análise seguiu-se a seguinte metodologia:

1. Obteve-se os dados de consumo da rede a nível nacional, a partir do DATAHUB da REN [45] referentes ao mês de agosto de 2023.
2. Como foi visto no estado de arte, a partir de dados da DGEG considerou-se que cerca de 19% da energia consumida em cada momento tem como origem o setor residencial. Considerando um cenário, onde todas as residências seguem esta metodologia.
3. Para se aproximar como é que cada *datapoint* correspondente ao consumo se alterava, considerou-se os dados da rede do caso geração e os dados da rede do caso metodologia. Para cada instante do *dataset*, obteve-se um coeficiente, sendo $\text{coeficiente}(\Delta t) = \frac{\text{dados rede Caso Metodologia}(\Delta t)}{\text{dados rede Caso Geração}(\Delta t)}$, ficando assim com um mapa do aumento ou da diminuição em cada momento ao longo de todo o mês de agosto de 2023 (janela temporal do caso de estudo), correspondente à parte residencial.

4.5. ANÁLISE DOS RESULTADOS NO CONTEXTO DOS POSSÍVEIS EFEITOS PARA A REDE NACIONAL

4. Por fim, para se ter a previsão final das alterações no consumo da rede para cada momento, fez-se:

$$\begin{aligned} \text{Diagrama de carga rede nacional}(\Delta t) = & \text{Diagrama de carga rede}(\Delta t) \cdot (1 - 0.19) \\ & + \text{Diagrama de carga}(\Delta t) \cdot (0.19) \cdot \text{coeficientes}(\Delta t) \end{aligned} \quad (4.2)$$

Aplicando a metodologia acima indicada para se fazer a avaliação dos impactos na rede, pode-se ver alterações no consumo a partir das figuras, representando respectivamente diagrama de carga antes sem aplicação da metodologia e diagrama de carga depois da aplicação da metodologia com espaço temporal de 1 mês e 2 dias (para se ver de forma mais clara).

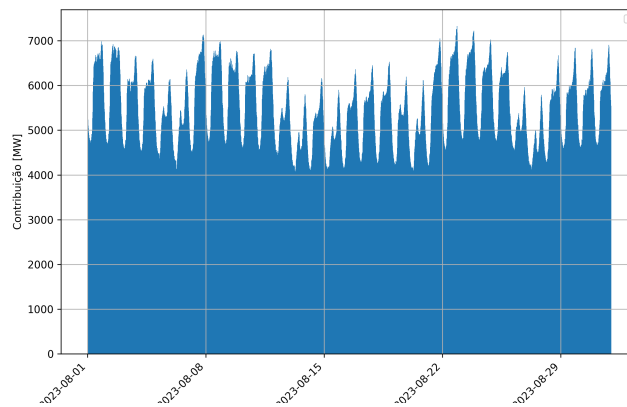


Figura 4.25: Representação do diagrama de carga da geração da rede nacional sem considerar o efeito da metodologia aplicada.

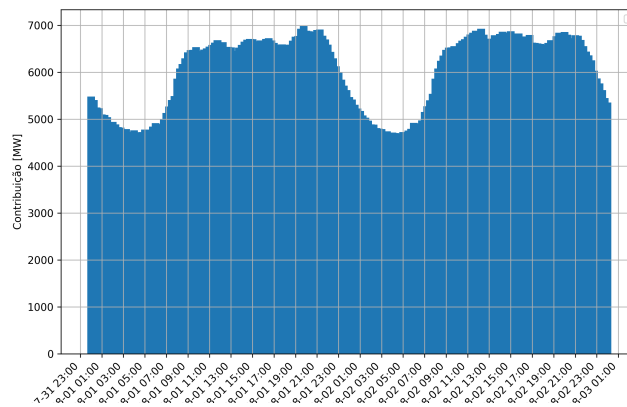


Figura 4.26: Representação do Diagrama de carga da Geração da Rede Nacional sem considerar o efeito da metodologia aplicada.

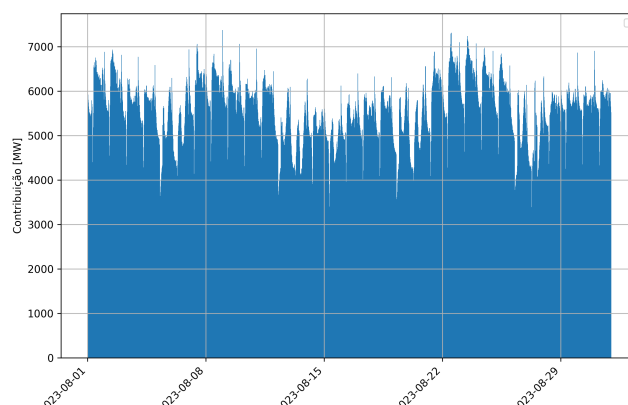


Figura 4.27: Representação do Diagrama de carga da Geração da Rede Nacional a considerar o efeito da metodologia aplicada para o espaço de 1 mês.

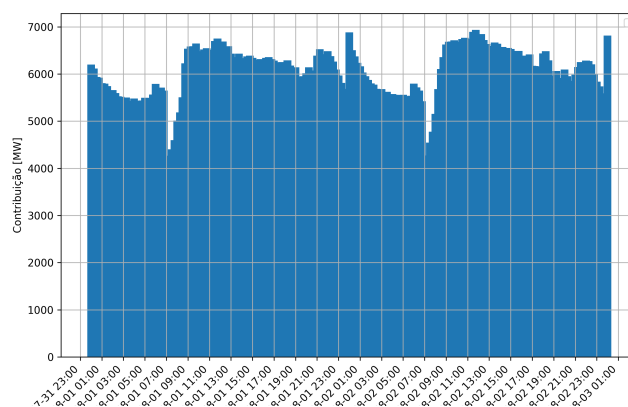


Figura 4.28: Representação do Diagrama de carga da Geração da Rede Nacional a considerar o efeito da metodologia aplicada no espaço temporal de 2 dias.

Começando por analisar os gráficos das figuras 4.27 e 4.28, a sua volatilidade pode ser explicada de forma intuitiva. Considerando cada dia como um ciclo que começa às 0:00 e acaba às 23:59, observa-se os seguintes comportamentos:

- Inicialmente às 0:00 observa-se um pico de Geração que corresponde ao pico de consumo devido ao pico de consumo provocado pelo carregamento dos VE's.
- De seguida até por volta das 4:30/5 verifica-se uma descida subtil, mas progressiva na geração da rede, que pode ser explicada pela diminuição da atividade humana, isto é, quanto mais tarde fica menos pessoas estão acordadas/ativas, logo o seu consumo correspondente à parte residencial vai diminuindo.
- Seguidamente até às 7 (exclusive - fim do horário do vazio), por volta das 5 da manhã começa-se a observar outro aumento, mas também subtil que poderá ser explicado pelo aumento da atividade humana, isto é, correspondente ao acordar e começar a criar consumo com a utilização de vários eletrodomésticos e outros equipamentos.

4.5. ANÁLISE DOS RESULTADOS NO CONTEXTO DOS POSSÍVEIS EFEITOS PARA A REDE NACIONAL

- Quando começa o horário fora de vazão, os VE's provocam uma diminuição significativa na necessidade de fornecimento por 2 razões: uma porque a partir dessa hora deixam de estar a carregar, o que implica uma diminuição de consumo da parte da parte residencial. Para além disso, o facto dos VE's que continuam ligados às suas comunidades ou mesmo só aos seus apartamentos ao descarregarem de forma a ajudar a fornecer energia para a sua instalação elétrica, o que vai provocar uma diminuição da necessidade de fornecimento de energia a partir da rede elétrica aumentando assim também o impacto dessa redução.
- Por fim, até ao final do dia entre as 19 e as 20, observa-se uma redução gradual do fornecimento da rede, que poderá ser explicada pela entrada e saída dos VE's e respetiva contribuição de cada um deles nas suas comunidades.
- Por fim, até às 24:00 exclusive verifica-se um aumento de consumo que poderá ser explicado pelo aumento da atividade humana no fim do dia com o regresso da maior parte dos trabalhadores a casa e pelo facto dos VE's já se não conseguirem fornecer mais energia às respetivas comunidades sem comprometer a sua utilização, deixando assim de injetar energia nas mesmas.

É de notar que ao analisar estes gráficos observa-se um fenómeno semelhante a ao fenómeno conhecido como a "curva de pato", no entanto este fenómeno de subida da energia pedida à rede repentina é mais acentuada do que acontece normalmente para a rede, o que representa uma grande desvantagem, sendo por isso mau para a gestão da mesma.

Relativamente aos gráficos das figuras 4.25 e 4.26, que representa o fornecimento da rede sem a aplicação da metodologia existem alguns momentos que são bastante importantes. Estes momentos podem ser identificados nas seguintes alturas:

- A partir por volta das 5:00 começa-se a observar um aumento de consumo que poderá representar um aumento da atividade humana tal e qual como foi explicado anteriormente até por volta das 11.
- Ao longo do dia distinguem-se 2 picos de consumo frequentes que se verificam por volta das 11 e das 19/20 horas.
- Por fim, verifica-se a diminuição do fornecimento de energia da rede gradual poderá ser explicado pela redução de atividade humana e fecho de serviços/empresas/outras entidades.

A partir das figuras 4.25, 4.26, 4.27 e 4.28 é possível observar as alterações descritas, anteriormente, no perfil da potência fornecida pela rede. Em primeiro lugar pode-se verificar com a aplicação da metodologia nas alturas de transição entre tarifas existem variações maiores na energia fornecida pela rede, sendo que a maior variação observada foi de 374 MVA, que corresponde a altura em que os VE's começam a carregar, enquanto a

menor variação observada foi de -231MVA (em valor absoluto) e ocorreu na altura em que se passa do horário da tarifa de Vazio para o horário com a tarifa Fora de Vazio, como era de se esperar sendo que os próprios VE's passam também a descarregar "aliviando" assim a necessidade da energia proveniente da rede acabando assim por aumentar ainda mais o valor da variação mínima em valor absoluto, como foi explicado anteriormente.

Relativamente ao resto do tempo verifica-se um maior número de pequenas oscilações comparativamente aos dados sem a aplicação da metodologia criada.

Este aumento do valor absoluto das variações mínimas e máximas, do ponto de vista de gestão de problema poderá aumentar o problema descrito como a curva de pato, que resumidamente tenta perceber com o aumento do consumo a nível nacional se é possível aumentar o fornecimento de energia de forma acentuada, quer este tenha sido provocado pela presença da produção de energia a partir de fontes renováveis ou por outra razão, que no fim de contas pode se traduzir como qual a capacidade da rede para subir/descer geração (ou mesmo de criar consumo ou armazenamento energia consoante o contexto), de forma a que seja possível a ajudar a na gestão da rede.

A forma de avaliar a nível nacional qual a possível contribuição que os VE's têm de criar consumo/armazenar energia, foi olhando para os VE's em conjunto como um sistema de armazenamento descentralizado, onde para se avaliar as possíveis curvas de funcionamento segue-se a metodologia (supondo um futuro 100% elétrico, onde todas as residências aplicam a metodologia):

1. Obteve-se um diagrama de carga com a potência disponível para formar consumo (armazenamento) com a aplicação da metodologia na CER simulada de cada VE em média.
2. De seguida, a partir dos dados do INE pesquisou-se o número de edifícios habitacionais nos quais considerou-se 3573416 edifícios e não se considerou alojamentos, e qualquer fator de crescimento de forma a se sub-dimensionar os possíveis benefícios. Estes dados foram retirados do XVI Recenseamento Geral da População e VI Recenseamento Geral da População e VI Recenseamento Geral da Habitação (Censos 2021), relativos à parte habitacional, onde se registou 3573416 edifícios clássicos e 5981482 alojamentos [53].
3. Considerou-se um número de VE's por família de 1.3 carros. Estes dados foram retirados a partir de uma notícia que teve como base um estudo de uma empresa independente. Tendo este pressuposto, pode-se calcular o número de VE's esperados, a nível Nacional, que poderá apresentar as características semelhantes de funcionamento aos VE's da CER serão:

a)
$$\begin{aligned} \text{Número de VE's esperados} &= \text{Número de Edifícios Clássicos} \times \text{Número de VE's por família} \\ &= 3573416 \times 1.3 = 4680179 \text{ VE's no total.} \end{aligned}$$

- b) Considerando a capacidade média de uma bateria de um VE em cerca de 60 KWh.

- c) Em média a capacidade de bateria utilizada para as deslocções diárias for de cerca de 30% (0.3), o que é bastante sobre-dimensionado, tendo a distribuição dos tempos de viagem vistos na apresentação do caso de estudo.
 - d) E considerando uma eficiência de 85% no processo de carregamento e descarregamento de energia (armazenamento).
 - e) Considerando um SOH médio de 90%.
4. Pode-se esperar a nível de características deste sistema de Armazenamento descentralizado a nível Nacional:

- **Capacidade Armazenamento Descentralizado:**

$$\begin{aligned} & \text{Capacidade Armazenamento Descentralizado} = \text{Número de VE's esperados} \\ & \times \text{Capacidade média da bateria dos VE's} \\ & \times \left(1 - \text{gasto médio deslocções} \left[\frac{\%}{100} \right] \right) \\ & \times \text{eficiência armazenamento} \times \text{SOH médio} \left[\frac{\%}{100} \right] \\ & = 4680179 \times 60 \times (1 - 0.3) \times 0.85 \times 0.9 \\ & \approx 150374151 \text{ kWh} = 150,37 \text{ GWh disponível diariamente.} \end{aligned}$$

- Considerando o perfil médio de cada VE obtido na CER espera-se um perfil de potência disponível para ajudar na gestão da rede com o formato do gráfico 4.29. A nível Nacional espera-se uma potência disponível para consumo como é demonstrado nas figuras 4.30 e 4.31.

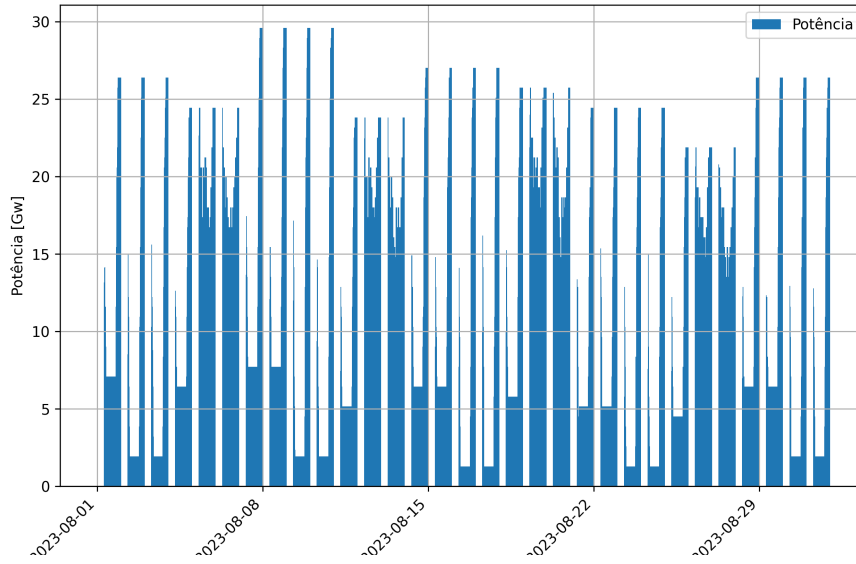


Figura 4.29: Representação da potência Disponível para consumo a partir dos VE´s a nível Nacional de forma Descentralizada.

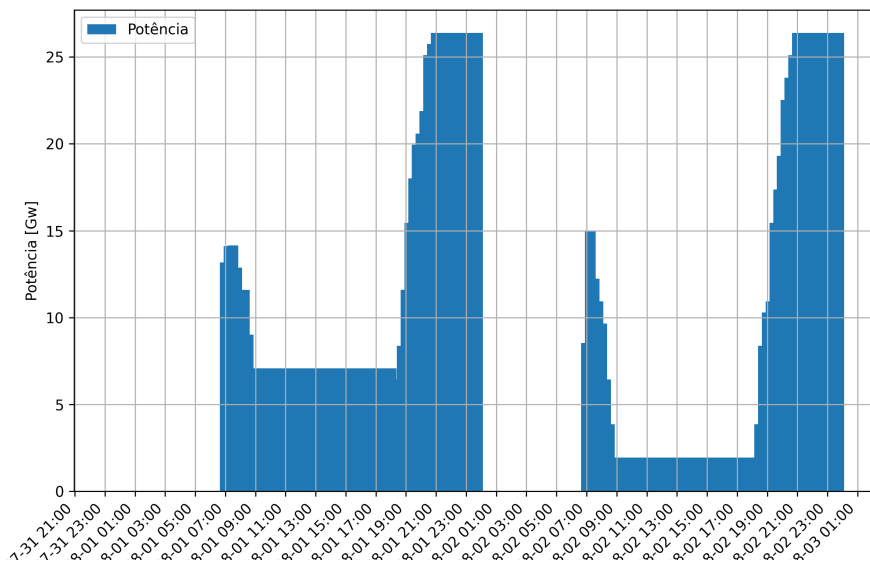


Figura 4.30: Representação da Potência Disponível na CER em média em a partir de cada VE´s.

4.5. ANÁLISE DOS RESULTADOS NO CONTEXTO DOS POSSÍVEIS EFEITOS PARA A REDE NACIONAL

Para se ter uma dimensão com outros sistemas de armazenamento presentes na rede Nacional, pode-se comparar com por exemplo a barragem da régua. Esta tem como características: 1.33 GWh (12 hM^3) reservatório e 48m de altura eficaz de capacidade de armazenamento de energia. Relativamente à capacidade de armazenamento dos VE's, como foi deduzido estes têm a capacidade de representar para a rede como 100+ barragens da régua. Relativamente à potência instalada da barragem, esta apresenta uma potência instalada de 180 MW, enquanto em média espera-se ter uma potência disponível para formar consumo como é demonstrado nas figuras 4.29 e 4.30 (representação do contexto nacional).

Finalizando um sistema de armazenamento com estas características, se gerido de forma inteligente, poderá ajudar na gestão da rede, no entanto existem fatores que não estão a ser considerados dos quais se podem destacar:

- Capacidade técnica das infraestruturas de transporte e distribuição de energia.
- Densidade populacional ao longo do território (localização dos centros populacionais).
- Localização das centrais de produção de energia na rede nacional e os seus perfis de geração, pois consoante a tecnologia as características de arranque e para desligar da rede alteram-se.
- Pagamento pelo serviço de V2G, onde se poderia criar um pagamento pelo serviço com base na diminuição dos custos de operação a partir da prestação do serviço. Parte das poupanças pudera ser feita um pagamento a quem fornece-se este serviço de forma a tentar incentivar esta prática. Ou alternativamente poder-se-ia alterar as tarifas de carregamento para que mais pessoas optassem pelo carregamento em lugares público em vez de fazer em casa. Diminuindo possivelmente a necessidade de carregar à noite.
- ...

CONCLUSÃO

Para concluir pretende-se responder à questão, conseguiu-se responder à questão de como é que os VE's conseguem participar na gestão de energia de uma comunidade?

Olhando para os objetivos consegue-se afirmar que se conseguiu:

- Criar uma metodologia de forma a integrar e gerir o armazenamento de forma inteligente numa CER.
- Criar um Caso de estudo de forma a conseguir aplicar e simular os benefícios e os desafios que esta abordagem levanta.
- Avaliar os impactos da abordagem tomada com a utilização dos VE's como forma de armazenamento para as CER quer a uma escala Local, quer para o contexto dos impactos na gestão da rede no contexto de rede nacional, quando aplicado a larga escala.
- Avaliar a rentabilidade da abordagem tomada e perceber quais as características das baterias para que esta metodologia faça sentido para ser aplicada nas instalações do futuro.

Um dos principais desafios observado na implementação desta metodologia é o reforço dos equipamentos técnicos da ligação à rede, sendo que num futuro 100% elétrico haverá necessidade de aumentar o número de pontos de acesso à rede e/ou quando substituídos fazer um reforço das suas capacidades técnicas e no aumento de capacidade de transporte consequentemente das linhas de transporte de energia, de forma que seja possível começar a projetar hoje a rede do futuro.

No entanto, é possível mitigar as exigências dos equipamentos com implementações de soluções de carregamento inteligente como é avaliado pelas potências pico entre os casos carregamento, onde não é aplicado qualquer algoritmo de carregamento inteligente, e entre o caso metodologia, onde é aplicado um algoritmo de carregamento inteligente, que permite diminuir o pico da potência no fornecimento lido da rede e permite também proteger os VE's não os expondo a um esforço desnecessário com carregamentos mais rápidos comparativa-mente ao que é necessário.

Durante a execução da simulação encontrou-se algumas limitações principais como:

- Pouco poder computacional: Para ser mais específico, numa das partes de simulação do caso de estudo é necessário criar previsões temporais da disponibilidade de cada elemento, num universo de 48 elementos, e fazer uma previsão do balanço de cargas da CER, o que equivale a 49 previsões temporais de datasets. Um dos passos mais importantes no desenvolvimento de modelos de IA passa pelo ajuste dos Hiper parâmetros de cada modelo de previsão, de forma a ajustar os dados na criação do modelo com o objetivo de diminuir o erro das previsões em relação aos dados reais e evitar outros problemas como overfitting. O processo de ajuste/tuning dos parâmetros de cada modelo de previsão temporal para cada um dos datasets demorava cerca de 8 a 9 horas, devido aos recursos computacionais que me eram disponíveis. Por esta razão, o ajuste dos parâmetros implicaria mais de 2 semanas sem paragem para conseguir obter os dados, não podendo trabalhar durante este tempo diretamente na simulação/projeto. Desta maneira, não era viável fazer o ajuste dos parâmetros. Como solução considerou-se os parâmetros predefinidos como os ideais. Como consequência o modelo que se ajustam de forma aceitável quando aplicado na generalidade dos casos, no entanto quando se faz o ajuste dos mesmo passa a ser possível melhorar ainda mais a performance do modelo com a implicação direta na redução do erro associado às previsões temporais.
- Tamanho dos datasets disponíveis: Como é indicado, o tamanho dos datasets utilizados são relativamente pequenos, com um tamanho de 1 ano e 8 meses, com espaçamento entre cada datapoint de 15 minutos, o que equivale a datasets com o tamanho de cerca de 58560 datapoints. Uma vez que o modelo utilizado "Prophet" da "Meta" tem 3 componentes principais: tendência, eventos/férias e sazonalidade que é decomposta em diferentes escalas temporais como dia, semana, mês e ano. Para abordar cada uma destas partes este modelo utiliza várias técnicas que podem ser analisadas a partir da documentação e a partir do respetivo paper [49]. Relativamente à sazonalidade numa escala anual seria exetável ter um dataset maior, de por exemplo 3 anos de informação.
- Qualidade da informação: Os datasets dos consumos foram retirados de fontes, seguras e oficiais apresentando por essa mesma razão uma boa qualidade a nível da sua informação. No entanto, a informação como foi baseada a partir dos diagramas de carga de vários CP (códigos de postal) os datasets não apresentam a 100% o mesmo perfil de consumo esperado numa instalação residencial, uma vez que é muito provável que a informação disponível, seja o resultado de instalações, quer residenciais, quer comerciais. No entanto, no ponto de vista de simulação, eles apresentam a qualidade suficiente para demonstrar os efeitos do conceito a partir da metodologia aplicada. Uma forma de a E-Redes, a partir da OpenData, puder melhorar os seus datasets é acrescentando parâmetros aos seus dados, por

exemplo fazendo a distinção entre instalações elétricas residenciais e comerciais dando uma média de consumos e/ou fazendo a divisão por potência contratada dando também uma média dos consumos para cada um desses casos, mantendo assim a unanimidade dos dados referentes aos seus clientes e permitindo assim ter dados mais aproximados à realidade, ou seja, com um perfil de consumos mais aproximado. Para além destas 2 características: tipo de instalação e potência contratada, poderá ser interessante utilizar outras características de forma a conseguir simular e tentar resolver outros problemas.

- Utilização de parâmetros exógenos (regressores) como por exemplo a temperatura ambiente, velocidade do vento, humidade, entre outros poderá melhorar a previsão dos consumos. Como foi indicado em cima, devido à falta de recursos computacionais, optou-se pela não utilização destes parâmetros, quando se desenvolveu as previsões.
- Limitações para calcular a previsão da degradação das baterias: É de notar, que neste algoritmo não são considerados fatores como a velocidade de carregamento das baterias (C-rating), a temperatura da bateria e de ambiente durante o processo do carregamento, o DoD (%) em cada carregamento, degradação calendário, isto é, referente à própria passagem do tempo, entre outros fatores. Estes fatores não foram considerados por falta de dados experimentais, considerando técnicas semi-empíricas, e de conhecimento de como integrá-los no algo-ritmo de previsão ao utilizar outras técnicas para fazer a previsão da degradação.

Como foi demonstrado a ação da compra e revenda de energia, pelo menos com o VE apresentado não é viável financeiramente, no entanto olhando para um sistema estacionário de energia, como uma simples bateria e um inversor ligados a cada uma das instalações, como foi visto anteriormente tornaria a utilização desta metodologia viável. Para além disso, enquanto não for viável a utilização dos VE's como sistema de back-up de energia, no caso de uma falha de energia, poderá assegurar a alimentação de uma instalação, por algumas horas, o que é bastante útil para equipamentos como sistemas de suporte de vida ou outros equipamentos que necessitem alimentação ao longo do dia inteiro sem interrupção.

Por fim, como é referido no capítulo da análise dos resultados poderia existir uma tarifa inteligente aplicada ao armazenamento de energia a partir dos VE's de forma a incentivar a troca de energia entre os VE's e a rede (V2G e G2V), sendo que quando aplicada significaria um aumento da eficiência na gestão da rede, ou seja, redução de custos na operação da rede e ao mesmo tempo beneficiando os VE's com o pagamento pelo serviço prestado. Este pagamento pode ser feito por exemplo a partir da redução da tarifa de eletricidade em certas horas, entre outras estratégias de forma a beneficiar todos os intervenientes (consumidores e vários operadores da rede e produtores).

Um exemplo da aplicação deste tipo de estratégias poderá ser encontrado em países vizinhos como no Reino Unido, onde a empresa "Octopus energy" com a tarifa "Intelligent Octopus Go"[54] permite reduzir as tarifas no carregamento dos VE´s dos seus clientes, sendo que estes permitem que a própria empresa faça a gestão do carregamento do VE, de forma a reduzir custos quer para o cliente, quer para a empresa no que toca aos custos referentes à operação e gestão dos vários ativos da rede.

Seria interessante no futuro existir um estudo, que permita estudar de que forma é que a rede poderia pagar pelo serviço de operações de V2G de forma a ser financeiramente viável para todas as partes. Desta forma, poder-se-ia ainda aumentar a sinergia entre os vários ativos da rede significando numa de redução de custos para todos (quer para o cliente final, quer relativamente a custos de operação e gestão da rede), olhando para a integração de armazenamento na rede de forma holística (para além dos VE´s integrar os vários tipos de armazenamento possível).

Como melhorias à abordagem tomada, poder-se-ia otimizar a metodologia de 2 formas:

- De forma a aumentar a rentabilidade para cada um dos elementos, poder-se-ia ter como prioridade o balanceamento das cargas, no período fora de vazio, para cada elemento primeiro e só ajudar a comunidade com o excedente previsto. Do ponto de vista de faturação melhoraria para cada elemento, uma vez que o retorno na compra e utilização da energia armazenada é maior comparativamente quando se revende a outros elementos.
- Em segundo lugar, para tornar a previsão mais precisa e/ou na ausência de dados, pode-se ir recolhendo dados e retreinar os modelos, de forma a melhorar o erro relativamente à falta de informação nos datasets. Para se conseguir chegar a este objetivo, seria sensato retreinar os modelos com a nova informação semanalmente, durante por exemplo o primeiro mês. De seguida poder-se-ia retreinar os modelos com nova informação com as seguintes frequências:
 - o Semanalmente até se chegar ao final dos 3^o primeiros meses.
 - o Mensalmente até se chegar ao final do 1 ano do sistema.
 - o Trimestralmente, a partir do 1^o ano até se chegar ao 3 ano.
 - o Semestralmente, a partir dos 3 anos.

Esta é apenas uma forma limitada de melhorar os resultados da previsão de forma a melhorar as previsões, no entanto existem outras abordagens a partir de outros modelos e de outras técnicas como é o exemplo da utilização de redes neuronais, entre outras alternativas, para abordar a limitação, inicialmente, de dados e respetivas previsões temporais.

BIBLIOGRAFIA

- [1] J. M. Lourenço. *The NOVAthesis L^AT_EX Template User's Manual*. NOVA University Lisbon. 2021. URL: <https://github.com/joaomlourenco/novathesis/raw/main/template.pdf> (ver p. i).
- [2] IEA. *Global EV Outlook 2024: Trends in Electric Cars*. Accessed on 30 January 2025. 2024. URL: <https://www.iea.org/reports/global-ev-outlook-2024/trends-in-electric-cars> (ver p. 1).
- [3] A. R. Godinho. «Desenvolvimento de plataforma para gestão de Comunidade». Mestrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores. Lisboa, Portugal: Faculdade de Ciências e Tecnologia, Universidade Nova de Lisboa, 2021. URL: <http://hdl.handle.net/10362/143746> (ver p. 2).
- [4] Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos. *Regulamento de Autoconsumo*. Acesso em 30 de janeiro de 2025. 2023. URL: https://www.erse.pt/media/evihzamf/regulamento-2_2023-regulamento-do-autoconsumo.pdf (ver p. 2).
- [5] European Parliament. «DIRECTIVE 2010/31/EU on the energy performance of buildings». Em: *Official Journal of the European Union* (2010-05) (ver p. 4).
- [6] Comissão Europeia. *Pacto Ecológico Europeu - Ser o primeiro continente com impacto neutro no clima*. URL: https://commission.europa.eu/strategy-and-policy/priorities-2019-2024/european-green-deal_pt (ver p. 4).
- [7] Comissão Europeia. «DIRECTIVE <EU> 2018/844 on the energy performance of buildings». Em: *Official Journal of the European Union* (2018) (ver p. 4).
- [8] Comissão Europeia. *DIRECTIVE 2021/0426(COD) on the energy performance of buildings*. 2021-12 (ver p. 5).
- [9] Comissão Europeia. «DIRECTIVE <EU> 2023/955 on the energy efficiency and amending Regulation». Em: *Official Journal of The European Union* (2023) (ver p. 5).

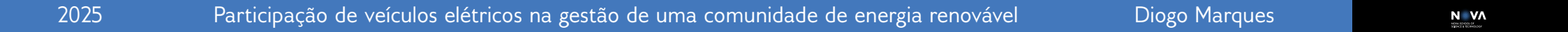
- [10] DGEG. *Diretiva do Desempenho energético dos edifícios*. 2020. URL: <https://www.dgeg.gov.pt/pt/areas-setoriais/energia/eficiencia-energetica/sistema-de-certificacao-energetica-dos-edificios/diretiva-do-desempenho-energetico-dos-edificios/> (ver p. 5).
- [11] Comissão Europeia. *REPowerEU: affordable, secure and sustainable energy for Europe*. 2022-05. URL: https://commission.europa.eu/strategy-and-policy/priorities-2019-2024/european-green-deal/repowereu-affordable-secure-and-sustainable-energy-europe_en (ver p. 5).
- [12] Comissão Europeia. «Commission welcomes political agreement on new rules to boost energy». Em: *Press Release* (2023-12).
- [13] Comissão Europeia. «COMMISSION RECOMMENDATION <EU> 2021/1749 on Energy Efficiency First: from principles to practice». Em: *Official Journal of the European Union* (2021-09).
- [14] DGEG. *O que é uma Comunidade de energia?* URL: <https://www.dgeg.gov.pt/pt/areas-setoriais/energia/energias-renovaveis-e-sustentabilidade/comunidades-de-energia/o-que-e-uma-comunidade-de-energia/> (ver p. 6).
- [15] DGEG. *Guia Autoconsumo e CER*. URL: https://www.dgeg.gov.pt/media/lifo2mvn/capitulo-i-legisla%C3%A7%C3%A3o_rev_1.pdf (ver p. 7).
- [16] Procuradoria-Geral Distrital de Lisboa. *DL n.º 15/2022*. 2022-01. URL: https://pgdlisboa.pt/leis/lei_mostra_articulado.php?nid=3536&tabela=leis&ficha=1.
- [17] Comissão Europeia. «Diretiva (UE) 2018/2001 relativa à promoção da utilização de energia de fontes renováveis». Em: *Jornal oficial da União Europeia* (2018-12).
- [18] Diário da República. *Regulamento n.º 815/2023, de 27 de julho*. 2023-07. URL: <https://diariodarepublica.pt/dr/detalhe/regulamento/815-2023-216251911>.
- [19] Diário da República. *Decreto-Lei n.º 162/2019*. 2019-10. URL: <https://files.dre.pt/1s/2019/10/20600/0004500062.pdf>.
- [20] ERSE. *Regulamento de Autoconsumo*. 2023-07. URL: https://www.erse.pt/media/lapd0dev/rac_reg815_2023.pdf.
- [21] L. M. Carvalho. «Gestão e operação de Comunidades de Energias Renováveis com integração de baterias». Orientador: Professor Doutor Cláudio Monteiro. Dissertação de Mestrado. Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto (FEUP), 2022-03 (ver pp. 9, 12).

- [22] B. P. Koilara et al. «Energetic Communities for Community Energy: A Review of Key Issues and Trends Shaping Integrated Community Energy Systems». Em: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* (2016-04), pp. 722–744. DOI: [10.1016/j.rser.2015.11.080](https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.11.080). URL: https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032115013477?casa_token=cq_ZmGQuwskAAAAA:GKSWN7z8LsSSrw7h4ezCmQjv3KQaZwukwx-Qv1MZT64b-pqc5q4XTXdLnx5Nb-nbGNf-oFfNQ (ver pp. 9, 10).
- [23] A. Bartolini et al. «Energy storage and multi energy systems in local energy communities with high renewable energy penetration». Em: *Renewable Energy* (2020-10), pp. 595–609. DOI: [10.1016/j.renene.2020.05.131](https://doi.org/10.1016/j.renene.2020.05.131). URL: https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148120308351?casa_token=9FnDLdtuFKoAAAAA:8czOZUHj1UfAScpbxWSz23AOo19tY-NnDNppoKTfiJB2AS5Z6IGGnH0M07BSVsJkgH40h2NuQ.
- [24] L. T. Clausen e D. Rudolph. «Renewable energy for sustainable rural development: Synergies and mismatches». Em: *Energy Policy* (2020-03), p. 111289. DOI: [10.1016/j.enpol.2020.111289](https://doi.org/10.1016/j.enpol.2020.111289). URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421520300483>.
- [25] H. Shin e R. Baldick. «Plug-In Electric Vehicle to Home (V2H) Operation Under a Grid Outage». Em: *IEEE Transactions on Smart Grid* (2017-07), pp. 2032–2041. DOI: [10.1109/TSG.2016.2603502](https://doi.org/10.1109/TSG.2016.2603502). URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421520300483>.
- [26] K. M. Tan, V. K. Ramachandaramurthy e J. Y. Yong. «Integration of electric vehicles in smart grid: A review on vehicle to grid technologies and optimization techniques». Em: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* (2016-01), pp. 720–732. DOI: [10.1016/j.rser.2015.09.012](https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.09.012). URL: https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S136403211500982X?casa_token=vljjGovcbycAAAAA:E6E8SCUBT6OjxVWoI1u9IPqedWK08zIS7NXim4wdg4aFy1UF9Tt0q3qbCPGRQz9QWU5weZFaGA.
- [27] Comissão Europeia. *Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS)*. URL: https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/.
- [28] E-REDES. *Bem vindo ao Portal Open Data da E-REDES*. URL: <https://e-redes.opendatasoft.com/pages/homepage/> (ver p. 18).
- [29] Autor não especificado. *OE2024 alarga aplicação taxa reduzida do IVA no âmbito da eficiência energética*. URL: <https://satae.pt/oe2024-alarga-aplicacao-taxa-reduzida-do-iva-no-ambito-da-eficiencia-energetica/>.
- [30] F. Raposo. *Na Alta de Lisboa, um condomínio transforma-se numa comunidade de energia renovável*. 2023. URL: <https://edificioseenergia.pt/noticias/2010-na-alta-de-lisboa-um-condominio-transforma-se-numa-comunidade-de-energia-renovavel/>.

- [31] Greenvolt Comunidades. *Comunidade de Energia Inclusiva: Infantário de Bicesse*. 2024. URL: <https://comunidades.greenvolt.com/2024/05/03/comunidade-inclusiva-do-infantario-de-bicesse/> (ver p. 11).
- [32] Autor não especificado. *Serão implementadas 60 comunidades energéticas em Portugal*. 2021-02. URL: <https://www.smartplanet.pt/news/energias/serao-implementadas-60-comunidades-energeticas-em-portugal>.
- [33] Coopérnico. *Coopérnico Energia verde, Sustentabilidade, Cidadania*. URL: <https://coopernico.org/artigo/315> (ver p. 11).
- [34] V. Viswanathan et al. *2022 Grid Energy Storage*. Relatório técnico. U.S. Department of Energy, 2022 (ver p. 12).
- [35] A. S. P. d. Santos. «Análise da Evolução Tecnológica na Área de Armazenamento». Acesso em 30 de janeiro de 2025. 2016. URL: https://repositorio.ul.pt/bitstream/10451/27481/1/ulfc121645_tm_Ana_Sofia_Santos.pdf.
- [36] M. Stecca et al. «A Comprehensive Review of the Integration of Battery Energy Storage Systems into Distribution Networks». Em: *IEEE Open Journal of the Industrial Electronics Society* 1 (2020), pp. 46–65.
- [37] R. Pablo. *Electricity storage and renewables: Cost and markets to 2030*. https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2017/Oct/IRENA_Electricity_Storage_Costs_2017.pdf?rev=a264707cb8034a52b6f6123d5f1b1148. 2017.
- [38] DAF. *A potência das baterias LFP*. <https://www.bing.com/ck/a?!&&p=be2649658c7d7610JmltdHM9MTcxMDg5MjgwMjZpZD0xOTU4OTMyNC1hZTYwLTY5YTAtMTQyYi04MDQ1YWYwNzY4M2MmaW5zaWQ9NTE5OA&ptn=3&ver=2&hsh=3&fclid=19589324-ae60-69a0-142b-8045af07683c&psq=DAF-Infosheet-Infosheet-LFP-battery&u=a1aHR0cHM6>. 2020.
- [39] N. Fallah e C. Fitzpatrick. «Is shifting from Li-ion NMC to LFP in EVs beneficial for second-life storages in electricity markets?» Em: *Journal of Energy Storage* 68 (2023), p. 107740. DOI: [10.1016/j.est.2023.107740](https://doi.org/10.1016/j.est.2023.107740). URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352152X23011374> (ver p. 14).
- [40] Y. Zhao et al. «A Review on Battery Market Trends, Second-Life Reuse, and Recycling». Em: *Sustainable Chemistry* 2.1 (2021), pp. 167–205. DOI: [10.3390/suschem20100011](https://doi.org/10.3390/suschem20100011). URL: <https://www.mdpi.com/2673-4079/2/1/11>.
- [41] S. Solar. *EG4 LifePower4 Server Rack Battery*. <https://signaturesolar.com/all-products/batteries/server-rack/eg4-lifepower4/>. Accessed: 2024-02-01. n.d.
- [42] C. Nogueira, A. J. Gano e C. M. Rangel. «BATERIAS DE IÃO-LÍTIO: Materiais, Componentes, Integração e Desafios». Em: (2021-04). URL: https://repositorio.lneg.pt/bitstream/10400.9/3804/1/01_PolicyBrief_Baterias.pdf.

- [43] H. A. Catherino, F. F. Feres e F. Trinidad. «Sulfation in lead-acid batteries». Em: *Journal of Power Sources* 129.1 (2004), pp. 113–120. DOI: [10.1016/j.jpowsour.2003.11.003](https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2003.11.003).
- [44] F. J. C. d. Brito. «Simulação de Estratégias de Operação Agregada de Sistemas de Armazenamento Distribuídos em Parques Eólicos e Centrais Fotovoltaicas». Tese de mestrado. Porto, Portugal: Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, 2017. URL: <https://repositorio-aberto.up.pt/bitstream/10216/102546/2/179804.pdf> (ver p. 15).
- [45] REN. *REN Data Hub*. URL: <https://datahub.ren.pt/> (ver p. 58).
- [46] Plenitude. *Tarifa Fácil - Eletricidade*. URL: https://eniplenitude.pt/eletricidade/tarifa-facil/?gad_source=1&gclid=CjwKCAiA9bq6BhAKEiwAH6bqoLzE1AuAWDzFYkGs3vhULKSm3-0_iUbjPiXWqVBhtjl40yyvbAdajBoCBuMQAvD_BwE&adfcid=1733257754.f7Qq_neaKkaeScia2uj3zw.MzM4MDEzNCwyMTQ3MjU1# (ver pp. 17, 29).
- [47] Trina Solar. *Datasheet Vertex DE18M(II) 2021*. URL: https://static.trinasolar.com/sites/default/files/Datasheet_Vertex_DE18M%28II%29_2021_PT.pdf (ver p. 19).
- [48] eco.sapo.pt. *Quanto tempo perde a ir de casa para o trabalho? São 21 minutos, em média*. Artigo de Mariana Espírito Santo. 2020-10. URL: <https://eco.sapo.pt/2020/10/21/quanto-tempo-perde-no-casa-trabalho-casa-sao-21-minutos-em-media/> (ver p. 21).
- [49] S. J. Taylor e B. Letham. *Forecasting at Scale*. 2017-09. URL: <https://peerj.com/preprints/3190/> (ver pp. 24, 25, 67).
- [50] ev-database.org. *Electric Vehicle Database*. Ano do Acesso. URL: <https://ev-database.org/car/1106/Nissan-Leaf> (ver p. 33).
- [51] B. Schmidt. *How much does it cost to replace an EV battery?* 2024-09. URL: <https://www.mynrma.com.au/electric-vehicles/owning/cost-to-replace-ev-battery> (ver p. 33).
- [52] solartech. *Website da solartech*. URL: <https://solartech.eu/> (ver p. 57).
- [53] INE. *O QUE NOS DIZEM OS CENSOS SOBRE A HABITAÇÃO*. [Acesso em <inserir a data de acesso aqui>]. 2021. URL: https://www.ine.pt/ngt_server/attachfileu.jsp?att_display=n&att_download=y&look_parentBoui=595681359 (ver p. 62).
- [54] O. E. Group. *Cut your EV charging costs by up to 70% Intelligent Octopus Go: the UK's most popular EV tariff*. URL: <https://octopus.energy/smart/intelligent-octopus-go/> (ver p. 69).





2025

Participação de veículos elétricos na gestão de uma comunidade de energia renovável

Diogo Marques

