

Papilio3, pop-up mini solar car park & EV charging hub designed by 3ti Energy Hubs. www.3ti.co.uk

Dimensionamento de uma estação de carregamento de veículos elétricos com apoio de sistema fotovoltaico e armazenamento em baterias

LUCAS DABOIT FERREIRA
(Licenciado em Tecnologias de Energia)

Trabalho de Projeto para obtenção do grau de Mestre em Engenharia Eletrotécnica, na Área de Especialização de Automação

Orientador (es):

Professor Doutor Filipe André De Sousa Figueira Barata
Professor Luís Miguel Silveiro Elvas

Júri:

Presidente: Grau e Título e Nome

Vogais:

Grau e Título e Nome
Grau e Título e Nome
Grau e Título e Nome
Grau e Título e Nome

Dimensionamento de uma estação de carregamento de veículos elétricos com apoio de sistema fotovoltaico e armazenamento em baterias

LUCAS DABOIT FERREIRA
(Licenciado em Tecnologias de Energia)

Trabalho de Projeto para obtenção do grau de Mestre em Engenharia Eletrotécnica, na Área de Especialização de Automação

Orientador (es):

Professor Doutor Filipe André De Sousa Figueira Barata
Professor Luís Miguel Silveiro Elvas

Júri:

Presidente: Grau e Título e Nome

Vogais:

Grau e Título e Nome

Grau e Título e Nome

Grau e Título e Nome

Grau e Título e Nome

Agradecimentos

Gostaria de iniciar o presente Trabalho Final de Mestrado (TFM) com um momento de reflexão, onde expresse a minha sincera gratidão a todos que, de alguma forma, contribuíram para a realização do mesmo.

Em primeiro lugar, agradeço ao Instituto Superior de Engenharia de Lisboa (ISEL) por proporcionar um ambiente propício à aprendizagem e investigação, que contribuiu para o desenvolvimento, enriquecimento e valorização dos meus conhecimentos e habilidades, tanto académicas como profissionais.

Aos meus orientadores, Engenheiro Filipe Barata e Engenheiro Luís Elvas, manifesto o meu profundo reconhecimento pela orientação, paciência e apoio durante todo o processo de elaboração deste TFM, pois não seria possível alcançar os objetivos pretendidos, sem a sua orientação.

Agradeço também à empresa Nenuphar Advisors, onde tive a oportunidade de conciliar o trabalho com os estudos, um agradecimento em especial ao Engenheiro Raul Assunção, pela colaboração direta e indireta em diversos aspetos, que foi crucial para o desenvolvimento deste projeto.

Não podendo deixar de expressar a minha profunda gratidão à minha família, amigos e em especial à minha namorada, pelo apoio, compreensão e incentivo constantes durante toda a minha jornada académica, o vosso suporte foi essencial para a superação dos desafios encontrados e para a concretização deste objetivo.

Por fim, estendo os meus agradecimentos a todos os professores do curso de Engenharia Eletrotécnica, cujos ensinamentos e orientações contribuíram significativamente para a minha formação académica e profissional.

A todos, o meu muito obrigado.

Declaração de integridade

Declaro que esta(e) dissertação / trabalho de projeto / relatório de estágio é o resultado da minha investigação pessoal e independente. O seu conteúdo é original e todas as fontes listadas nas referências bibliográficas foram consultadas e estão devidamente mencionadas no texto. Mais declaro que todas as referências científicas e técnicas relevantes para o desenvolvimento do trabalho estão devidamente citadas e constam das referências bibliográficas.

O autor

Lisboa, 29 de Setembro de 2025

[Dimensionamento de uma estação de carregamento de veículos elétricos com apoio de sistema fotovoltaico e armazenamento em baterias]

Resumo

A transição energética e a redução das emissões de gases com efeito de estufa (GEE) no setor dos transportes, principalmente nos transportes rodoviários, exigem soluções inovadoras para o abastecimento de veículos elétricos (VE). O transporte rodoviário continua a representar uma elevada parcela das emissões, contudo a União Europeia estabeleceu metas ambiciosas de neutralidade carbónica até 2050. Neste contexto, a integração de sistemas de carregamento de VE, com produção local de energia renovável e armazenamento de energia, assume um papel crucial para reduzir a dependência da rede elétrica, mitigar sobrecargas e promover uma mobilidade sustentável.

A presente dissertação propõe o desenvolvimento e análise técnico-económica de uma infraestrutura de carregamento de VE integrada com sistema fotovoltaico e sistema de armazenamento de energia em baterias, estando conectado à rede de distribuição de energia elétrica.

O caso de estudo considera a instalação de uma estrutura carport no parque de estacionamento do estabelecimento comercial da Decathlon em Almada, equipado com 120 módulos fotovoltaicos de 640Wp cada, totalizando 76,8kWp. O sistema de carregamento será composto por quatro postos de carregamento de VE trifásicos de 22kW cada, com um sistema de balanceamento de carga ativo integrado, que limita a uma potência máxima consumida em 44kW, e um sistema de armazenamento de energia elétrica com uma capacidade de 193,5kWh.

Para além do dimensionamento do sistema fotovoltaico, sistema de carregamento e sistema de armazenamento, são também detalhados os componentes da instalação, incluindo cablagem, proteções elétricas e quadros elétricos.

Por fim é apresentada uma análise técnico-económica considerando um investimento inicial, com base num orçamento detalhado, uma produção de energia anual e um consumo anual estimado, por parte do sistema de carregamento, avaliando a viabilidade financeira do projeto através do retorno do investimento (ROI).

Palavras-Chave: carregamento de veículos elétricos; sistema fotovoltaico; sistema de carregamento; sistema de armazenamento de energia em baterias; eficiência energética; gases com efeito de estufa; mobilidade elétrica.

[Design of an Electric Vehicle Charging Station Supported by a Photovoltaic System and Battery Storage]

Abstract

The energy transition and the reduction of greenhouse gas (GHG) emissions in the transport sector, particularly in road transport, demand innovative solutions for the charging of electric vehicles (EV). Road transport remains a major contributor to emissions, and the European Union has set ambitious targets to achieve carbon neutrality by 2050. In this context, the integration of EV charging systems with local renewable energy generation and battery energy storage plays a crucial role in reducing dependence on the electricity grid, mitigating overloads, and promoting sustainable mobility.

This dissertation presents the development and techno-economic assessment of an EV charging infrastructure integrated with a photovoltaic system and a battery energy storage system, while maintaining connection to the distribution grid. The case study focuses on the installation of a carport structure in the parking lot of the Decathlon retail facility in Almada, equipped with 120 photovoltaic modules of 640Wp each, for a total installed capacity of 76.8kWp. The charging system comprises four three-phase EV charging stations rated at 22kW each, supported by an active load balancing system that limits maximum power consumption to 44kW, along with a stationary battery storage system with 193.5kWh of usable capacity.

In addition to the sizing of the photovoltaic array, charging stations, and storage system, the dissertation details the electrical infrastructure, including cabling, protective devices, and switchboards, ensuring compliance with technical standards. Finally, a techno-economic analysis is conducted, considering the initial investment, based on a detailed cost estimate, the expected annual energy production, and the estimated annual energy consumption of the charging system, in order to evaluate the financial feasibility of the project through its return of investment (ROI).

Key Words: electric vehicle charging; photovoltaic system; charging infrastructure; battery energy storage system; energy efficiency; greenhouse gases; electric mobility.

Lista de Variáveis

Sigla	Variável	Unidade
I_n	Corrente estipulada do dispositivo de proteção	A
I_B	Corrente de serviço	A
I_Z	Corrente admissível na canalização do circuito	A
I_2	Corrente convencional de funcionamento do dispositivo de proteção	A
I_z	Corrente de Curto-Circuito	A
u	Queda de tensão	V
U_0	Tensão entre fase e neutro	V
Δu	Queda de tensão relativa	%
S	Secção dos condutores	mm^2
L	Comprimento da canalização	m
P	Potência Ativa	W
U_c	Tensão de circuito	V
ρ_1	resistividade	$\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$
ρ_{20}	Resistividade a 20°C	$\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$
Z	Impedância	Ω
R	resistência	Ω
X	Reactância	Ω
U_p	nível de proteção em tensão	kV
I_{imp}	corrente máxima de pico	kA
I_{fi}	corrente de extinção autónoma	kA
I_{max}	corrente máxima de descarga	kA

Índice

1	Introdução	1
1.1	Enquadramento Geral	1
1.2	Objetivos	2
1.3	Estrutura.....	2
2	Estado de Arte	3
2.1	Demanda de energia por postos de carregamento	3
2.2	Panorama atual no aproveitamento de energia solar fotovoltaica	5
2.3	Diferentes soluções disponíveis para um sistema de carregamento de VE	7
2.4	Perfis de carga de VE.....	9
2.5	Coberturas Fotovoltaicas em parques de estacionamento	11
2.6	Sistema de Gestão de Bateria (BMS).....	14
3	Caracterização do Projeto	17
3.1	Enquadramento Legal	17
3.2	Constituição do Projeto Elétrico.....	19
3.3	Localização do Projeto e Análise do Terreno.....	21
4	Dimensionamento do Sistema.....	24
4.1	Sistema Fotovoltaico	26
4.2	Instalação Mecânica.....	28
4.3	Sistema de Armazenamento de Energia.....	30
4.4	Sistema de Carregamento.....	31
4.5	Cablagem e Equipamentos de Proteção.....	32
4.6	Queda de Tensão.....	36
4.7	Corrente de Curto Circuito Máxima.....	39
4.8	Descarregador de Sobretensão.....	45
5	Caraterização dos Componentes Constituintes do Sistema	49
5.1	Componentes do Sistema Fotovoltaico	49
5.2	Componentes da Instalação Mecânica	50
5.3	Componentes do Sistema de Armazenamento de Energia.....	52
5.4	Componentes do Sistema de Carregamento	53
5.5	Componentes do Sistema de Segurança.....	54
6	Análise Técnico-Económica	57
6.1	Vista Geral da Instalação.....	57
6.2	Orçamento e Análise Económica.....	59
7	Conclusão.....	66
	Referências Bibliográficas.....	68
	Anexos.....	71

Anexo 1 - Peças Desenhadas	72
Anexo 2 - Datasheet Modulo Fotovoltaico (JAM72D42 640/LB)	80
Anexo 3 - Datasheet Optimizador de Potência (Honeybee650).....	82
Anexo 4 - Datasheet Inversor (SUN2000-100KTL-M2).....	83
Anexo 5 - Datasheet Estrutura Carport Solar (Digart Solar Simples).....	85
Anexo 6 - Datasheet Sistema de Armazenamento de Energia (LUNA2000-200KWH-2H1)	86
Anexo 7 - Datasheet Sistema de Carregamento (Terra AC Wallbox)	90
Anexo 8 - Cabo RZ1-K (AS).....	93
Anexo 9 - Cabo SOZ1-K (AS+)	96
Anexo 10 - Cabo Solar H1Z2Z2-K.....	98
Anexo 11 - Tubo Corrugado 2WW L250	100
Anexo 12 - Calha Técnica Metálica LKM40040.....	102
Anexo 13 - Calha Técnica Metálica LKM60100.....	104
Anexo 14 - Descarregador de Sobre Tensão SPB440D.....	106
Anexo 15 - Botoneira de Emergência.....	108
Anexo 16 - Bobina de emissão de corrente MZ203.....	111

Índice de Figuras

Figura 1 - Evolução da demanda de energia elétrica por parte do sector dos transportes rodoviários em Portugal entre os anos 1990 e 2023	4
Figura 2 – Representação esquemática de um sistema fotovoltaico residencial	6
Figura 3 - Tipos de fichas mais comuns para conexão aos VE	8
Figura 4 - Caso A de conexão	9
Figura 5 - Caso B de conexão	10
Figura 6 - Caso C de conexão	10
Figura 7 – Demanda diária de energia à rede com sobreposição do perfil médio de carga de VE	11
Figura 8 - Estrutura carport solar implementado em parque de estacionamento com filas duplas cobertas	13
Figura 9 - Estrutura carport solar implementado em parque de estacionamento totalmente coberto	13
Figura 10 - Estrutura carport tipo árvore solar implementado em parque de estacionamento	14
Figura 11 - Modos de funcionamento do BMS em um sistema de armazenamento de energia autónomo	16
Figura 12 - Vista aérea do parque de estacionamento da Decathlon de Almada	21
Figura 13 - Análise da inclinação do terreno com gradiente de cores	22
Figura 14 - Vista 3D do local	22
Figura 15 - Radiação no local	23
Figura 16 - Visualização gráfica do esquema geral do projeto	24
Figura 17 - Distribuição de forma segmentada das vendas de VE em países e regiões selecionados entre os anos 2018 e 2023	25
Figura 18 - Instalação de um sistema Carport Solar, executado por Valente e Lopes Group, no parque de estacionamento do estabelecimento do Continente em Proença-a-Nova	28
Figura 19 - Exemplo de implementação de uma secção do sistema Carport Solar, realizado com recurso ao software BricsCAD	29
Figura 20 - Exemplo de implementação do sistema Carport Solar na sua totalidade, realizado com recurso ao software BricsCAD	29
Figura 21 - Interior do sistema de armazenamento de energia, modelo Huawei Luna2000-200kWh-2h1-02	31
Figura 22 - Esquema de blocos do projeto	33
Figura 23 - Condutores neutro e de proteção separados em toda a instalação	36
Figura 24 - Representação esquemática da instalação com distâncias, secções e equipamentos de proteção	37
Figura 25 – Comparação das curvas de disparo dos disjuntores de 32A e 160A, com recurso ao software Curve Direct	44
Figura 26 - Descarregador de sobretensão com autoproteção e descarregador de sobretensão com cartuchos	47
Figura 27 – Esquema de conexão do otimizador de potência Honeybee	50
Figura 28 - Implementação real da infraestrutura do carport com sistema fotovoltaico no estacionamento do Badoca Safari Park	51
Figura 29 – Exemplo de implementação do sistema de armazenamento de energia	53
Figura 30 - Pedestal individual e duplo para carregador ABB Terra AC	54
Figura 31 - Botoneira de emergência e sinal fotoluminescente	55
Figura 32 - Bobina de disparo por emissão de corrente do tipo MZ de 230V AC	55
Figura 33 - Esquema de ligação do sistema de segurança	56
Figura 34 - Esquema unifilar da instalação	Erro! Marcador não definido.
Figura 35 – Vista aérea da implementação do projeto e caminhos de cabos	58
Figura 36 - Implementação 3D do projeto com grade de proteção	58
Figura 37 - Implementação 3D do projeto sem grade de proteção	59

Figura 38 - Cobertura geográfica de cada base de dados SARA3 e ERA5 para irradiância solar em todo o planeta terra	60
Figura 39 - Página de configuração do PVGIS com os parâmetros utilizados	60
Figura 40 – Previsão de produção de energia elétrica mensal e anual	61
Figura 41 - Previsão de irradiância para o local	61
Figura 42 - Exemplo de custo para carregamento, informação disponibilizada pela MOBI.E	64

Índice de Tabelas

Tabela 1 - Especificações técnicas dos packs de baterias para os diversos modelos de VE	26
Tabela 2 – Quadro resumo com características das canalizações e equipamentos de proteção para todos os troços da instalação	45
Tabela 3 - Estimativa orçamental	63

Índice de Anexos

Anexo 1 - Peças Desenhadas	72
Anexo 2 - Datasheet Modulo Fotovoltaico (JAM72D42 640/LB)	80
Anexo 3 - Datasheet Optimizador de Potência (Honeybee650).....	82
Anexo 4 - Datasheet Inversor (SUN2000-100KTL-M2).....	83
Anexo 5 - Datasheet Estrutura Carport Solar (Digart Solar Simples).....	85
Anexo 6 - Datasheet Sistema de Armazenamento de Energia (LUNA2000-200KWH-2H1)	86
Anexo 7 - Datasheet Sistema de Carregamento (Terra AC Wallbox)	90
Anexo 8 - Cabo RZ1-K (AS)	93
Anexo 9 - Cabo SOZ1-K (AS+)	96
Anexo 10 - Cabo Solar H1Z2Z2-K.....	98
Anexo 11 - Tubo Corrugado 2WW L250	100
Anexo 12 - Calha Técnica Metálica LKM40040	102
Anexo 13 - Calha Técnica Metálica LKM60100	104
Anexo 14 - Descarregador de Sobre Tensão SPB440D.....	106
Anexo 15 - Botoneira de Emergência.....	108
Anexo 16 - Bobina de emissão de corrente MZ203.....	111

1 Introdução

Para fornecer uma compreensão mais sólida e concreta do trabalho em questão, este primeiro capítulo tem como intuito contextualizar o projeto intitulado " Dimensionamento de uma estação de carregamento de veículos elétricos com apoio de sistema fotovoltaico e armazenamento em baterias", realizado no Instituto Superior de Engenharia de Lisboa (ISEL), no âmbito do Mestrado em Engenharia Eletrotécnica.

No decorrer deste capítulo serão abordados temas como, enquadramento geral, onde será demonstrado o panorama da situação atual, relativamente, aos veículos elétricos (VE) e ao seu carregamento; definição dos principais objetivos pretendidos com a realização deste projeto; e apresentação da configuração do projeto, por forma a oferecer uma visão antecipada dos conteúdos a serem explorados ao longo do trabalho.

1.1 Enquadramento Geral

De acordo com o relatório da Agência Europeia do Ambiente (EEA), publicado em 2021, este indica que o transporte rodoviário representa a maior percentagem das emissões dos transportes e que nesse ano foi responsável por 72% de todas as emissões de gases com efeito estufa (GEE) dos transportes da União Europeia (UE), à escala nacional e internacional. Em comparação, os transportes foram responsáveis por cerca de um quarto das emissões de dióxido de carbono (CO₂) na UE em 2019, tendo sido a grande maioria proveniente dos transportes rodoviários.

Com parte dos esforços direcionados para reduzir as emissões de CO₂ e de modo a alcançar a neutralidade climática, ao abrigo do Pacto Ecológico Europeu, será necessária uma redução de 90% dos gases com efeito de estufa oriundos do sector dos transportes até 2050, quando comparado com os níveis de 1990 (European Environment Agency., 2021).

Neste contexto, tendo em atenção os objetivos estipulados, o desenvolvimento e implementação de sistemas de carregamento VE desempenham um papel crucial na transição para uma mobilidade mais sustentável, principalmente se a fonte de energia necessária para abastecer os VE provier de uma fonte renovável.

O presente trabalho final de mestrado (TFM) concentra-se no desenvolvimento, dimensionamento e análise de forma teórica, para possível aplicação prática, de um projeto para a instalação de um sistema de carregamento de VE alimentado a partir de um sistema de armazenamento de energia elétrica interligado a um sistema de produção de energia autónomo, nomeadamente um sistema fotovoltaico, estando todo o sistema conectado à rede de distribuição de energia elétrica.

A integração de infraestruturas fotovoltaicas em ambientes urbanos tem sido alvo de crescente interesse, especialmente na procura por soluções sustentáveis para a mobilidade elétrica, sendo que um dos contextos mais promissores para esta integração reside nos parques de estacionamento, espaços amplos e frequentemente subutilizados do ponto de vista energético, mas com potencial significativo para a instalação de coberturas fotovoltaicas.

Estas estruturas, além de fornecerem sombra e proteção para os veículos, podem ser utilizadas para alimentar estações de carregamento de VE, promovendo uma transição energética mais limpa, sustentável e descentralizada.

Visando contribuir para a redução das emissões de gases de efeito estufa no setor dos transportes, abordo os desafios técnicos, económicos e regulamentares associados a esta iniciativa, com o intuito de oferecer uma contribuição, desenvolvendo uma possível solução, para a consecução das metas de sustentabilidade estabelecidas pela UE.

1.2 Objetivos

O foco da presente dissertação, como mencionado anteriormente, consiste no dimensionamento e análise numa ótica teórica, mas também, numa possível implementação prática, de um sistema de carregamento de VE, alimentado a partir de um sistema de armazenamento de energia elétrica em baterias, interligado a um sistema de produção de energia renovável, nomeadamente um sistema fotovoltaico, bem como à sua interligação com a rede de distribuição de energia elétrica, onde os principais objetivos do trabalho são:

- Análise da demanda de energia por postos de carregamento e determinação dos cenários obtidos no aproveitamento da energia renovável;
- Estudo das diferentes soluções disponíveis para um sistema de carregamento dos VE;
- Determinação dos perfis de carga dos VE e cálculo da potência a alimentar pela estação de carregamento;
- Dimensionar e otimizar o sistema de armazenamento de energia e o sistema fotovoltaico;
- Análise do Sistema de Gestão dos Fluxos de Energia (BMS) a utilizar;
- Dimensionar a cablagem/canalização elétrica e os equipamentos de proteção;
- Dimensionamento e desenho dos quadros elétricos;
- Análise técnica e económica da solução a implementar.

1.3 Estrutura

A dissertação divide-se em nove capítulos, sendo o primeiro, como já referido, a “Introdução”, que tem como objetivo promover uma apresentação geral do trabalho a desenvolver.

O segundo capítulo, intitulado “Estado de Arte”, foca-se na apresentação de uma análise abrangente de diversos artigos científicos relacionados com os temas abordados no projeto, com especial destaque para a mobilidade elétrica, integração de energias renováveis e armazenamento de energia.

Segue-se o terceiro capítulo, “Caracterização do Projeto”, que se dedica à identificação e enquadramento das normas, regulamentos técnicos e legislação aplicável e uma visão geral da composição de um projeto eletrotécnico.

No quarto capítulo, “Dimensionamento do Sistema”, é apresentado o dimensionamento de todos os componentes elétricos da instalação, bem como das canalizações que conectam os diversos subsistemas.

O quinto capítulo, “Caraterização dos Componentes Constituintes do Sistema”, é apresentada a seleção dos equipamentos a instalar, com base no dimensionamento previamente realizado, considerando critérios técnicos e económicos.

O sexto capítulo, “Análise Técnico-Económica”, tem como finalidade apresentar uma avaliação do ponto de vista técnico e económico da solução proposta, incluindo o orçamento global do sistema e o cálculo do ROI.

No sétimo capítulo, “Conclusão”, são sistematizados os principais resultados obtidos, com uma reflexão crítica sobre o trabalho desenvolvido, bem como a sua relevância no contexto da transição energética e da mobilidade sustentável. Adicionalmente, são apresentadas propostas de trabalhos futuros que poderão complementar ou expandir a solução concebida.

De seguida são apresentadas as “Referências Bibliográficas”, onde se reúne todas as fontes utilizadas ao longo da dissertação.

E por último os “Anexos”, onde são disponibilizados os elementos técnicos complementares, nomeadamente as peças desenhadas, com os desenhos que integram o projeto eletrotécnico e os datasheets de todos os equipamentos considerados.

2 Estado de Arte

O estado da arte tem como objetivo demonstrar o panorama atual e o estado mais avançado do conhecimento em uma área específica de pesquisa.

Neste sentido, o intuito deste presente estado de arte será a análise e a compreensão das tecnologias atualmente existentes na área do sistema de carregamento de VE, a produção de energia elétrica a partir de fontes de energia renovável, nomeadamente, sistemas fotovoltaicos e, ainda, sistemas de armazenamento de energia elétrica, tais como, baterias estacionárias.

Neste capítulo, serão abordados temas como, a demanda de energia por postos de carregamento de VE, o panorama atual no aproveitamento de energia solar fotovoltaica, nomeadamente energia solar fotovoltaica, as diferentes soluções disponíveis para um sistema de carregamento de VE, os diversos perfis de carga de VE, os tipos de coberturas fotovoltaicas utilizadas em parques de estacionamento e, ainda, demonstra o estado atual da tecnologia do sistema de gestão de bateria (Battery Management System - BMS), através da análise da literatura atual relacionada aos temas mencionados.

Igualmente em conformidade com a legislação, os regulamentos e as normas em vigor atualmente, com o intuito de auxiliar no desenvolvimento de um projeto para o dimensionamento de uma estação de carregamento de VE com apoio de sistema fotovoltaico e armazenamento em baterias, num ponto de vista técnico e económico.

2.1 Demanda de energia por postos de carregamento

Segundo a *International Energy Agency* (IEA), de modo que seja alcançado o objetivo de zero emissões líquidas de CO₂, em 2050, é necessário a percentagem de vendas totais de VE atinja cerca de 60% até 2030, sendo que em 2021 a quantidade de VE em circulação ultrapassava os 16,5 milhões, prevendo que até 2030 a quantidade de VE em circulação aumente até cerca de 350 milhões.

Esta adoção em massa de VE exigirá um apoio regulamentar que promova a instalação de postos de carregamento de VE em edifícios residenciais e comerciais, bem como nos locais de trabalho. A implantação de infraestruturas de carregamento, especialmente em áreas urbanas densamente povoadas, será impulsionada por códigos municipais e políticas locais. Os códigos e regulamentos de construção exigirão a instalação de carregadores de veículos elétricos em novas construções e renovações, sempre que possível (IEA, 2022).

A integração em massa de VE na rede elétrica traz consigo diversos desafios significativos, sendo um deles o aumento da procura de carga, devido ao carregamento descontrolado dos VE, aumentando não só a carga durante as horas de ponta, mas também poderá levar a sobrecargas nos transformadores e cabos de distribuição, o aumento das perdas de energia e a redução da fiabilidade da rede, uma vez que os componentes do sistema de distribuição de energia elétrica existentes não terão sido concebidos para lidar com estas cargas extras (Das et al., 2020).

Um exemplo deste aumento de demanda por energia aconteceu na cidade de Surat, onde, segundo informações do Ministério da Energia do Governo da Índia, a cidade em 2018-19, apresentava uma demanda energética de 9849 milhões de unidades (MU), prevendo-se que atinja um aumento para 13.362 MU até 2024-25 e 16.761 MU até 2029-30, sendo este aumento do consumo de energia destinado à mobilidade elétrica, alcançando 183MWh em 2025 e 1564MWh em 2030, representando um incremento de aproximadamente 2% e 10% na demanda total de energia da cidade de Surat (Desai et al., 2023).

À medida que a adoção de VE cresce, o mesmo acontece com as estações de carregamento, ou equipamentos de abastecimento de VE, dos quais, entre 2016 e 2020 observou-se um aumento da quantidade de postos de carregamento, tanto públicos como privados, passando de 34.000 para mais de 85.000, sendo que, atualmente, a maioria dos carregamentos são efetuados nas residências dos proprietários dos VE, onde os veículos são

estacionados e carregados durante a noite, contudo espera-se que esta situação mude para opções públicas. Na União Europeia, prevê-se que a percentagem de carregamento em casa diminua de aproximadamente 75% em 2020 para 40% até 2030, à medida que mais famílias de rendimentos médios e baixos, sem opções de carregamento em casa, adquiram VE (Gilleran et al., 2021).

Existem estudos que propõem uma solução para mitigar os problemas originados pela procura por energia para o carregamento de VE em intervalos de tempo específicos, que por sua vez, conduzem a situações de pico de carga que podem, eventualmente, pôr em risco o funcionamento normal dos sistemas de produção e distribuição de energia. Esta solução baseia-se na interligação de um sistema de armazenamento de energia à estação de carregamento de VE nos horários de maior pico de consumo de energia, resultado na redução dos picos de carga em até 37,3%, em comparação com os esquemas atuais de ligação dos postos de carregamento, especialmente em momentos onde se observa uma maior quantidade de VE simultaneamente em carregamento (Lee & Park, 2014).

Sendo necessário entender que, o estado de carga (SOC) da bateria de um VE deve ser mantida no intervalo de 20% a 80% durante a carga e descarga da bateria, de modo a aumentar a durabilidade da bateria, sendo que o consumo de energia de um VE, em média, pode variar entre 16.3 kWh/100km e 29.2kWh/100km (Boonrach et al., 2021).

Na figura 1 é apresentado um gráfico com a evolução da demanda por energia elétrica no sector dos transportes rodoviários entre os anos de 1990 e 2023, em Portugal, com base nas informações disponíveis no site da PORDATA (2025).

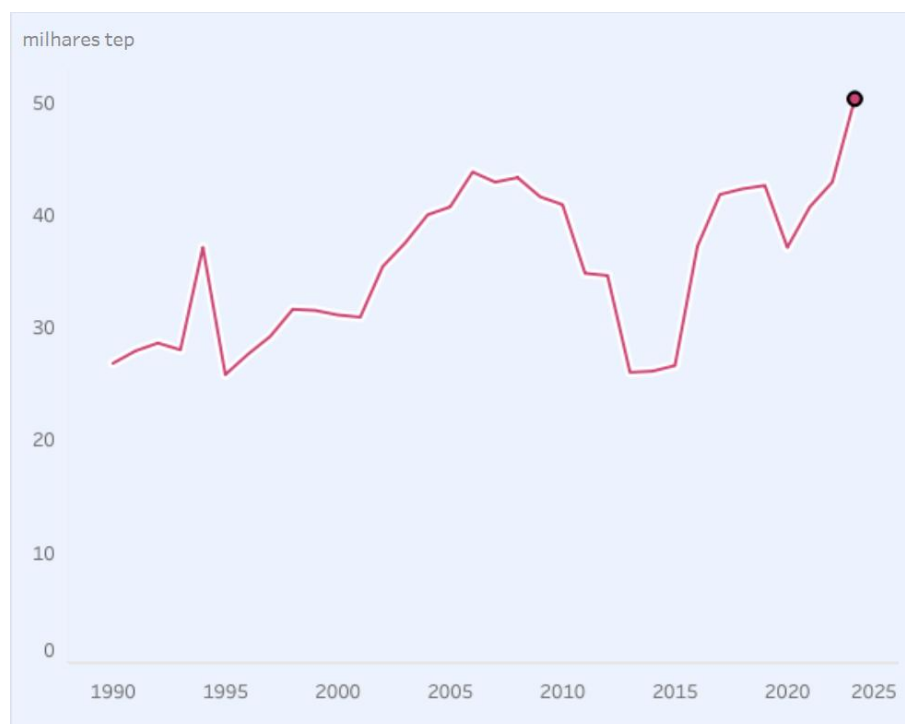


Figura 1 - Evolução da demanda de energia elétrica por parte do sector dos transportes rodoviários em Portugal entre os anos 1990 e 2023

Analisando o gráfico apresentado na figura 1, verifica-se que a partir do ano de 2013 até 2020 acontece um aumento acentuado do consumo de energia elétrica, sendo que, posteriormente, verificou-se uma queda, possivelmente, devido ao impacto da pandemia, uma vez que, logo após verifica novamente um aumento acentuado. Mais especificamente em 2023 a demanda por energia elétrica em Portugal chega a 50,2 milhares de tep (toneladas equivalentes de petróleo), o que equivale a uma variação de 17.3% face a 2022, conforme informações disponíveis na base de dados do Eurostat (PORDATA, 2025).

2.2 Panorama atual no aproveitamento de energia solar fotovoltaica

Em condições *Standard Test Conditions* (STC), ou seja, em condições de irradiância solar e temperatura ambiente controladas, a eficiência de um módulo fotovoltaico é de cerca de 95%, sendo que, esta eficiência pode diminuir devido a mudanças de temperatura e irradiância, uma vez que, com o aumento da temperatura a eficiência do módulo fotovoltaico diminui (Meshram et al., 2022).

Existem diversos métodos para aumentar a potência e a eficiência, de um módulo fotovoltaico, sendo estes, a utilização de um seguidor solar em conjunto com o módulo fotovoltaico, proporcionando a possibilidade de seguir continuamente a luz do sol ao longo do dia obtendo o máximo aproveitamento de energia solar; ou, através da limpeza do pó que é acumulado na superfície dos módulos, uma vez que o pó constitui uma barreira física entre a luz solar e o módulo.

Porém, existe também a opção de arrefecimento do módulo fotovoltaico, uma vez que, à medida que a temperatura do módulo aumenta, a tensão de saída diminui originando uma diminuição da sua eficiência, pelo que é necessário arrefecer o módulo de modo a melhorar a sua eficiência, existindo ainda a possibilidade de implementar um revestimento antirreflexo no módulo fotovoltaico (Al-Kitab University & Institute of Electrical and Electronics Engineers, 2018).

É importante salientar que a potência de saída gerada pelo módulo fotovoltaico será sempre inferior à potência de saída máxima (P_{max}), uma vez que esta potência máxima é obtida em condições STC na qual o ponto de potência máxima é definido, sendo que, em condições normais de funcionamento, também referidas como *Nominal Operating Cell Temperature* (NOCT), observa-se uma diminuição desta eficiência do módulo fotovoltaico. Neste sentido, por forma a comprovar esta situação, foi realizado um ensaio experimental na cidade de Rasayani, em Maharashtra, Índia, ao longo de 20 dias onde se observou que, devido à acumulação de pó na superfície do módulo fotovoltaico, obteve-se uma diminuição da sua eficiência em 19,56% (Patil, 2016).

Outro equipamento presente num sistema fotovoltaico é o inversor, sendo que, atualmente os dados publicados pelos fabricantes dos inversores indicam que geralmente a eficiência global do equipamento encontra-se entre 95% e 98%, todavia, devido ao aumento da temperatura durante as horas de ponta é possível observar uma diminuição da sua eficiência entre 1% a 4%, podendo ocorrer diminuições ainda mais acentuadas ao se tratar de centrais de grande escala, especialmente em locais com temperaturas ambiente elevadas. Neste sentido, de forma a se obter um valor mais concreto para a eficiência real de um inversor, foi realizado um ensaio experimental ao longo de um ano, mais especificamente entre Abril de 2019 a Março de 2020, na cidade de Gujarat, Índia, onde foi possível constatar que em média o inversor apresentou uma eficiência entre 93.5% e 95.15%, observando-se que nos meses de maior calor, em Maio e Junho, onde se obteve uma maior irradiância, o inversor apresentou os menores valores de eficiência, e nos meses com temperatura mais baixa, Fevereiro e Março, apesar de possuírem uma menor irradiância, o inversor apresentou uma maior eficiência (Desai et al., 2021).

A distorção harmónica total (THD) é, também, um fator que influencia na eficiência global de qualquer dispositivo eletrónico de potência, estando o inversor incluído neste cenário, sendo necessário ter em consideração este fenómeno ao mencionar a eficiência global do inversor (Chaudhary et al., 2021).

Sendo o último equipamento a considerar na instalação deste sistema fotovoltaico, o sistema de armazenamento de energia, estes sistemas requerem um sistema de gestão, também conhecido como BMS, tendo como função monitorar, otimizar e manter em funcionamento de forma segura cada conjunto de células, contudo apesar da existência deste equipamento ocorre a degradação das baterias ao longo dos seus ciclos, podendo ser acelerada por padrões de carga extremos, aumentos da temperatura (ambiente e de funcionamento), sobrecargas ou subcargas, sendo que BMS mais inteligentes, baseados em

modelos, podem reduzir as causas de degradação e melhorar o desempenho do sistema, enquanto BMS mais básicos controlam os conjuntos de baterias apenas para satisfazer a procura de energia (Lawder et al., 2014).

É importante salientar que, normalmente nas estações de carregamento, quando a energia é gerada a partir de uma fonte renovável, esta energia será inicialmente armazenada na bateria da estação e, posteriormente, será utilizada para o carregamento dos VE. No entanto, os sistemas de armazenamento não possuem uma eficiência de 100%, uma vez que ocorrem perdas de energia sob a forma de calor, oriundas de reações químicas durante os processos de carga e descarga da bateria (Shafiq & Egger, 2022).

Além disso, a carga e a descarga da bateria não podem ocorrer simultaneamente numa célula, sendo a forma de gerir o funcionamento da bateria uma das questões mais críticas na integração deste tipo de equipamentos. Num cenário de consumo inteligente de energia, o BMS desempenha um papel fundamental de satisfazer as necessidades do cliente e de atingir os objetivos do sistema de armazenamento, como a redução do pico de carga, a poupança de custos de energia, a eficiência energética, entre outros (Mohsenian-Rad & Leon-Garcia, 2010).

Contudo, num cenário em que o SOC da bateria desce abaixo dos 10% e a potência produzida pelo sistema fotovoltaico não é suficiente para recarregar a bateria, a lógica do inversor gera uma corrente de referência negativa, suscitando assim que, neste cenário, a bateria e o sistema de carregamento serão alimentados através de uma ligação à rede (S. Deshmukh et al., 2023).

Na figura 2 é apresentada, de forma esquemática, a configuração típica de um sistema fotovoltaico residencial, amplamente utilizada a nível mundial, especialmente em países do sul da Ásia, conforme referido por Zain Ul Abideen et al., (2019), artigo de onde foi retirada a presente a figura.

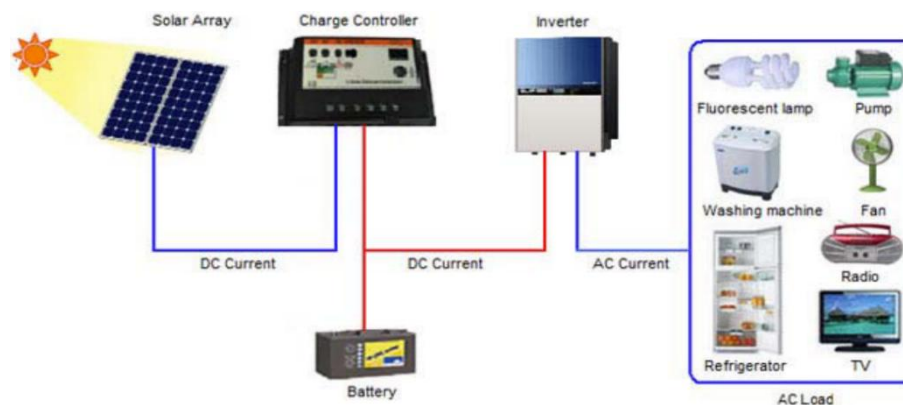


Figura 2 – Representação esquemática de um sistema fotovoltaico residencial

O diagrama ilustra a forma de conexão entre os principais componentes do sistema fotovoltaico, nomeadamente o módulo fotovoltaico, a bateria, o controlador de carga, o inversor fotovoltaico e as cargas residenciais.

O modelo de eficiência energética global de um sistema fotovoltaico baseia-se na eficiência de cada elemento constituinte desse sistema, mais especificamente, o módulo fotovoltaico, a bateria e o inversor, podendo ser escrito como demonstrado por 1:

$$\eta_{\text{sistema}} = \eta_{\text{painel}} \times \eta_{\text{bateria}} \times \eta_{\text{inversor}} \quad (1)$$

Uma vez que o carregamento e descarregamento das baterias diminui a eficiência global da bateria em até 15%, pode-se considerar que a eficiência restante da bateria é de 85% e para um cenário em que o inversor esteja a funcionar a potência nominal a sua eficiência será de 98% (Zain Ul Abideen et al., 2019).

Neste sentido, de acordo com Meshram et al., (2022), Desai et al., (2021) e Zain UI Abideen et al., (2019) é possível concluir que a eficiência global do sistema de produção e armazenamento de energia será de cerca de 79,14%, com base na expressão 1 e conforme demonstrado em 2:

$$\eta_{sistema} = 0,95 \times 0,85 \times 0,98 \approx 0,7914 \quad (2)$$

2.3 Diferentes soluções disponíveis para um sistema de carregamento de VE

O carregamento por corrente contínua (CC), também conhecido como carregamento rápido, é um método de carregamento que facilita a rápida transferência de energia da rede elétrica para os VE. Este método de carregamento permite que o veículo receba muito mais corrente do que os sistemas de corrente alternada (CA) de menor potência, podendo também ser denominada como carregador lento. Uma combinação de veículos que podem aceitar carga CC de alta corrente e o equipamento de alimentação CC que a fornece pode ser denominado como carregador rápido. O carregamento rápido e o carregamento lento variam consoante o local em que a corrente CA é convertida em corrente CC. Para o carregamento rápido típico, a corrente é convertida no carregador externo, que é separado do veículo. Para o carregamento lento, a corrente é convertida no interior do veículo, através de um carregador de bordo, também conhecido como *Onboard Charger*, possibilitando que os sistemas concebidos pelo fabricante do equipamento original controlem a operação de carregamento na sua totalidade. Enquanto para o carregamento rápido existe um desafio totalmente novo para os fabricantes do equipamento original. O OBC é agora externo ao veículo, neste caso denominado como *Offboard Charger*, e exige que os engenheiros do veículo controlem um dispositivo de alimentação externo. Devido à interoperabilidade necessária, são fornecidas normas como a IEEE Std 2030.1.1 para ajudar os programadores.

O carregamento rápido realiza um “By-Pass” ao *Onboard Charger* do veículo uma vez que este tipo de sistema de carregamento possui um *Offboard Charger*, integrado diretamente no carregador, permitindo que a energia seja entregue diretamente a bateria do VE (IEEE, 2022).

É importante salientar que existem VE com um sistema de baterias de alta tensão, sendo este sistema responsável por entregar ao sistema de tração, motor elétrico, a energia necessária, podendo haver em alguns VE um sistema de baterias auxiliar de baixa tensão responsável por fornecer energia a outros equipamentos do VE, sendo que a estratégia de controlo do *Onboard Charger* das baterias tem uma grande influência no desempenho do VE durante os períodos de carga ou descarga da bateria, sendo este equipamento responsável pelo controlo e gestão do fluxo de energia de energia nos modos de carga ou descarga (Omar Hegazy et al., 2013).

Ao longo dos anos observou-se uma evolução na eficiência do *Onboard Charger*, no entanto, em 2022, a eficiência média era de 90%, enquanto a eficiência mínima do *Onboard Charger* é de cerca de 83%. Com base em 11 anos de dados, é apresentada uma previsão polinomial de segunda ordem da eficiência até 2040. A previsão considera uma abordagem conservadora em que a tecnologia se desenvolverá a um ritmo mais rápido até se saturar num valor de eficiência de 96% em 2035 (Sevdari et al., 2023).

Relativamente ao *Offboard Charger*, responsável pela transferência de energia a alta velocidade, carregamento a taxas mais elevadas e a um ritmo mais rápido, através do consumo de mais corrente elétrica, para efetuar um carregamento rápido, permitindo a diminuição do tempo de carregamento do VE. Contudo este coloca um grande stress nas baterias dos VE, devido a elevada tensão de carregamento, que consequentemente poderá causar o colapso na rede de distribuição de energia elétrica, caso não seja devidamente controlado (Shivalingaswamy et al., 2022).

Na figura 3 são apresentados, de forma resumida, os diversos tipos de fichas para carregamento de VE utilizadas em Portugal, conforme a publicação disponível no site oficial Automóvel Club da Portugal (ACP) (2025), tendo sido retirada a imagem da mesma.

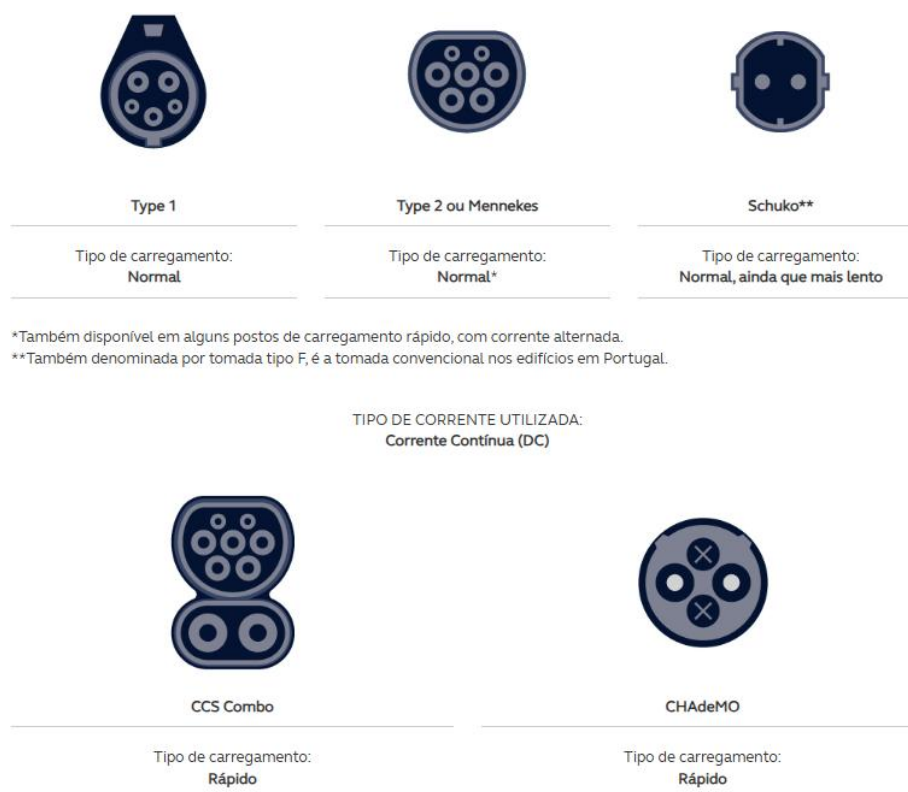


Figura 3 - Tipos de fichas mais comuns para conexão aos VE

Os diferentes tipos de fichas para carregamento de VE surgem como resposta as diversas necessidades dos utilizadores de VE, possibilitando optar por um carregamento rápido, normal ou até mesmo lento.

Sendo que o carregamento lento, é obtido quando se utiliza a ficha schuko, ou tipo F, uma vez que com este tipo de carregamento a potência máxima que se consegue atingir é de 3,7kW. Este modo de carregamento é frequentemente utilizado em residências que não possuem um carregador de parede, ou Wallbox, dedicado para o carregamento do VE.

Para o modo de carregamento normal, podem ser utilizadas dois tipos de fichas, sendo estas a tipo 1 e a tipo 2, ou Mennekes, neste modo de carregamento é possível atingir uma potência de carregamento de até 22kW, quando o posto de carregamento é alimentado por uma rede trifásica. Este modo de carregamento é frequentemente utilizado em residências, ou locais de trabalho que possuam um carregador de parede dedicado para o carregamento de VE.

Por fim, o modo de carregamento rápido, este modo também possui dois tipos fichas, a CCS Combo e a CHAdeMO, sendo utilizadas estas fichas específicas neste modo de carregamento, uma vez que o carregamento é feito em corrente contínua (CC) podendo atingir potências de carregamento de 150kW, dependendo do posto de carregamento utilizado. Este modo de carregamento é frequentemente utilizado em postos de carregamento de VE instalados em parques de estacionamento de estabelecimentos comerciais.

2.4 Perfis de carga de VE

Segundo a Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG) a ligação do VE à instalação elétrica de alimentação pode ser feita utilizando quatro modos de carga distintos, sendo estes os seguintes:

O primeiro modo de carga consiste na ligação do VE à instalação de alimentação em corrente alternada por meio de tomadas normalizadas de corrente estipulada não superior a 16A e de tensão estipulada não superior a 250V, em circuitos monofásicos, ou a 480V, em circuitos trifásicos. O circuito de alimentação é constituído por condutores de fase, neutro e de proteção.

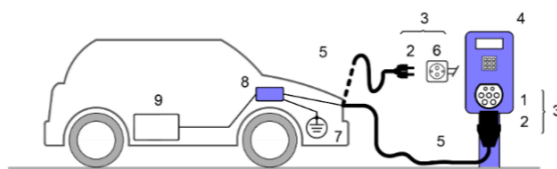
O segundo modo de carga, a semelhança do primeiro, consiste na ligação do VE à instalação de alimentação em corrente alternada por meio de tomadas normalizadas de corrente estipulada não superior a 32A e de tensão estipulada não superior a 250V, em circuitos monofásicos, ou a 480V, em circuitos trifásicos. O circuito de alimentação é constituído por condutores de fase, neutro e de proteção, sendo obrigatório a instalação de um sistema de proteção das pessoas contra choques elétricos por meio de um dispositivo diferencial (DR) localizado entre o VE e a caixa de controlo integrada no cabo.

O terceiro modo de carga consiste na ligação do VE à instalação de alimentação em corrente alternada por meio de um Posto de Carregamento (PC) dedicado, onde a função piloto se estende aos aparelhos de controlo localizados no interior do PC, que são ligados em permanência à instalação.

Por último, o quarto modo de carga consiste na ligação do VE à instalação de alimentação em corrente alternada por meio de um carregador externo onde a função piloto se estende aos aparelhos ligados em permanência à instalação, sendo que neste modo de carga é feito em corrente contínua (DGEG, 2023).

Para a realização do carregamento de um veículo elétrico (VE), para além da ligação deste à instalação elétrica, é igualmente necessário definir o modo de conexão entre o VE e o posto de carregamento. De acordo com o Guia Técnico das Instalações Elétricas para a Alimentação de Veículos Elétricos 3ª edição, esta conexão pode ser estabelecida de três formas distintas, caso A, caso B e caso C, representados nas Figuras 4, 5 e 6, respetivamente (Comissão Técnica de Normalização Eletrotécnica - CTE 64, 2023).

No caso A, a ligação do VE à instalação elétrica é realizada através de um cabo de carga, incluindo a ficha de conexão, que se encontra permanentemente ligado ao veículo, havendo duas possibilidades de conexão do cabo, isto é, ser conectado a uma tomada pertencente à instalação elétrica fixa ou ser conectado diretamente a um posto de carregamento específico, conforme demonstrado na figura 4, (Comissão Técnica de Normalização Eletrotécnica - CTE 64, 2023).



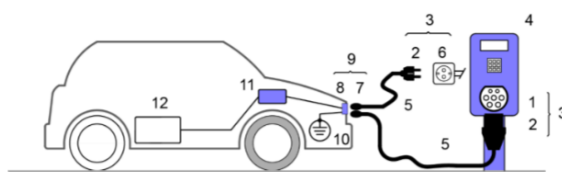
Legenda:

- | | |
|-----------------------------------|---|
| 1 Tomada do posto de carregamento | 6 Tomada para usos domésticos ou industriais ou específica para a carga de VE |
| 2 Ficha | 7 Ligador de massa do VE |
| 3 Sistema de ficha/tomada | 8 Carregador integrado no VE |
| 4 Posto de carregamento (PC) | 9 Bateria de acumuladores (bateria de tração) |
| 5 Cabo de carga | |

Figura 4 - Caso A de conexão

Já no caso B, a ligação do VE é efetuada através de um cabo de carga que não está permanentemente ligado ao veículo, é um cabo separado que inclui um conector móvel do VE

e o equipamento de alimentação em corrente alternada. À semelhança do caso anterior, o cabo pode estar conectado, a uma tomada da instalação elétrica fixa ou a um posto de carregamento específico, como se pode verificar na 5, (Comissão Técnica de Normalização Eletrotécnica - CTE 64, 2023).

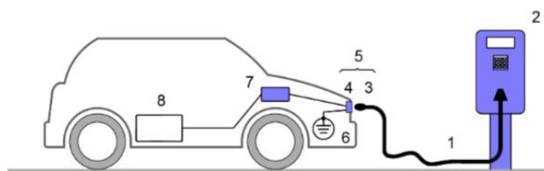


Legenda:

- | | |
|---|---|
| 1 Tomada do posto de carregamento | 7 Conetor móvel do VE |
| 2 Ficha | 8 Entrada de conetor do VE |
| 3 Sistema de ficha/tomada | 9 Sistema de conexão do VE |
| 4 Posto de carregamento (PC) | 1 Ligador de massa do VE |
| 5 Cabo de carga | 0 Carregador integrado no VE |
| 6 Tomada para usos domésticos ou para usos industriais ou específica para a carga de VE | 1 Bateria de acumuladores (bateria de tração) |
| | 2 |

Figura 5 - Caso B de conexão

Por último no caso C, a ligação é realizada por intermédio de um cabo de carga que inclui o conetor móvel do VE e que se encontra permanentemente ligado ao posto de carregamento, sendo o único caso que possibilita a utilização do Modo de Carga 4, conforme descrito anteriormente, conforme ilustrado na figura 6, (Comissão Técnica de Normalização Eletrotécnica - CTE 64, 2023).



Legenda:

- | | |
|------------------------------|---|
| 1 Cabo de carga | 5 Sistema de conexão do VE |
| 2 Posto de carregamento (PC) | 6 Ligador de massa do VE |
| 3 Conetor móvel do VE | 7 Carregador integrado no VE |
| 4 Entrada de conetor do VE | 8 Bateria de acumuladores (bateria de tração) |

Figura 6 - Caso C de conexão

Um outro estudo realizado na cidade de Melbourne, Austrália, ao longo de um ano, de Setembro de 2017 até Setembro de 2018, demonstra que os carregadores rápidos podem exercer uma pressão considerável sobre a rede, devido ao seu consumo de energia significativamente mais elevado do que o dos carregadores lentos especialmente durante os períodos de elevada procura, o que levou as empresas de serviços públicos com instalações de carregamento rápido a desenvolver soluções de minimizar a influência destes carregadores rápidos sobre a rede.

Através deste estudo conclui-se o consumo de carga por parte dos VE é escalonado até 20% da carga de pico da subestação. O consumo dos carregadores de VE aumentará o pico de carga do sistema, o que pode ser uma grande preocupação para as empresas de eletricidade.

Sendo possível observar um impacto no perfil de tensão das subsecções seguintes, devido ao carregamento de veículos elétricos, uma vez que a carga de VE representa 10%

ou mais da capacidade utilizada, sendo 89% devido ao carregamento residencial, 55% ao carregamento comercial rápido e 24% ao carregamento comercial lento.

Estes números indicam que as estações de carregamento de VE são muito utilizadas em instalações residenciais e que essa é a razão subjacente à ocorrência de mais violações de tensão. Sendo importante referir que para o perfil comercial lento observou-se que o pico de consumo ocorre durante a tarde e para o perfil residencial lento o pico de consumo ocorre durante noite, ao passo que as estações de carregamento comercial rápido são utilizadas durante todo o dia e mesmo fora das horas de ponta.

Na figura 7 é demonstrado este fenómeno, através da sobreposição da curva de demanda diária de energia de uma subestação residencial, com o perfil médio de consumo de uma estação de carregamento de VE pública comercial, tendo sido obtido este perfil a partir de um ano de dados, (Kazi N. Hasan et al., 2019).

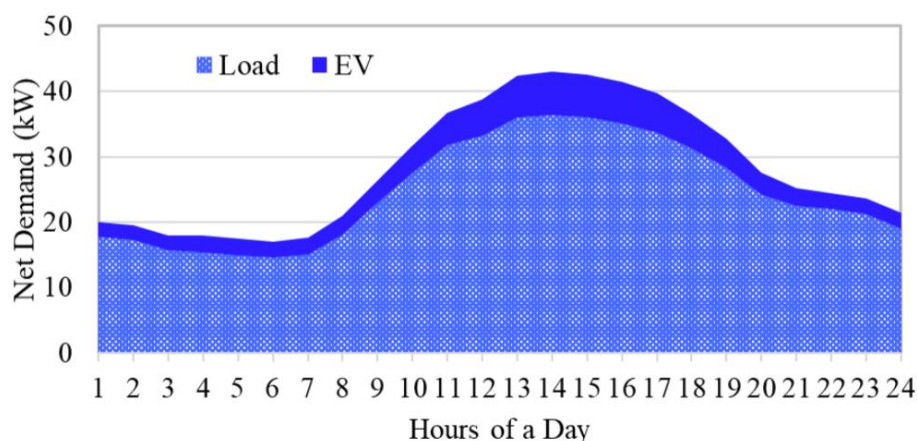


Figura 7 – Demanda diária de energia à rede com sobreposição do perfil médio de carga de VE

O estudo indica que o perfil médio de consumo de uma estação de carregamento de VE é responsável por um aumento de até 20% da demanda de potência, em horas de pico, da subestação do local em estudo, evidenciando o impacto direto que a demanda de energia por sistemas de carregamento VE tem no aumento da demanda de energia nas subestações.

Foi também demonstrado que, durante períodos de elevada procura, é possível que a tensão da rede possa violar o limiar de funcionamento específico, se não for melhorada, o que pode levar ao colapso do sistema. Algumas abordagens de solução podem considerar a restrição imposta pelos serviços públicos ao carregamento, a implantação de carregamento baseado em energias renováveis ou em armazenamento para manter o padrão de fornecimento da rede durante as condições de pico de carga (Kazi N. Hasan et al., 2019).

2.5 Coberturas Fotovoltaicas em parques de estacionamento

O estudo realizado por Chandra Mouli et al., (2016), propõe o design de uma estação de carregamento alimentada por energia solar fotovoltaica para ambientes de trabalho, com base num sistema trifásico de 10kW, implementado na Europa, mais especificamente nos Países Baixos. O estudo evidencia que a inclinação ótima dos módulos fotovoltaicos é de 28° voltados a sul, e que é viável sobredimensionar o sistema fotovoltaico até 30% em relação à capacidade nominal do inversor, com perdas inferiores a 3,2%. Através da análise de oito perfis de carregamento, conclui-se que perfis gaussianos são os mais eficazes na maximização do autoconsumo da energia solar gerada.

Para além disso, o estudo demonstra que a adição de armazenamento local pode reduzir a energia trocada com a rede até 25%, embora a dependência da rede não possa ser completamente eliminada devido à variabilidade sazonal da produção solar.

Enquanto outro estudo, desenvolvido por Figueiredo et al., (2017), foca-se na viabilidade energética e económica de parques solares de estacionamento em ambientes urbanos, com um caso de estudo localizado em Almada, Portugal. Utilizando dados reais de ocupação e produção solar, o artigo avalia diferentes estratégias de carregamento, incluindo carregamento controlado, não controlado e com ou sem armazenamento local, esta análise demonstra que a estratégia de carregamento controlado permite alcançar até 85% de carregamento direto por energia solar, mesmo sem baterias, enquanto a inclusão de baterias pode elevar esse valor para 90%.

Do ponto de vista económico, os cenários sem armazenamento mostraram-se mais vantajosos, com períodos de retorno descontados inferiores a 7 anos e taxas internas de retorno superiores a 18%, especialmente quando apoiados por subsídios estatais. O estudo destaca ainda que a disponibilização de serviços auxiliares à rede, como regulação de frequência, pode aumentar significativamente a rentabilidade do investimento.

Por sua vez, o estudo feito por S. S. Deshmukh & Pearce, (2021) apresenta uma análise detalhada do potencial de carregamento de VE em parques de estacionamento de grandes superfícies comerciais nos Estados Unidos da América (EUA), com foco em instalações da cadeia Walmart na cidade de San Jose, Califórnia. Através de simulações com três tipos de loja, conclui-se que entre 15% e 18% dos lugares de estacionamento podem, em média, ser servidos por estações de carregamento alimentadas exclusivamente por coberturas solares. Nos meses de maior insolação, este valor pode atingir até 27%.

Assim, neste contexto estima-se que cada estabelecimento do Walmart possa instalar até 3,1MW de potência fotovoltaica, suficiente para abastecer cerca de 100 VE por dia. A nível nacional, tal implicaria a instalação de 11,1 GW de capacidade fotovoltaica, o que permitiria criar mais de 346.000 pontos de carregamento solar. Para além dos benefícios ambientais e energéticos, os autores destacam quatro mecanismos pelos quais o fornecimento de carregamento gratuito poderia aumentar a atratividade comercial dos retalhistas, sendo estes o conforto dos clientes, o marketing verde, a fidelização de proprietários de VE e o aumento do tempo de permanência no estabelecimento comercial.

De acordo com o estudo conduzido por Nunes et al., (2016) que explora a utilização de parques de estacionamento equipados com sistemas fotovoltaicos como infraestrutura de suporte à mobilidade elétrica sustentável. Este trabalho enfatiza o alinhamento entre o perfil de produção solar (diurno) e os padrões típicos de estacionamento de veículos, particularmente em áreas de trabalho e zonas urbanas, onde os veículos permanecem estacionados por períodos prolongados durante o dia, com recurso a uma estrutura metálica do tipo carport solar servindo também como suporte para instalação dos módulos fotovoltaicos e como cobertura para os postos de carregamento de VE.

A implementação de estruturas metálicas do tipo carport solar para carregamento de VE pode assumir diferentes configurações, adaptadas ao espaço disponível. A configuração mais comum corresponde a parques de estacionamento com lugares dispostos em grupos de duas filas com uma área aproximada de 12 a 15m², com postos de carregamento instalados entre os lugares de estacionamento, cobertos por painéis solares instalados em estruturas elevadas, separadas por uma via de circulação, conforme ilustrado na figura 8, Nunes et al., (2016).



Figura 8 - Estrutura carport solar implementado em parque de estacionamento com filas duplas cobertas

Noutros casos, a cobertura com painéis fotovoltaicos pode estender-se a quase toda a área do parque de estacionamento, abrangendo tanto aos lugares de estacionamento como também as via de circulação, aumentando assim o potencial de produção de energia elétrica, como se pode verificar na figura 9, Nunes et al., (2016).



Figura 9 - Estrutura carport solar implementado em parque de estacionamento totalmente coberto

Uma solução menos usual, mas tecnologicamente inovadora, já implementada em alguns lugares no EUA, é uma estrutura designada por “árvore solar”, nesta solução a instalação fotovoltaica é suportada por um mastro central de grandes dimensões, que pode integrar um sistema de seguimento solar, permitindo otimizar a captação de radiação ao longo do dia. Esta configuração tende a organizar o estacionamento em pequenas ilhas, normalmente de 4 a 6 veículos, com um sistema de carregamento de VE instalado no centro da estrutura, conforme representada na figura 10, Nunes et al., (2016).



Figura 10 - Estrutura carport tipo árvore solar implementado em parque de estacionamento

Com base numa potência instalada média de 2kWp por lugar de estacionamento, a energia produzida anualmente pode ser suficiente para VE realizarem percursos entre 9.500km e 17.000km, assumindo um consumo médio de 0,2kWh/km, sendo importante enfatizar a importância da adoção de estratégias de carregamento inteligente e a integração de sistemas de armazenamento e tecnologias Vehicle-to-Grid (V2G), permitindo o fornecimento de serviços à rede e a maximização do autoconsumo energético.

Apesar dos benefícios ambientais e operacionais demonstrados, os autores reconhecem que a implementação em larga escala requer o desenvolvimento de modelos de negócio viáveis, regulamentação apropriada e a validação por meio de projetos-piloto.

Por fim de acordo com o estudo realizado por Yap et al., (2022), aborda o estado atual e as perspectivas futuras das estações de carregamento de veículos elétricos alimentadas por energia solar (SPCS – Solar-Powered Charging Stations). Este artigo destaca que, embora os veículos elétricos representem uma alternativa mais sustentável à mobilidade convencional, a sua verdadeira contribuição para a neutralidade carbónica depende da fonte de energia utilizada no carregamento, onde a integração de sistemas fotovoltaicos com armazenamento de energia e gestão inteligente é apresentada como solução-chave para mitigar a intermitência da produção solar e assegurar a estabilidade da rede elétrica.

Este estudo apresenta uma vasta análise de casos reais e tecnologias emergentes, incluindo o uso de controladores fuzzy, algoritmos de machine learning e redes neuronais, para otimizar o carregamento em função de variáveis como o estado de carga, o tempo de permanência, as previsões meteorológicas e os preços da energia. Contudo existem limitações, como por exemplo, o elevado custo inicial dos sistemas de armazenamento, a complexidade da gestão da energia e as restrições de espaço urbano, mas, porém, destaca-se o potencial de evolução das SPCS com o apoio de políticas públicas e inovação tecnológica.

2.6 Sistema de Gestão de Bateria (BMS)

O Sistema de Gestão de Bateria (Battery Management System – BMS) desempenha um papel central em redes elétricas que integram um sistemas de armazenamento de energia em baterias, garantindo a monitorização contínua, a proteção contra condições de operação adversas e a utilização mais eficiente do sistema de armazenamento, por estes motivos a importância da utilização do BMS tem vindo a crescer com a integração de energias renováveis em diferentes contextos, desde micro-redes a sistemas residenciais autónomos, sendo este o caso em estudo para o presente trabalho, onde o BMS assume não apenas

funções de segurança, mas também de apoio ativo na gestão energética, impactando ainda a mobilidade elétrica uma vez que este sistema também impacta na utilização de energia por parte dos packs de baterias dos VE.

Um dos aspetos mais relevantes de um estudo realizado recente na Colômbia, incide na forma como o BMS contribui para a integração de sistema de armazenamento de energia elétrica em baterias em estratégias de despacho económico e ambiental, demonstrando que, no âmbito de micro-redes híbridas, a correta gestão das baterias, através do controlo do estado de carga (SoC), da potência de carga e descarga e do respeito pelas restrições operacionais, permite otimizar simultaneamente custos de operação e emissões de GEE.

Neste contexto, o BMS não atua isoladamente, mas fornece ao sistema de gestão de energia (EMS) os parâmetros necessários, quanto ao estado das baterias para que este possa tomar as decisões de operação mais adequadas a cada momento, com base no estado física do sistema de armazenamento de energia (Montano et al., 2025).

Outros estudos apontam a relevância da utilização do BMS no domínio da gestão inteligente de edifícios, considerando a integração do BMS em sistemas de automação predial recorrendo a arquiteturas edge-based, que permitem ultrapassar as limitações de processamento das atuais soluções de automação predial disponíveis, transferindo para o BMS as tarefas de controlo local, como a monitorização de restrições de SoC e a resposta a variações de carga ou descarga das baterias. Esta abordagem tem-se mostrado particularmente eficaz em cenários de operação em modo isolado, onde a atuação rápida do BMS é responsável para manter a estabilidade do sistema, sendo comprovado por resultados obtidos em protótipos experimentais, onde são demonstrados ganhos energéticos superiores aos alcançados por sistemas de automação predial que utilizam estratégias tradicionais baseadas em regras (Habib et al., 2023).

Em outro cenário, estudos demonstram a necessidade de utilização de técnicas de controlo preditivo, nomeadamente o Stochastic Model Predictive Control (SMPC), aplicado a sistemas residenciais que possuem a integração de um sistema de produção fotovoltaica, com um sistema de armazenamento de energia e ainda carregamento de VE. Neste caso, o BMS desempenha um papel essencial ao fornecer dados sobre limites de SoC, taxas admissíveis de carga e descarga e eficiência do ciclo, que são incorporados nos algoritmos de previsão, sendo assim possível através desta interação, atenuar os efeitos de incertezas associadas à variabilidade da disponibilidade de energia solar e ao comportamento dos utilizadores, alcançando maior autoconsumo, menor dependência da rede e redução de custos energéticos (Saleem et al., 2024).

Num ponto de vista de sistemas off-grid, a função do BMS torna-se ainda mais crítica, uma vez que a ausência de ligação à rede elétrica implica que a continuidade de fornecimento depende diretamente da coordenação entre a produção de energia de forma renovável e o armazenamento da mesma. Estudos demonstram que, quando o BMS é associado a algoritmos de controlo preditivo (MPC) em tempo real o BMS deve gerir diferentes modos de operação como backup, híbrido, duplo, desligado, autónomo e blackout, por forma a garantir o abastecimento ininterrupto de energia a rede isolada, bem como a proteção da bateria em cenários de produção e consumo variáveis (Watil, 2024).

Para demonstrar a versatilidade operacional do BMS, na figura 11 estão ilustrados os diferentes modos de funcionamento do sistema e a forma como o BMS articula a transição entre eles, evidenciando a sua importância na adaptação do sistema às condições em tempo real, assegurando, simultaneamente, eficiência e segurança, (Watil, 2024).

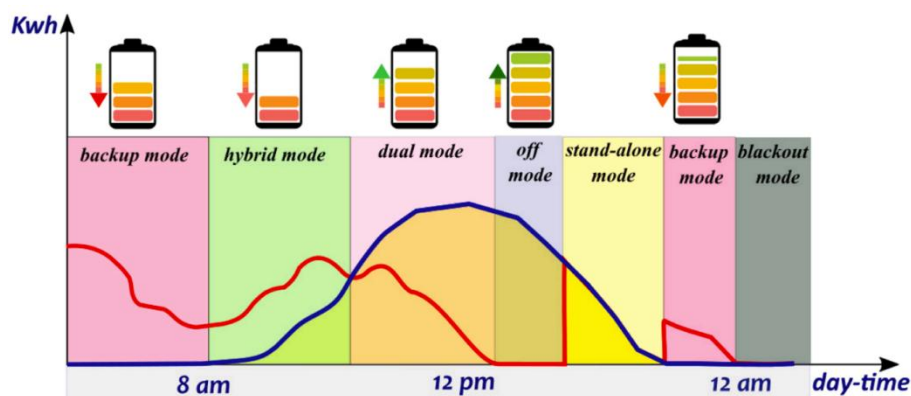


Figura 11 - Modos de funcionamento do BMS em um sistema de armazenamento de energia autônomo

Os modos de operação do BMS são definidos da seguinte forma:

- **Modo Backup:** Neste modo é garantido o fornecimento ininterrupto de energia para as cargas residenciais durante a noite ou quando a energia fotovoltaica se esgota, contando com o sistema de armazenamento de energia como fonte primária de energia.
- **Modo Híbrido:** Tanto a bateria quanto os painéis fotovoltaicos trabalham em conjunto para fornecer energia às cargas residenciais, maximizando a utilização de ambos os recursos.
- **Modo Duplo:** Durante períodos de alta produção de energia fotovoltaica, o excesso de energia é usado para recarregar as baterias e, simultaneamente, fornecer energia para as cargas residenciais, otimizando o uso da energia solar.
- **Modo Autônomo:** Neste modo toda a energia fotovoltaica gerada é direcionada para atender às necessidades energéticas da residência, operando de forma independente sem fontes externas de energia.
- **Modo Desligado:** Durante este modo, nenhuma energia é demandada pelas cargas residenciais, isto é, toda a energia produzida pelo sistema fotovoltaico é utilizada para abastecer as baterias do sistema de armazenamento.
- **Modo Blackout:** Este modo representa a falta completa de energia, sem possibilidade de abastecimento das cargas residenciais, podendo ocorrer quando o sistema fotovoltaico e o sistema de armazenamento de energia são desconectados ou desligados da rede doméstica.

Por último, a evolução do BMS no cenário da mobilidade elétrica tem sido marcada pela introdução de técnicas recorrendo de inteligência artificial (IA), com recurso a algoritmos de machine learning e deep learning, o que permite estimar com maior precisão o SoC e o estado de vida (SoH), prever a vida útil remanescente, otimizar a gestão térmica das baterias e realizar diagnósticos precoces de falhas, transformando o BMS num sistema preditivo e adaptativo, com impacto direto na fiabilidade e na durabilidade dos packs de baterias dos VE, demonstrando que o BMS é hoje uma componente estratégica para a integração de sistemas de armazenamento de energia em diferentes contextos.

A evolução desta tecnológica permite não só garantir a proteção dos packs de baterias dos VE, mas também apoiar tomadas de decisões de forma autônoma quanto a gestão energética e viabilizar estratégias de controlo preditivo através da utilização de algoritmos inteligentes (Kumar & Prabhansu, 2025).

3 Caracterização do Projeto

No presente capítulo, será abordado de forma detalhada o enquadramento legal aplicável às instalações elétricas, no que toca às regras técnicas, legislações, normas e decretos-lei aplicáveis. Este enquadramento é fundamental para esclarecer as obrigações legais que devem ser cumpridas durante o desenvolvimento e execução de um projeto elétrico, para os diversos tipos de instalações elétricas, tipo A, B ou C.

Neste sentido, inicialmente serão identificadas as diversas normas e regulamentos que regem o desenvolvimento e implementação de instalações elétricas, tendo como objetivo proporcionar uma compreensão abrangente das diretrizes legais, ajudando a garantir que todos os projetos estejam em conformidade com os requisitos estabelecidos pelas autoridades competentes.

Em seguida, será descrito de forma detalhada todos os componentes essenciais que um projeto elétrico deve conter por forma a ser submetido à DGEG, entidade responsável por certificar as instalações elétricas em Portugal, demonstrando os critérios que a DGEG utiliza para avaliar e aprovar os projetos, resultando na emissão do certificado de exploração, documento essencial que autoriza a entrada em exploração da instalação elétrica em questão.

E também será identificado o local para implementação teórica do projeto, com um estudo do terreno demonstrando a inclinação do mesmo.

Ao longo deste capítulo, pretende-se fornecer uma visão clara e detalhada dos requisitos e procedimentos necessários para a elaboração e aprovação de projetos elétricos em Portugal, destacando a importância de um planeamento rigoroso e de conformidade com as normas legais vigentes. Esta abordagem visa assegurar que todos os envolvidos na execução e supervisão dos projetos elétricos estejam bem informados e preparados para atender às exigências regulamentares, contribuindo para o aumento da segurança das instalações elétricas no país.

3.1 Enquadramento Legal

É imperativo garantir os níveis de segurança adequados em uma instalação elétrica, uma vez que este é um ponto crucial, que requer uma abordagem rigorosa, sendo essencial realizar uma análise detalhada ao projeto, tendo como foco a verificação de pontos críticos, tais como as dimensões e características do edifício, as atividades previstas, as especificações e localização dos aparelhos a serem instalados, bem como o ambiente em que estarão inseridos.

Um projeto devidamente elaborado, para além de assegurar a funcionalidade eficiente do sistema elétrico, também tem como foco minimizar os riscos de acidentes, incêndios e outros perigos associados a falhas elétricas, ou seja, uma análise detalhada do projeto deve incidir sobre as características físicas e operacionais da instalação, como, a constituição do edifício, os materiais utilizados, a capacidade de carga dos circuitos elétricos, e as condições ambientais envolventes, tais como, a presença de humidade ou substâncias inflamáveis, que possam impactar na segurança e na eficiência da instalação elétrica.

Com base nestas informações, torna-se possível definir a estrutura mais adequada para a instalação elétrica e os seus componentes, tendo como objetivo minimizar os riscos inerentes ao uso das instalações elétricas e assegurar a máxima eficiência operacional da mesma.

Devido a complexidade no desenvolvimento de projetos elétricos, é indispensável confirmar que o mesmo esteja em conformidade com as normas, leis e regras técnicas aplicáveis, uma vez que estas irão servir como guia, garantido que todos os requisitos de segurança sejam respeitados.

Neste sentido, as principais regulamentações que devem ser consideradas na elaboração e avaliação de um projeto elétrico em Portugal, conforme o exposto pela Ordem dos

Engenheiros Região Norte (OERN) (Ordem dos Engenheiros Região Norte, 2024), são as seguintes:

- Decreto-Lei n.º 14/2015: Estabelece os requisitos de acesso e exercício da atividade das entidades e profissionais responsáveis pelas instalações elétricas, conformando-os com a disciplina da Lei n.º 9/2009, de 4 de março, e do Decreto-Lei n.º 92/2010, de 26 de julho, que transpuseram as Diretivas n.ºs 2005/36/CE, de 7 de setembro, relativa ao reconhecimento das qualificações profissionais, e 2006/123/CE, de 12 de dezembro, relativa aos serviços no mercado interno (Diário da República, 2015a);
- Decreto-lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, que estabelece os requisitos para as unidades de produção de energia para autoconsumo (UPAC), definindo a disciplina da atividade de produção associada às instalações de utilização do autoconsumidor de energia renovável (Diário da República, 2022);
- Decreto-Lei nº 153/2014 de 20 de outubro, que estabelece a produção de eletricidade vendida na sua totalidade à rede elétrica de serviço público (RESP), por intermédio de instalações de pequena potência (UPP), a partir de recursos renováveis(Diário da República, 2014);
- Despacho nº 22/DGEG/2024, de 5 de agosto, que estabelece os procedimentos e esquemas exemplificativos para a conceção, inspeção, vistoria e certificação de instalações de Estações de Carregamento de Veículos Elétricos (ECVE)(Diário da República, 2024).
- Declaração de Retificação n.º 33/2017: Retifica o Decreto-Lei n.º 96/2017, de 10 de agosto, da Economia, que estabelece o regime das instalações elétricas particulares, publicado no Diário da República, n.º 154, 1.ª série, de 10 de agosto de 2017 (Diário da República, 2017b);
- Decreto-Lei n.º 96/2017: Estabelece o regime das instalações elétricas particulares (Diário da República, 2017c);
- Declaração de Retificação n.º 29/2017: Retifica o Decreto-Lei n.º 96/2017, de 10 de agosto, da Economia, que estabelece o regime das instalações elétricas particulares, publicado no Diário da República, 1.ª série, n.º 154, de 10 de agosto de 2017 (Diário da República, 2017a);
- Portaria n.º 949-A/2006: Aprova as Regras Técnicas das Instalações Elétricas de Baixa Tensão (Diário da República, 2006a);
- Portaria n.º 252/2015: Procede à alteração da Portaria n.º 949-A/2006, de 11 de setembro, que aprovou as Regras Técnicas das Instalações Elétricas de Baixa Tensão (RTIEBT), nos termos previstos no artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 226/2005, de 28 de dezembro, por aditamento da secção 722 à parte 7 das RTIEBT - Regras Técnicas das Instalações Elétricas de Baixa Tensão (Diário da República, 2015b);
- Decreto-lei n.º 226/2005: Estabelece os procedimentos de aprovação das regras técnicas das instalações elétricas de baixa tensão (Diário da República, 2005);
- Decreto Regulamentar n.º 90/84: Estabelece disposições relativas ao estabelecimento e à exploração das redes de distribuição de energia elétrica em baixa tensão (Diário da República, 1984);
- Declaração (Diário da República n.º 49/1985, 2º Suplemento, Série I de 1985-02-28): Declara ter sido retificado o Decreto Regulamentar n.º 90/84, de 26 de dezembro, que estabelece disposições relativas ao estabelecimento e à exploração das redes de distribuição de energia elétrica em baixa tensão (Diário da República, 1985);

Para efeitos do decreto-lei 96/2017, apresentado anteriormente, as instalações elétricas de serviço particular, não sujeitas a regime legal específico, podem ser classificadas em três tipos distintos, sendo estes:

Tipo A - Instalações com produção própria, de carácter temporário ou itinerante, de segurança ou socorro, quando não integrem centros electroprodutores sujeitos a controlo prévio ao abrigo de regimes jurídicos próprios;

Tipo B - Instalações que sejam alimentadas pela RESP em média, alta ou muito alta tensão;

Tipo C - Instalações que sejam alimentadas pela RESP em baixa tensão.

Com base na informação disposta, conclui-se que, o projeto em questão, é caracterizado como sendo uma instalação do Tipo C, uma vez que, apesar de possuir produção própria, a instalação estará interligada a Rede Elétrica de Serviço Público (RESP) em baixa tensão.

A classificação do presente projeto como Tipo C implica uma série de obrigações e cuidados específicos que devem ser observados durante a fase de desenvolvimento e implementação do projeto, sendo crucial garantir que todos os componentes e procedimentos estejam alinhados com as regulamentações vigentes, para assegurar que a instalação opere de maneira segura e eficiente, sendo essencial garantir a conformidade com as normas mencionadas, proporcionando, não apenas a legalidade da operação, mas também garante a confiança de que a instalação elétrica será duradoura e segura, minimizando riscos e garantindo a proteção de todos os utilizadores.

3.2 Constituição do Projeto Elétrico

Um projeto elétrico deve ser concebido de forma cuidadosa e planeada, de modo que este possa ser executado em qualquer momento, isto é, imediatamente após o seu desenvolvimento ou passado um tempo indeterminado, devendo também ser concebido de forma a ser possível aplicá-lo em contexto profissional ou académico, independentemente de sua complexidade técnica.

Um projeto deve possuir sempre uma essência de prever uma ação futura, através da organização de um conjunto estruturado de atividades, com o principal objetivo de resolver ou mitigar uma situação específica, frequentemente uma situação de carência ou problema a ser solucionado.

O processo de desenvolvimento de um projeto é intrinsecamente faseado, sendo que, cada etapa é fundamentada na tomada de decisões, decisões essas que devem ser baseadas em documentos técnicos emitidos pelas entidades oficiais, que possuem os principais métodos de cálculo necessários para realizar o dimensionamento das infraestruturas elétricas. Tendo por base esta informação, o projetista deve ser capaz de dimensionar o projeto de forma eficaz e eficiente, garantindo que existe um balanço entre os requisitos do cliente, assegurando que estes sejam atendidos sempre que possível, contudo sem nunca comprometer a segurança das instalações elétricas e dos seus utilizadores.

Assim, ao desenvolver e implementar um projeto elétrico, é crucial que cada fase seja minuciosamente planeada e executada, de forma a assegurar a viabilidade e a sustentabilidade da solução proposta. Deste modo, um projeto é constituído essencialmente pelas seguintes etapas:

Definição dos Objetivos:

O primeiro passo ao iniciar-se um projeto elétrico deve consistir na definição clara dos seus objetivos, sendo que esta deve ser realizada em colaboração com o cliente e o projetista, considerando pontos específicos a serem definidos antes da conceção do projeto, isto é, a localização do projeto, o tipo de instalação, o tipo de utilização e utilizadores, as necessidades específicas e o prazo de entrega e as estimativas de custo.

Relativamente à localização do projeto, esta irá influenciar diretamente os requisitos técnicos e legais, além de afetar fatores como o acesso a recursos e logística; o tipo de

instalação, irá definir se a instalação será industrial, comercial, residencial, entre outros, o que determina os padrões e especificações a serem seguidos; o tipo de utilização e utilizadores permitirá identificar quem utilizará a instalação e para quais fins, garantindo que o projeto atenda às necessidades específicas dos utilizadores finais; as necessidades específicas, proporcionará a compreensão detalhada às necessidades do solicitante para propor soluções adequadas e, por fim, os prazos de entrega e estimativas de custo, possibilitará estabelecer prazos realistas e prever possíveis desvios, de forma a mitigar riscos e surpresas futuras.

Apresentação da Solução:

Com a primeira etapa finalizada e com base nas informações adquiridas, o projetista deve desenvolver e apresentar uma solução ao cliente, de modo a permitir que este visualize a proposta de forma clara e compreenda os detalhes técnicos envolvidos no desenvolvimento do projeto. Neste seguimento, são apresentadas as peças desenhadas, que consiste nas representações visuais detalhadas do projeto, como plantas baixas, esquema elétrico geral e esquemas unifilares, acompanhadas das peças escritas ou Memória Descritiva e Justificativa (MDJ), que consiste num relatório que descreve os aspetos técnicos do projeto, justificando o raciocínio por trás de cada decisão e esclarecendo as condições necessárias para o desenvolvimento do mesmo.

Estudo Prévio:

Após o consenso entre o cliente e o projetista, e tendo aprovação da solução proposta, o projetista deve iniciar a fase do estudo prévio da instalação elétrica. Esta fase é crucial para identificar e resolver possíveis problemas, antes do avanço para etapas mais definitivas, consistindo, assim, no dimensionamento, cálculos precisos para assegurar que todos os componentes do projeto atenderão às demandas funcionais e de segurança; e a estimativa de custos, previsão detalhada dos custos envolvidos, permitindo ao cliente planejar financeiramente a execução do projeto.

Licenciamento:

Com o estudo prévio finalizado e possuindo a solução otimizada, o projeto está pronto para a fase de licenciamento, onde deve ser garantido que o processo cumpre com todos os requisitos legais e regulatórios, sendo estes, a documentação oficial, isto é, o termo de responsabilidade pelo projeto, a ficha técnica do projeto, a ficha eletrotécnica e os dados do projetista, conforme exigido pelo Decreto-Lei n.º 96/2017; as peças desenhadas, planos e esquemas que atendam às especificações exigidas para aprovação; peças escritas com os cálculos justificativos, demonstrações matemáticas que comprovem a viabilidade técnica, ficha eletrotécnica, ficha de identificação do local, termo de responsabilidade pelo projeto, comprovativo de inscrição em ordem profissional e seguro de responsabilidade civil.

Execução:

Por último, estando o projeto elétrico com o licenciamento aprovado, este avança para a etapa final, a execução. Nesta fase, o projeto deve ser implementado de maneira clara, detalhada e conforme as normativas vigentes, regendo-se pelo termo de responsabilidade de execução de obra, documento que garante que a execução será realizada conforme o projeto aprovado; o caderno de encargos, documento que descreve, de forma detalhada, todas as especificações, metodologias e responsabilidades envolvidas na execução; os desenhos técnicos pormenorizados, com versões mais detalhadas dos desenhos apresentados na fase de licenciamento, especificando todas as interligações e detalhes técnicos; e ainda, o mapa de trabalhos, com descrição precisa de todos os materiais e quantidades, garantindo um planeamento adequado dos trabalhos a realizar.

3.3 Localização do Projeto e Análise do Terreno

A definição do local para implementação do projeto constitui uma etapa fundamental no desenvolvimento de projetos eletrotécnicos, em especial no caso de sistemas fotovoltaicos instalados em estruturas de suporte do tipo carport, uma vez que o terreno deve possuir uma viabilidade técnica adequada, como orientação solar adequada, inclinação do terreno inferior a inclinação máxima definida para o projeto, espaço disponível.

Neste sentido, o local selecionado para a implementação teórica do presente projeto foi o parque de estacionamento do estabelecimento comercial da Decathlon, situada em Almada, sendo apresentada a caracterização detalhada do terreno neste subcapítulo.

A seleção do referido parque de estacionamento foi devido a boa viabilidade técnica do local, como a topografia do terreno e a disposição física dos lugares de estacionamento, pois devido à disposição dos lugares de estacionamento, estes proporcionam condições ideais para a instalação da estrutura carport e favorecem a montagem de módulos fotovoltaicos com orientação a sul.

Na figura 12 esta representada uma vista aérea do local, obtida através do software BricsCAD em conjunto com o plugin Plex-Earth, onde estão identificadas as zonas propostas para a instalação teórica dos diversos componentes do projeto. O retângulo azul assinala a área destinada à instalação da estrutura do carport, dos módulos fotovoltaicos e do sistema de carregamento de VE, enquanto o retângulo vermelho indica o espaço reservado para instalação do sistema de armazenamento de energia.

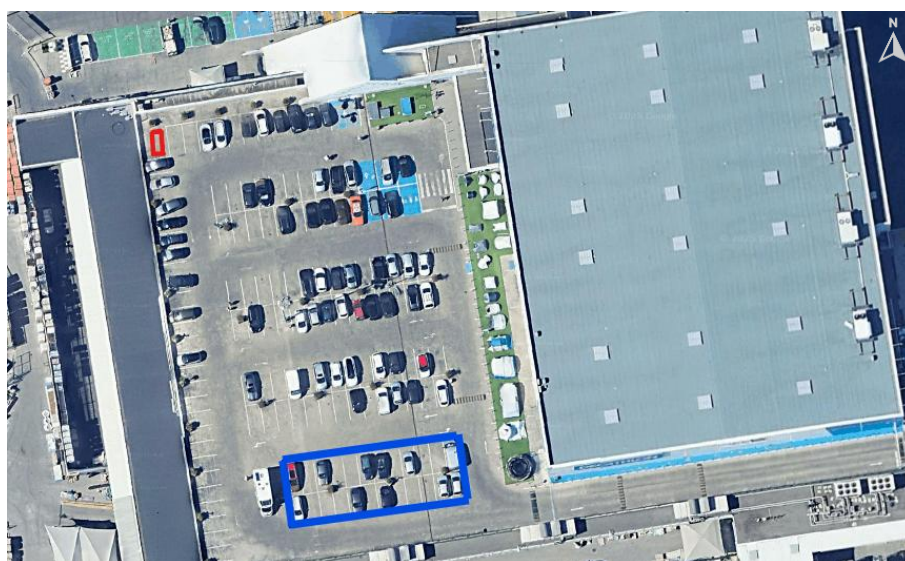


Figura 12 - Vista aérea do parque de estacionamento da Decathlon de Almada

A figura 13, também gerada com recurso ao software BricsCAD em conjunto com o Plex-Earth, apresentada a análise da inclinação do terreno com base num gradiente de cores sobreposto à imagem aérea. Na legenda associada estão definidos os intervalos de inclinação, onde o verde representa inclinações entre 0% a 4%, o azul entre 4% a 8%, o amarelo entre 8% a 15%, o laranja entre 15% a 20% e, por fim, o vermelho representa inclinação superior a 20%.

Verifica-se que a área correspondente ao parque de estacionamento está na sua totalidade coberta pela cor verde, o que confirma uma inclinação máxima inferior a 4%, fator que facilita as operações de instalação da estrutura carport e, conseqüentemente, dos restantes equipamentos.

Importa salientar que, embora se verifiquem zonas com inclinações mais acentuadas nas imediações do estabelecimento comercial e do parque de estacionamento, essas áreas não interferem na execução do projeto, uma vez que a sua implementação restringe-se exclusivamente ao espaço do parque de estacionamento.

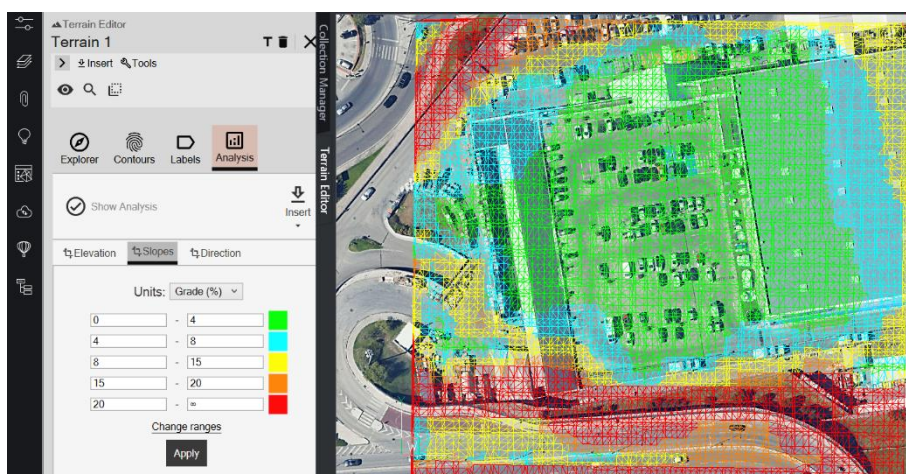


Figura 13 - Análise da inclinação do terreno com gradiente de cores

Outro aspeto que se revela essencial na análise da viabilidade do local, é o estudo do sombreamento provocado por outras estruturas existentes no local sobre a área de instalação do sistema fotovoltaico. Para contextualizar esta questão, na figura 14 é apresentada uma visualização tridimensional do local, gerada com recurso ao software Google Earth.



Figura 14 - Vista 3D do local

A partir desta perspetiva, é possível identificar que a única estrutura que poderá realizar algum sombreamento sobre o local, onde será instalado o sistema fotovoltaico, é o próprio estabelecimento comercial da Decathlon de Almada. Estando a aproximadamente 15m de distância, no ponto mais próximo, do local definido para instalação do sistema fotovoltaico e possuindo um pé direito com aproximadamente 9m de altura, em toda a sua extensão.

Com base nestes dados, na figura 15 é apresentado o estudo da radiação solar incidente no local em estudo, elaborado com recursos ao software BricsCAD em conjunto com o VirtoCad. Para esta simulação, foi criada uma parede virtual com 9m de altura, representando o estabelecimento comercial e foram utilizados os dados de clima de um ano, sendo apresentados os resultados da radiação solar incidente no local indicado, em percentagem.

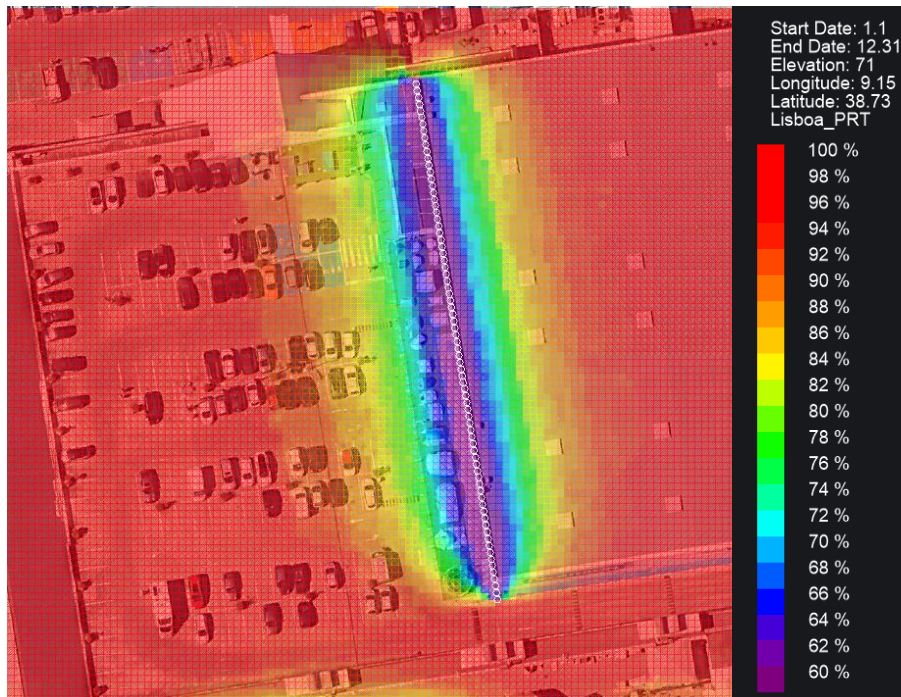


Figura 15 - Radiação no local

O resultado obtido indica que, nas zonas imediatamente adjacentes ao edifício, a radiação incidente é bastante reduzida, com valores inferiores a 60% ao longo de um ano inteiro. Contudo, à medida que a distância ao estabelecimento aumenta, a percentagem de radiação também aumenta progressivamente, sendo que, no local selecionado para a instalação do sistema fotovoltaico, a radiação solar incidente atinge 100% durante todo o ano, confirmando assim que o sistema fotovoltaico não será afetado pelo sombreamento do estabelecimento comercial.

Importante referir que, os dados climáticos utilizados neste estudo foram obtidos a partir da base de dados oficial disponibilizada pelo portal EnergyPlus, sendo este o portal indicado pelo software VirtoCad para aquisição de dados climáticos. Este portal fornece ficheiros meteorológicos no formato EPW, tendo sido considerado, para o presente estudo, a base de dados disponível em “Weather Data Download – Lisboa 085360 (INETI)”, desenvolvida por Ricardo Aguiar do Instituto Nacional de Engenharia, Tecnologia e Inovação (INETI), conforme especificado em (Aguiar & (INETI), 2005).

Em conclusão, a utilização combinada do software BricsCAD, com os plugins VirtoCad e Plex-Earth, revelou-se essencial para a análise topográfica e de radiação solar incidente, permitindo validar a viabilidade técnica do parque de estacionamento da Decathlon de Almada, para a implementação teórica do projeto, uma vez que, os resultados obtidos confirmam que o terreno apresenta baixa inclinação, disposição e orientação favorável dos lugares de estacionamento e exposição solar plena no local definido para a instalação do sistema fotovoltaico.

4 Dimensionamento do Sistema

O presente capítulo será focado no dimensionamento dos componentes elétricos essenciais para a implementação de uma estação de carregamento de veículos elétricos, integrando um sistema fotovoltaico com um sistema de armazenamento de energia elétrica em baterias. Esta abordagem é fundamental nesta fase para assegurar que o sistema seja eficiente, seguro e sustentável, por forma a atender adequadamente tanto às exigências energéticas atuais dos veículos elétricos, como para a crescente demanda energética pelo sector da mobilidade elétrica, como demonstrado anteriormente.

O sistema como um todo, desde o sistema fotovoltaico, sistema de armazenamento de energia até ao sistema de carregamento de VE, deverão ser dimensionados para garantir a máxima disponibilidade de energia, especialmente em períodos críticos, como horas de baixa produção solar e horas de ponta, que originam uma elevada demanda energética da rede de distribuição.

Na figura 16, realizada com recurso ao software BricsCAD, é demonstrada uma visualização gráfica da forma de ligação entre os diversos sistemas do projeto, sendo possível verificar a conexão à rede de distribuição de energia elétrica, através do gerador da unidade fabril, que por sua vez está conectado ao Quadro Geral de Baixa Tensão (QGBT) da unidade fabril e, conseqüentemente, está conectado ao Quadro 1, sendo este o ponto central para conexão de todos os sistemas do projeto.

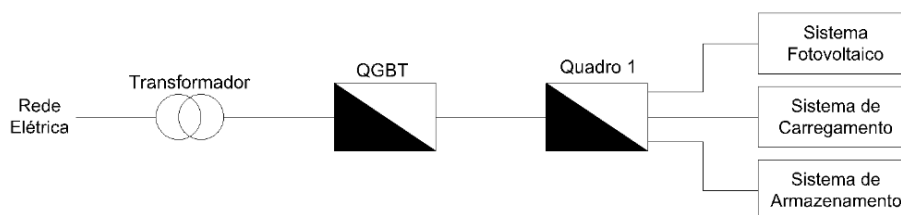


Figura 16 - Visualização gráfica do esquema geral do projeto

Uma vez que serão utilizados como referência diferentes modelos de veículos elétricos, cujas capacidades dos packs de baterias variam significativamente, de modo a satisfazer as necessidades de carregamento da maioria dos VE, é necessário, primeiramente, ter uma visão geral do cenário atual, no que toca as capacidades de armazenamento utilizada nos packs de baterias dos VE.

Com base no mencionado anteriormente, foi analisada uma tabela do estudo “Breakdown of battery electric car sales in selected countries and regions by segment, 2018-2023”, realizado pela IEA (2024), como se pode verificar na figura 17, sendo possível analisar de forma percentual de vendas de diversos modelo de VE em diferentes países e regiões, nomeadamente, China, Europa e Estados Unidos da América, de forma segmentada entre 2018 e 2023, com o intuito de definir a capacidade de armazenamento de energia, permitindo o início do dimensionamento deste presente projeto.

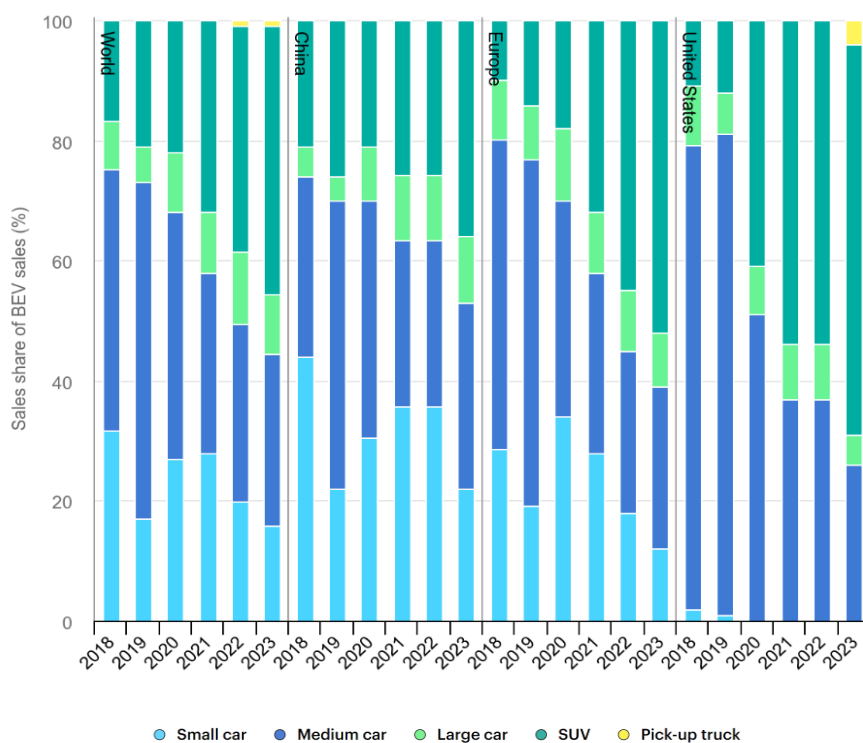


Figura 17 - Distribuição de forma segmentada das vendas de VE em países e regiões selecionados entre os anos 2018 e 2023

Para uma análise inicial do gráfico, é fundamental observar os principais padrões e tendências apresentados pelos dados, verificando-se, que ao longo do período, definido para o estudo apresentado, existiram diversas oscilações nos diferentes parâmetros definidos, principalmente uma tendência clara de crescimento do segmento de *Sport Utility Vehicle* (SUV), em detrimento dos veículos de menor porte.

Ponderando os dados a nível mundial e/ou a nível europeu, visto que a conclusão da análise gráfica é similar, verifica-se que os SUV registam um aumento progressivo da sua participação ao longo dos anos, tornando-se o segmento dominante na maioria das regiões até 2023. Em contrapartida, os carros pequenos, que detinham uma presença expressiva em 2018, perdem gradualmente relevância no mercado de veículos elétricos. Esta tendência é particularmente evidente na Europa, onde se observa uma transição progressiva da predominância de veículos compactos para modelos de maior porte.

Em síntese, o gráfico apresentado na figura 17, evidência a consolidação do modelo SUV como a principal escolha no mercado global de VE, refletindo uma alteração nas preferências dos consumidores e na oferta dos fabricantes, como referido anteriormente. Assim, estes dados refletem não apenas as dinâmicas de mercado, mas também as mudanças nas políticas de incentivo e nas estratégias de produção das marcas automóveis, acompanhando a evolução tecnológica e as exigências dos consumidores.

Veículos elétricos, como o Tesla Model Y, possuem um pack de baterias com capacidade que varia entre 57.5kWh a 75kWh, contudo, é importante referir que, existem também veículos elétricos mais citadinos com um curto alcance, como é o caso do Nissan Leaf, que possui uma capacidade de armazenamento menor, de apenas 37kWh. Num outro extremo, existem SUV elétricos, como o Tesla Model X ou o Mercedes-Benz EQS SUV, que possuem packs de bateria maiores, de 95kWh e 108.4kWh, respetivamente.

Nesta gama de packs de baterias com alta capacidade de armazenamento, mencionados anteriormente, existem também VE, como o Rivian R1S, com uma capacidade de até 128.9kWh, dependendo do modelo, e o mais recente veículo elétrico da Tesla, o Cybertruck,

cuja capacidade do pack de baterias pode alcançar os 120kWh. Contudo, estas capacidades de armazenamento não serão tidas em consideração para o dimensionamento do presente sistema, uma vez que, não representam a maioria dos VE em circulação atualmente, conforme demonstrado anteriormente.

Devido a esta elevada diversidade de capacidade de armazenamento, existe a necessidade de uniformizar e definir uma capacidade standard, que através da qual seja possível dimensionar o sistema de forma a dar resposta ao maior número de VE. Neste sentido e conforme demonstrado anteriormente na figura 17, é possível concluir que o modelo de VE mais vendido nos últimos anos foi o modelo SUV.

Assim, será tido como referência de capacidade de armazenamento do pack de baterias incorporado no SUV da Tesla, Model Y que para a versão Long Range Dual Motor possui uma capacidade de armazenamento de 75kWh.

De seguida serão demonstradas as especificações técnicas dos packs de baterias para os diversos modelos de VE mencionados acima, de acordo com as informações disponibilizadas no site EVspecs (2024).

Modelo	Tipo de Bateria	Capacidade Nominal [kWh]	Capacidade Utilizável [kWh]	Potência [kW]	Autonomia WLTP ¹ [km]	Eficiência WLTP ¹ [kWh/100km]	Peso [kg]
Nissan Leaf	Lithium-ion	40	37	110	285	16.6	1505
Model Y	NMC ²	78	75	255	600	15.5	1959
EQS SUV	Lithium-ion	115	108.4	330	603	20.5	2352
Model X	NMC ²	100	95	500	625	15.2	2805
Rivian R1S	Lithium-ion	135	128.9	620	505	24.7	2650
Cybertruck	NMC ²	123	120	622	515	NA	2995

Tabela 1 - Especificações técnicas dos packs de baterias para os diversos modelos de VE

WLTP¹: Worldwide Harmonized Light Vehicles Test Procedure

NMC²: Nickel Manganese Cobalt

Os valores apresentados para a autonomia e eficiência de cada um dos modelos de VE foram obtidos em condições de Teste de Energia Baixa (TEL - *Test Energy Low*), que se traduzem em um conjunto de condições de teste padronizadas em modo de máxima economia energética.

4.1 Sistema Fotovoltaico

Antes de iniciar o dimensionamento de um sistema fotovoltaico é necessário, inicialmente, ter conhecimento dos consumos que serão necessários suprir, considerado como referência a capacidade de armazenamento do pack de baterias do Tesla Model Y na versão Long Range Dual Motor, que possui uma capacidade de armazenamento de 75 kWh. Contudo, não será considerado um carregamento de 0% a 100%, serão considerados carregamentos de 20% a 80%, o que se traduz em um carregamento de 60% da capacidade total da bateria.

Foi considerado um carregamento entre estes valores com o intuito de preservar a vida útil das baterias dos VE, ou seja, serão considerados carregamentos de 45kWh, como se verifica em 3.

$$75kWh \times 60\% = 45kWh \quad (3)$$

A potência máxima de carregamento de um VE será limitada a 22kW trifásico, sendo possível carregar simultaneamente até 2 VE a 22kW cada, ou até 4 VE a 11kW cada, totalizando uma potência de carregamento de 44kW, assumindo um rendimento do

carregador de 90%, originando um consumo máximo de aproximadamente 49kW, como demonstrado em 4. Este tema será mais detalhado no próximo subcapítulo “4.4. Sistema de Carregamento”.

$$44\text{kW} \div 0.9 \approx 49\text{kW} \quad (4)$$

Neste sentido, o sistema fotovoltaico, deverá ser capaz de produzir mais do que 44kW, sendo considerado 60 kW de potência útil, por forma a suportar na totalidade a demanda por parte dos sistemas de carregamento e, ainda, ser possível recarregar o sistema de armazenamento de energia em simultâneo em alturas de excesso de produção de energia.

Com a potência útil definida e considerando o rendimento do sistema fotovoltaico 79,14%, conforme referido anteriormente por Zain Ul Abideen et al., (2019), o modelo de eficiência energética global de um sistema fotovoltaico baseia-se na eficiência de cada elemento constituinte desse sistema, nomeadamente, modulo fotovoltaico e inversor, o que equivale a uma potência instalada em módulos fotovoltaicos de aproximadamente 75kWp, conforme demonstrado em 5.

$$60\text{kW} \div 79,14\% \approx 75,82\text{kWp} \quad (5)$$

Com base nesta informação, é considerado que o sistema fotovoltaico será composto por 120 módulos fotovoltaicos de 640Wp totalizando uma potência instalada de 76,80kWp, como demonstrado em 6, considerando ainda que cada modulo fotovoltaico em condições NOCT possui uma tensão máxima de operação de aproximadamente 45V e uma corrente máxima de operação de 15.5A.

$$640\text{Wp} \times 120 = 76,80\text{kWp} \quad (6)$$

Estes módulos fotovoltaicos ao serem organizados em um total de 6 strings com 20 módulos conectados em serie, irão estar conectados ao inversor com uma tensão de 900V e uma corrente de 15.5A, como se pode observar em 7 e 8, respetivamente, uma vez que não será realizado nenhuma ligação em paralelo entre as strings. A corrente irá manter-se inalterada, o inversor deverá produzir 60kW à saída, suportando na totalidade o sistema de carregamento com um consumo máxima de 49kW, bem como carregar em simultâneo o sistema de armazenamento de energia com o excedente produzido.

$$20 \text{ (modulos conectados em serie)} \times 45\text{V} = 900\text{V} \quad (7)$$

$$1 \text{ (string conectada em paralelo)} \times 15.5\text{A} = 15.5\text{A} \quad (8)$$

Com o intuito de aumentar a eficiência do sistema fotovoltaico será considerado a instalação de um otimizador em cada um dos módulos fotovoltaicos, com a função de otimizar a produção individual de cada modulo e, conseqüentemente, de toda a string.

Por fim, o último componente do sistema fotovoltaico que falta dimensionar é o inversor, por forma a atingir os 60kW de potência útil conforme considerado anteriormente, mas também por questões de compatibilidade com o sistema de armazenamento de energia, sendo abordado em mais pormenor no próximo subcapítulo “4.3. Sistema de Armazenamento de Energia”, o inversor será de 100kW, sendo previsto uma potência de saída do inversor de aproximadamente 75kW em alturas de máxima produção energia, como indicado em 10.

$$\text{Potência instalada [kWp]} \times \eta_{\text{inversor}}[\%] = \text{Potência de saída [kW]} \quad (9)$$

$$76.8 \times 0.98 = 75.26\text{kW}$$

(10)

Na figura 18, retirada do site oficial Valente e Lopes Group, é ilustrado um exemplo de instalação dos módulos fotovoltaicos em uma estrutura metálica designada por Carport Solar. Este tema será abordado em mais pormenor no próximo subcapítulo “4.2. Instalação Mecânica”, o sistema como um todo estará instalado sobre e em redor de um parque de estacionamento proporcionando um espaço para estacionar e carregar os VE.



Figura 18 - Instalação de um sistema Carport Solar, executado por Valente e Lopes Group, no parque de estacionamento do estabelecimento do Continente em Proença-a-Nova

4.2 Instalação Mecânica

Conforme demonstrado na figura 15, a instalação mecânica deste projeto consiste essencialmente na implementação de um sistema Carport Solar, que desempenha diversas funções, como delimitar o espaço de estacionamento ou proporcionar uma cobertura para os veículos, contudo a função principal do Carport Solar é servir de suporte para o sistema fotovoltaico, sendo a sua utilização especialmente vantajosa quando utilizada para integrar soluções de sistemas fotovoltaicos com sistemas de carregamento de veículos elétricos e sistemas de armazenamento de energia.

O Carport Solar irá suportar um total de 120 módulos fotovoltaicos, considerando as dimensões de cada módulo fotovoltaico de 1,14 x 2,47m e as dimensões standard de um lugar de estacionamento para um veículo de 2,50 x 5,50m, a instalação será realizada ao longo de duas séries de 12 lugares de estacionamento frente a frente, totalizando 24 lugares de estacionamento, a estrutura do Carport Solar cobrirá toda a área desses 24 lugares.

Os 120 módulos fotovoltaicos serão organizados ao longo de 10 fileiras e 12 colunas, assegurando a cobertura total dos lugares de estacionamento. A estrutura do Carport Solar é constituída por secções menores, com dimensões de 5,85 x 7,50m, estando contabilizado nessas dimensões 15 módulos fotovoltaicos, terminais e intermédios para fixação dos módulos a estrutura metálica, sendo necessárias 8 secções para compor a instalação completa do Carport, garantindo que toda a área dos 24 lugares de estacionamento esteja coberta e que os módulos fotovoltaicos estejam adequadamente suportados.

A instalação do Carport Solar oferece várias vantagens que otimizam e aumentam a eficiência do projeto, sendo uma das vantagens proporcionada por este tipo de estruturas é

a proteção dos veículos estacionados contra intempéries como chuva, granizo, etc., além disso, ao utilizar o espaço de estacionamento existente para a instalação dos módulos fotovoltaicos, esta solução otimiza a utilização do espaço disponível, sem a necessidade de áreas adicionais para a instalação dos painéis solares. Outra vantagem que esta solução acarreta é facilitar a integração dos sistemas de carregamento de veículos elétricos com sistemas de fotovoltaicos e sistemas de armazenamento de energia, criando um ecossistema que otimiza a gestão energética, uma vez que a energia pode ser produzida, armazenada e consumida tudo num só espaço e sem depender da ligação a rede de distribuição de energia elétrica.

Nas figuras 19 e 20 é possível verificar a implementação da solução descrita anteriormente, com indicação das dimensões dos equipamentos em metros, sendo a figura 19 referente á implementação de apenas uma secção do sistema, enquanto a figura 20 ilustra a implementação do sistema na sua totalidade. Importante mencionar que esta implementação do sistema carport solar foi realizada com recurso ao software BricsCAD em conjunto com o plugin VirtoCAD.

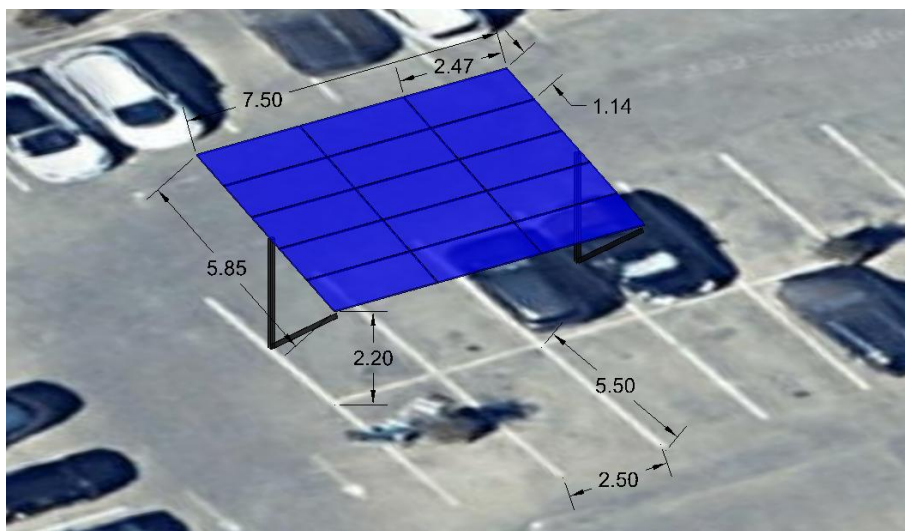


Figura 19 - Exemplo de implementação de uma secção do sistema Carport Solar, realizado com recurso ao software BricsCAD

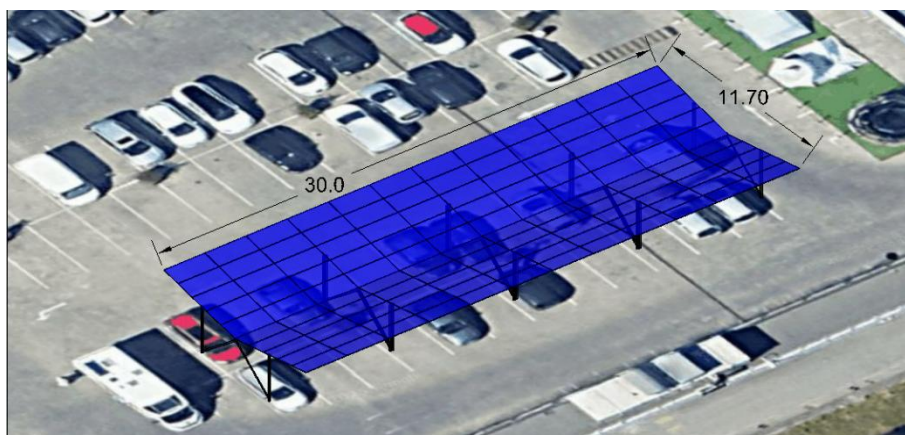


Figura 20 - Exemplo de implementação do sistema Carport Solar na sua totalidade, realizado com recurso ao software BricsCAD

4.3 Sistema de Armazenamento de Energia

Como referido anteriormente serão considerados carregamentos de 45kWh, para o dimensionamento do sistema de armazenamento de energia da estação de carregamento, considerando, ainda, as perdas ao longo do todo o percurso entre os packs de baterias individuais até ao sistema de carregamento.

Como é possível observar pelo esquema, serão consideradas perdas em todo o percurso entre os packs de baterias individuais do sistema de armazenamento de energia da estação de carregamento e os packs de baterias do VE que está conectado ao carregador de VE, considerando um rendimento total neste percurso de 87.23%, como demonstrado em 12.

$$\eta_{Barramento\ DC} \times \eta_{Inversor} \times \eta_{Carregador} = \eta_{Sistema} \quad (11)$$

$$98.5\% \times 98.4\% \times 90\% = 87.23\% \quad (12)$$

Considerando um carregamento de 45kWh e um rendimento global do sistema igual a 87.23% será necessário que o sistema de armazenamento de energia da estação de carregamento forneça o equivalente a aproximadamente 51.59kWh, conforme indicado na equação 13, por forma a realizar um carregamento de um VE.

$$45\text{ kWh} \div 87.23\% \approx 51.59\text{ kWh} \quad (13)$$

O intuito do sistema de armazenamento será suportar o carregamento de no mínimo 3 VE de forma independente, considerando que será necessário 51.59kWh para o carregamento de cada um dos VE. O sistema de armazenamento deverá possuir no mínimo 154.77kWh, conforme demonstrado na equação 14.

$$51.59\text{ kWh} \times 3 = 154.77\text{ kWh} \quad (14)$$

Contudo, como o objetivo do desenvolvimento do presente projeto é de implementação prática, é necessário dimensionar o sistema de armazenamento de acordo com as capacidades das baterias disponíveis no mercado. Neste sentido, por forma a garantir o exposto no ponto anterior, serão consideradas 12 baterias conectadas em serie, sendo que a tensão de operação de cada bateria será de 57.6V a 280Ah traduzindo-se numa capacidade de armazenamento individual de 16.13kWh conforme indicado na equação 16, totalizando um sistema de armazenamento de aproximadamente 193.5kWh com uma tensão de operação de 691.2V a 280Ah, conforme indicado nas equações 17 e 18, respetivamente.

$$V \times Ah = Wh \quad (15)$$

$$57.6\text{ V} \times 280\text{ Ah} \approx 16.13\text{ kWh} \quad (16)$$

$$16.13\text{ kWh} \times 12 = 193.54\text{ kWh} \quad (17)$$

$$57.6\text{ V} \times 12 = 691.2\text{ V} \quad (18)$$

Um sistema de armazenamento com esta capacidade será capaz de suportar o carregamento de 3 VE nas condições definidas anteriormente e conforme o pretendido, sendo ainda capaz, de carregar parcialmente mais um quarto VE. O sistema de armazenamento estará conectado a um data logger, equipamento que permite ao sistema de armazenamento de energia comunicar com o inversor do sistema fotovoltaico e com um sensor de potência inteligente, instalado no ramal proveniente do QGBT que alimenta o Quadro 1.

O data logger é um equipamento que estabelece uma comunicação, através do protocolo RS485, entre os diversos equipamentos presentes no sistema, esta comunicação é essencial para que o sistema de armazenamento de energia possa descarregar quando o sistema fotovoltaico não for capaz de suportar a demanda de energia por parte do sistema de carregamento ou possa carregar quando o sistema fotovoltaico produza energia excedente.

O sensor de potência inteligente instalado no ramal que alimenta o quadro 1 analisa em tempo real os consumos do mesmo e transmite esta informação ao sistema de armazenamento de energia, possibilitando que este possa carregar ou descarregar minimizando ao máximo o consumo de energia da rede de distribuição de energia elétrica.

Na figura 21, retirada do site oficial da Huawei Technologies, é possível visualizar o interior de um sistema de armazenamento de energia, com todos os componentes mencionados anteriormente. Importante mencionar que esta imagem foi publicada oficialmente pela empresa Huawei Technologies Co., Ltd., do interior do seu sistema de armazenamento de energia elétrica, sendo este o modelo “Huawei Luna2000-200kWh-2h1-02”.



Figura 21 - Interior do sistema de armazenamento de energia, modelo Huawei Luna2000-200kWh-2h1-02

4.4 Sistema de Carregamento

O dimensionamento do sistema de carregamento de VE será realizado de acordo com o estabelecido pelo Guia Técnico das Instalações Elétricas para a Alimentação de Veículos Elétricos, elaborado pela Comissão Técnica de Normalização Eletrotécnica - CTE 64 3ª edição, sendo o documento orientador para a realização do dimensionando do sistema de carregamento do presente projeto.

Neste sentido será considerado o modo de carregamento de acordo com o descrito no guia no ponto “2.1.8.4 Modo de carga 4”, e sendo a forma de conexão entre o VE e o posto de carregamento descrito no caso C, conforme demonstrado anteriormente na figura 6, onde a ligação do VE à instalação de alimentação em corrente alternada é realizada por intermédio de um cabo de carga que inclui o conetor móvel do VE que encontra-se ligado em permanência à instalação (Comissão Técnica de Normalização Eletrotécnica - CTE 64, 2023).

Conforme referido anteriormente, serão considerados carregamentos de 45kWh através de um sistema de carregamento com uma potência máxima de 22kW trifásico, considerado um carregamento lento. Para um veículo com um pack de baterias com uma capacidade máxima de armazenamento de 75kWh, espera-se que seja possível carregar este pack de baterias dos 20% aos 80% em aproximadamente de 2 horas, conforme demonstrado pela equação 20.

$$\text{Energia [kWh]} \div \text{Potência [kW]} = \text{Tempo de carregamento [h]} \quad (19)$$

$$45 \text{ kWh} \div 22\text{kW} \approx 2\text{h} \quad (20)$$

O sistema de carregamento contará com quatro postos de carregamento, todos com a capacidade de operar a 22kW. Estes carregadores serão instalados em pedestais metálicos próprios, devidamente preparados para suportar os equipamentos, sendo que estes mesmos serão posicionados entre as duas fileiras de estacionamento, permitindo a utilização do carregador independentemente do lado em que o veículo elétrico esteja estacionado. Desta forma, cada carregador poderá servir dois lugares de estacionamento individualmente.

A escolha de instalar os carregadores ao centro tem como objetivo facilitar a instalação do sistema como um todo, bem como otimizar a passagem dos cabos entre o quadro de alimentação e os carregadores. Com esta disposição central, é possível alimentar cada um dos carregadores de forma independente através de um único caminho de cabos central, simplificando a infraestrutura elétrica necessária.

No entanto, o sistema está dimensionado de forma a garantir que a potência total de carregamento nunca ultrapasse os 44kW. Isto significa que, apenas dois dos carregadores podem funcionar simultaneamente a 22kW cada, caso um terceiro ou quarto carregador entre em operação, será necessário reduzir a potência de carregamento de todo o sistema.

Este ajuste da potência de carregamento será realizado em tempo real através de uma solução designada por balanceamento de carga ativo, que muitos carregadores modernos já possuem integrada. Para implementar esta solução, é necessário conectar todos os carregadores entre si, utilizando um cabo de comunicação ou uma conexão wireless. Após a conexão dos carregadores, define-se a potência máxima de carregamento individual e a potência máxima disponível para o sistema, limitando assim a potência total consumida caso mais de dois carregadores estejam operando simultaneamente.

O balanceamento de carga ativo permite uma gestão eficiente e segura da distribuição de energia, evitando sobrecargas no sistema e garantindo uma utilização equilibrada dos recursos disponíveis. Além disso, a capacidade de ajustar a potência de carregamento conforme a necessidade dos utilizadores proporciona flexibilidade e otimização no uso do sistema de carregamento, possibilitando a utilização da infraestrutura por múltiplos veículos simultaneamente.

4.5 Cablagem e Equipamentos de Proteção

Neste subcapítulo, será apresentado o dimensionamento de toda a cablagem, bem como dos equipamentos de proteção, o dimensionamento será realizado cumprindo as orientações da RTIEBT, bem como o Guia Técnico das Instalações Elétricas para a Alimentação de Veículos Elétricos.

Uma vez que o presente projeto de dimensionamento de uma estação de carregamento de veículos elétricos com apoio de sistema fotovoltaico e armazenamento em baterias, tem um intuito académico e não sendo um projeto para execução real, é necessário ter em considerações certos parâmetros da instalação envolventes. Neste sentido serão tomadas as seguintes considerações em relação as instalações existentes na qual todo o novo sistema está conectado.

É um estabelecimento comercial que possui o seu próprio posto de transformação (PT) onde está instalado um transformador de 1000kVA e um QGBT que alimenta todos os quadros subsequentes e onde o Quadro 1 do presente projeto será conectado.

Importante enfatizar que o transformador não opera a potência máxima, existindo uma margem de potência de 50kVA disponível para alimentação dos postos de carregamento de VE, por forma a evitar uma demanda de potência ao transformador superior a estipulada.

Será considerado também que para todos os troços as condicionantes serão as seguintes, temperatura ambiente de 30°C para as canalizações instaladas ao ar, de acordo com o quadro 52-D1, temperatura do solo de 20°C para as canalizações enterradas, de acordo com o quadro 52-D2, em nenhum troço haverá agrupamento de cabos, de acordo com os quadros 52-E1 e 52-E2 e ainda que o solo possui uma resistividade térmica igual a 1k.m/W, considerando que é um terreno seco composto maioritariamente por argila e calcário, de acordo com o quadro 52-E6, garantindo assim que os fatores de correção, para todos os troços da instalação, serão sempre igual a 1.

Na figura 22, realizada com recurso ao software BricsCAD, é representado em um esquema ilustrando a forma como os diversos sistemas do projeto estarão conectados entre si e com a unidade fabril, através do QGBT, que esta conectado ao transformador da unidade fabril que, por sua vez, é alimentado pela rede elétrica, sendo também demonstrados os troços que serão dimensionados, bem como as distâncias consideradas para cada troço da instalação.

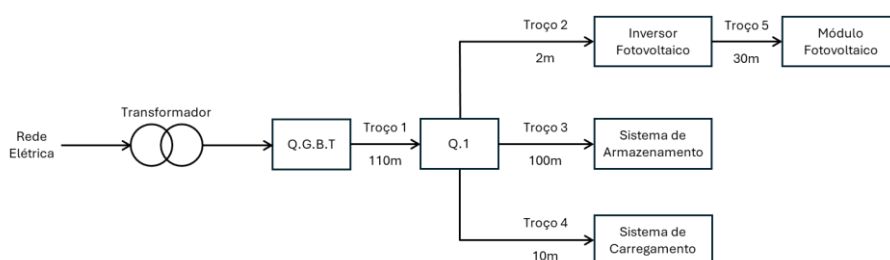


Figura 22 - Esquema de blocos do projeto

Partindo com estes pressupostos, a primeira etapa do dimensionamento do sistema é dimensionar a canalização proveniente do QGBT que irá alimentar o Quadro 1. Neste sentido será considerado que para o troço 1 o condutor seguirá no interior de um tubo enterrado numa vala, de acordo com o quadro 52H da RTIEBT, considerando que a referência 61 é a que mais se adequa a esta instalação, sendo o método de referência D o indicado.

Seguindo para o quadro 52-C30, que indica a corrente máxima admissível, em amperes, para o método de referência D, verificamos que para um cabo multicondutor revestido em policloreto de vinilo (PVC) com 3 condutores ativos, com uma secção igual a 95mm² capaz de conduzir 256A, sendo necessário verificar se este condutor é adequado para esta instalação, bem como que as características de funcionamento dos dispositivos de proteção contra as sobrecargas devem satisfazer, às seguintes condições:

$$I_B \leq I_N \leq I_Z \quad (21)$$

$$I_2 \leq 1.45 \times I_Z \quad (22)$$

Onde:

I_B é a corrente de serviço do circuito, em amperes;

I_Z é a corrente admissível na canalização, em amperes;

I_N é a corrente estipulada do dispositivo de protecção, em amperes;

I_2 é a corrente convencional de funcionamento, em amperes.

Sendo que na prática I_2 é igual:

À corrente de funcionamento, no tempo convencional, para os disjuntores;

À corrente de fusão, no tempo convencional, para os fusíveis do tipo gG.

Uma vez que será utilizado um disjuntor como equipamento de proteção neste troço, é possível considerar que $I_N = I_2$, sendo apenas necessário confirmar a condição expressa em 21, como se verifica abaixo.

$$\frac{P [W]}{U_c [V]} = I [A] \quad (23)$$

$$\frac{100\,000W}{\sqrt{3} \times 400V} \approx 144.3A \quad (24)$$

$$144.3 \leq 160 \leq 256 \quad (25)$$

Verificasse assim, que o cabo de $95mm^2$ é capaz de suportar a corrente de serviço e conforme especificado pelo fabricante, este cabo possui um diâmetro exterior igual a 44,6mm, assim será utilizado um tubo corrugado de 110mm, com um diâmetro interior de 95mm, para passagem do cabo, sendo protegido por um disjuntor de 160A instalado no QGBT, cumprindo com os requisitos estipulados pela RTIEBT.

Foi considera uma potência de 100kW para esta ligação, uma vez que os inversores do sistema de armazenamento de energia e do sistema fotovoltaico, tem uma potência de saída de 100kW, sendo assim possível, numa situação de total inutilização do sistema de carregamento, o sistema fotovoltaico e ou o sistema de armazenamento de energia alimentarem o estabelecimento comercial, deste modo, o condutor que realiza a ligação entre estes sistemas e o Quadro 1 devera ser o mesmo que realiza a conexão entre o QGBT e o Quadro 1.

Para a conexão entre o Quadro 1 e o sistema de armazenamento de energia será utilizado o mesmo tubo corrugado, uma vez que o cabo também seguirá enterrado no troço 3. Contudo, para a conexão ao sistema fotovoltaico o cabo seguirá em calha técnica metálica modelo LKM60100, com 64mm de altura e 100mm de largura, como se pode verificar no anexo 14 no ponto "Calha Técnica Metálica LKM60100", sendo fixada na estrutura metálica do carport.

Assim para a parte AC do sistema faltar apenas dimensionar o condutor que parte do Quadro 1 e alimenta os postos de carregamento, o cabo seguirá nas mesmas condições descritas anteriormente. Assim sendo, para suportar uma potência de 22kW, o condutor deverá ser de $4mm^2$ capaz de conduzir uma corrente de 44A, sendo protegido por um disjuntor de 32A, como se pode verificar pelas seguintes equações. Outra solução que poderia ter sido adotada, seria a utilização um condutor com uma secção de $6mm^2$ e uma proteção de 40A, não foi optado por esta solução, uma vez que a solução normalizada, para o carregamento de VE a 22kW é utilizar-se como equipamento de proteção um disjuntor de 32A, uma vez que o equipamento de proteção esta preparado para funcionamento em continuo.

$$\frac{22000W}{\sqrt{3} \times 400V} \approx 31.8A \quad (26)$$

$$31.8 \leq 32 \leq 44 \quad (27)$$

Para este troço será utilizado um tubo corrugado de 40mm, com um diâmetro interior de 32mm, concluindo, assim, o dimensionamento da canalização e dos equipamentos de proteção para o circuito CA.

Estando em falta o dimensionamento da canalização e equipamentos de proteção para o circuito CC, neste sentido e conforme o indicado no subcapítulo anterior “4.1. Sistema Fotovoltaico” podemos considerar que no circuito CC iremos ter uma intensidade de corrente de 15.5A e uma tensão de 900V, como o sistema fotovoltaico será instalado por cima da estrutura de Carport toda a canalização elétrica deverá ser passada em condutas retangulares montadas a vista, como calhas técnicas metálicas perfuradas, servindo como suporte e proteção mecânica contra intempéries para a canalização elétrica.

Neste sentido e seguindo os mesmos passos demonstrados anteriormente, para este tipo de instalação de acordo com o quadro 52H da RTIEBT temos que a referência 3 é a que mais se adequa a esta instalação, sendo o método de referência B o indicado, uma vez que os condutores CC que conectam os módulos fotovoltaicos ao inversor são condutores isolados.

Seguindo para o quadro 52-C1, que indica as correntes admissíveis, em amperes, tratando-se de condutores com isolamento PVC, com dois condutores carregados, de Cobre, considerando que a temperatura da alma condutora é de 70°C e que a temperatura ambiente é de 30°C, verifica-se que para o método de referência B, um condutor com uma secção igual a $2,5mm^2$ capaz de conduzir 24A. Contudo uma vez que os módulos fotovoltaicos possuem um cabo acoplado de $4mm^2$, para manter uma uniformidade em toda a instalação será mantido a mesma secção de cabo, sendo capaz de conduzir 32A e possui um diâmetro exterior de 6mm, sendo utilizado uma calha técnica metálica modelo LKM40040, com 44mm de altura e 40mm de largura, como se pode verificar no anexo 13, esta calha é capaz de acomodar todos os cabos do sistema fotovoltaico.

Uma vez que neste troço da instalação será utilização um fusível gG de 20A como equipamento de proteção, é necessário verificar que a corrente de fusão, no tempo convencional (I_2) é inferior a corrente admissível na canalização vezes 1.45, com demonstrado na equação 22, sendo considerado que I_2 é obtido pela seguinte equação:

$$I_2 = k_2 \times I_N \quad (28)$$

Onde $k_2 = 1.6$, o que significa que a corrente de fusão no tempo convencional para fusíveis gG é definido para 1,6 vezes a corrente nominal durante 1 hora.

$$15.5 \leq 20 \leq 32 \quad (29)$$

$$1.6 \times 20 \leq 1.45 \times 32 \quad (30)$$

$$32 \leq 46.4 \quad (31)$$

Para finalizar o dimensionando da canalização é necessário definir o esquema de ligação à terra, uma vez que não é possível confirmar de facto qual é o esquema de ligação a terra utilizado no estabelecimento comercial da Decathlon de Almada. Para fins académicos foi considerado o esquema do tipo TN-S, como esquema de ligação a terra para o estabelecimento comercial, uma vez que este tipo de esquema de ligação a terra é o mais comum tanto em residências, como em estabelecimentos comerciais em Portugal.

Com base no descrito na RTIEBT o esquema TN tem um ponto ligado diretamente à terra, estando as massas da instalação ligadas a esse ponto por meio de condutores de proteção, de acordo com a disposição do condutor neutro e do condutor de proteção, consideram-se os três tipos de esquemas TN. Contudo conforme mencionado anteriormente, para o estabelecimento comercial é considerado o esquema TN-S, onde um condutor de proteção é distinto do condutor neutro, possuindo funções diferentes e sendo utilizado na totalidade do esquema, conforme demonstrado na figura 23, realizada com recuso ao software BricsCAD.

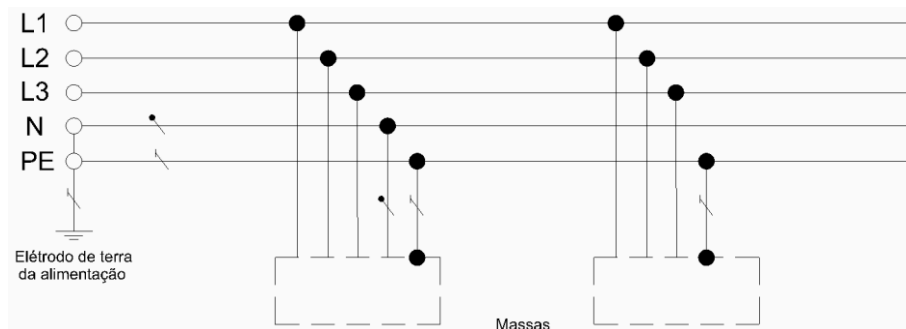


Figura 23 - Condutores neutro e de proteção separados em toda a instalação

Para os troços da instalação onde os condutores ativos não possuem uma secção superior a 16mm^2 o condutor de proteção (PE) terá a mesma secção que os condutores ativos, conforme indicado na RTIEBT, enquanto para os troços da instalação em que a secção dos condutores ativos é superior a 16mm^2 a secção do condutor PE pode ser reduzida a metade da secção dos condutores ativos, ou seja, para o troço entre o QGBT e o Quadro 1 e para as ligações entre o Quadro 1 e o sistema fotovoltaico e o sistema de armazenamento de energia, como se verifica na expressão 33, o condutor PE terá uma secção de 50mm^2 conforme demonstrado em 33.

$$16\text{mm}^2 < 95\text{mm}^2 \quad (32)$$

$$95\text{mm}^2 \div 2 \approx 50\text{mm}^2 \quad (33)$$

Para o troço 4, entre o Quadro 1 e os carregadores de VE, o condutor PE terá uma secção de 4mm^2 o que também acontece para a conexão entre o inversor do sistema fotovoltaico e os módulos fotovoltaicos, o condutor PE terá uma secção de 4mm^2 , como demonstrado em 34.

$$16\text{mm}^2 \geq 4\text{mm}^2 \quad (34)$$

4.6 Queda de Tensão

A queda de tensão em instalações elétricas representa a diferença de potencial entre a origem da instalação e os pontos de consumo, resultante da resistência e reatância dos condutores elétricos. Este fenómeno pode influenciar o desempenho dos equipamentos e a eficiência do sistema no geral, sendo essencial garantir que a queda de tensão seja o mínimo possível e mantenha-se dentro dos limites regulamentares.

Neste subcapítulo, serão demonstrados os cálculos para obtenção da queda de tensão nos diferentes troços da instalação, nomeadamente:

- Troço 1 – Entre o QGBT e o Quadro 1
- Troço 2 – Entre o Quadro 1 e o sistema fotovoltaico
- Troço 3 – Entre o Quadro 1 e o sistema de armazenamento de energia
- Troço 4 – Entre o Quadro 1 e o sistema de carregamento de VE
- Troço 5 – Entre o inversor do sistema fotovoltaico e a caixa de fusíveis

Na figura 24, realizada com recurso ao software BricsCAD, é representado de forma esquemática as distâncias de cada troço mencionado acima, bem como os equipamentos de proteção e a cablagem de acordo com o dimensionamento realizado anteriormente.

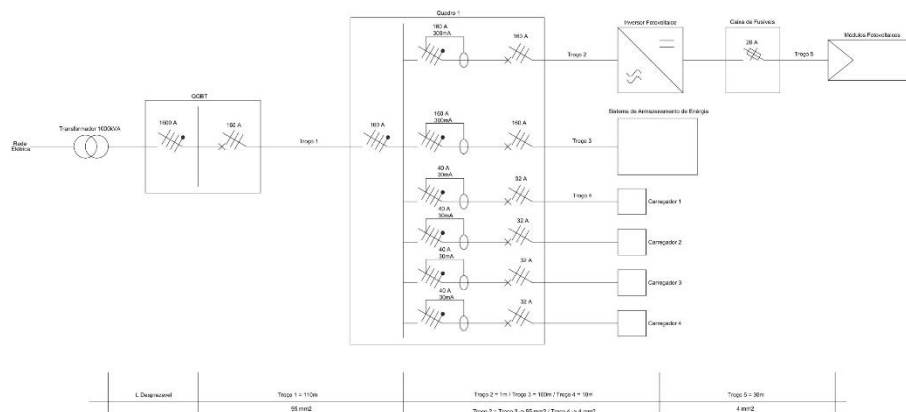


Figura 24 - Representação esquemática da instalação com distâncias, seções e equipamentos de proteção

A queda de tensão entre o transformador e o QGBT será desconsiderada, uma vez que o QGBT está localizado no interior do PT, tornando a distância dessa ligação desprezável.

A queda de tensão em cada troço da instalação é calculada conforme demonstrado na equação 35:

$$u = b \times \left(\rho_1 \times \frac{L}{S} \times \cos\varphi + \lambda \times L \times \operatorname{sen}\varphi \right) \times I_b \quad (35)$$

Sendo a queda de tensão em percentagem obtida pela seguinte equação:

$$\Delta u = \frac{u}{U_0} \times 100 \quad (36)$$

Uma vez que para toda a instalação serão utilizados condutores de cobre com isolamento em PVC, o valor de ρ_1 é dado pela seguinte equação:

$$\rho_1 = 1,20 \times \rho_{20} \quad (37)$$

Onde ρ_{20} é igual a $18,51 \times 10^{-3} \Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$ conforme o exposto na norma (IEC 60909-0, 2001), publicada pela IEC.

Será considerado que para toda a instalação o fator de potência é igual a 1, o que significa que $\cos\varphi=1$ e, portanto, $\operatorname{sen}\varphi=0$.

Por forma a realizar o dimensionamento para o troço 1, é necessário definir a distância desta ligação, neste sentido será considerado uma distância de 110m assim temos que a queda de tensão é igual a:

$$u_1 = 1 \times \left(1,20 \times 18,51 \times 10^{-3} \times \frac{110}{95} \times 1 \right) \times 144,3 \approx 3,71 \text{ V} \quad (38)$$

Em percentagem:

$$\Delta u_1 = \frac{3,71}{230} \times 100 \approx 1,61\% \quad (39)$$

No troço 2, será considerado uma distância de ligação de 2m, uma vez que o Quadro 1 está instalado na estrutura do carport, bem como todo o sistema fotovoltaico. Neste sentido a queda de tensão para este troço é:

$$u_2 = 1 \times \left(1,20 \times 18,51 \times 10^{-3} \times \frac{2}{95} \times 1\right) \times 144,3 \approx 0,03 \text{ V} \quad (40)$$

Em percentagem:

$$\Delta u_2 = \frac{0,03}{230} \times 100 \approx 0,01\% \quad (41)$$

Para o troço 3, será considerada uma distância de 100m, uma vez que o sistema de armazenamento se encontra instalado próximo da estrutura do carport, mas não imediatamente abaixo, seguindo as recomendações do fabricante, neste sentido a queda de tensão para este troço é:

$$u_3 = 1 \times \left(1,20 \times 18,51 \times 10^{-3} \times \frac{100}{95} \times 1\right) \times 144,3 \approx 3,37 \text{ V} \quad (42)$$

Em percentagem:

$$\Delta u_3 = \frac{3,37}{230} \times 100 \approx 1,47\% \quad (3)$$

No troço 4, será considerado o carregador mais afastado do Quadro 1, estando a uma distância de 10m, neste sentido a queda de tensão para este troço é:

$$u_4 = 1 \times \left(1,20 \times 18,51 \times 10^{-3} \times \frac{10}{4} \times 1\right) \times 31,8 \approx 1,77 \text{ V} \quad (44)$$

Em percentagem:

$$\Delta u_4 = \frac{1,77}{230} \times 100 \approx 0,77\% \quad (45)$$

Por último, no troço 5 será considerado uma distância de 30m, sendo a distância da string mais afastada do quadro de fusíveis, é importante enfatizar que neste troço a proteção é realizada por meio de fusíveis CC, neste sentido a queda de tensão para este troço é:

$$u_5 = 1 \times \left(1,20 \times 18,51 \times 10^{-3} \times \frac{30}{4} \times 1\right) \times 15,5 \approx 2,58 \text{ V} \quad (46)$$

Em percentagem:

$$\Delta u_5 = \frac{2,58}{230} \times 100 \approx 1,12\% \quad (47)$$

Por fim, podemos calcular a queda de tensão total do sistema para os diversos cenários, somando as quedas de tensão ao longo dos diversos troços, conforme demonstrado abaixo.

Para o percurso onde a energia é proveniente do QGBT irá abastecer os VE teremos uma queda de tensão total do sistema de:

$$\Delta u_{14} = \Delta u_1 + \Delta u_4 = 1,61 + 0,77 \approx 2,38\% \quad (48)$$

No caso da energia que alimenta os VE, seja proveniente do sistema de armazenamento de energia, a queda de tensão total do sistema será de:

$$\Delta u_{34} = \Delta u_3 + \Delta u_4 = 1,47 + 0,77 \approx 2,24\% \quad (49)$$

No cenário em que a energia é proveniente do sistema fotovoltaico, a queda de tensão total do sistema será de:

$$\Delta u_{245} = \Delta u_2 + \Delta u_4 + \Delta u_5 = 0,01 + 0,77 + 1,12 \approx 1,90\% \quad (50)$$

Existe ainda a possibilidade de o sistema fotovoltaico alimentar o sistema de armazenamento de energia, neste cenário a queda de tensão total do sistema será de:

$$\Delta u_{235} = \Delta u_2 + \Delta u_3 + \Delta u_5 = 0,01 + 1,47 + 1,12 \approx 2,60\% \quad (51)$$

Por último, para o cenário em que a energia circula entre o sistema de armazenamento de energia e o QGBT, tanto no caso de carga ou de descarga do sistema de armazenamento, teremos uma queda de tensão total do sistema de:

$$\Delta u_{13} = \Delta u_1 + \Delta u_3 = 1,61 + 1,47 \approx 3,08\% \quad (52)$$

A queda de tensão é um fator crítico no desempenho das instalações elétricas, devendo ser mantida dentro dos limites estabelecidos para garantir a eficiência e segurança do sistema, através do correto dimensionamento dos condutores e da minimização das distâncias entre os componentes

De acordo com a RTIEBT, a queda de tensão máxima admissível, segundo o quadro 52O, alínea B, para instalações alimentadas a partir de um posto de transformação MT/BT, na categoria "outros usos", é de 8%.

Os cálculos efetuados demonstram que a queda de tensão real para qualquer trecho da instalação mantém-se abaixo do limite estipulado, assegurando a conformidade com as normas regulamentares e cumprindo com os requisitos técnicos.

4.7 Corrente de Curto Circuito Máxima

Dando continuidade ao dimensionamento da instalação elétrica, este subcapítulo é dedicado ao cálculo da corrente de curto-circuito trifásico simétrico para os principais trechos do sistema, conforme definido anteriormente, o correto dimensionamento dos dispositivos de proteção requer a avaliação rigorosa da corrente de curto-circuito máxima (I_k) em cada ponto da instalação, permitindo a seleção de aparelhos com poder de corte (P_{DC}) adequado, garantindo que, para cada trecho, a I_k seja inferior ou, no limite, igual ao P_{DC} do equipamento de proteção instalado, ou seja, $I_k \leq P_{DC}$.

Para este efeito, recorreu-se ao método das impedâncias, onde a I_{CC} é calculada em função da tensão nominal do sistema, do fator de tensão e da impedância equivalente até ao ponto de curto-circuito, conforme demonstrado na expressão 53:

$$I_k = \frac{c \times U_n}{\sqrt{3} \times Z_k} \quad (53)$$

Assume-se a ocorrência de curto-circuito trifásico simétrico no início de cada trecho, sendo este o cenário mais crítico, para simular a condição de curto-circuito máximo, foi considerado um fator de tensão $c = 1.1$ e a impedância Z_k , será a impedância à temperatura de 20°C, por ser esta a condição mais conservadora em termos de resistência elétrica.

No trecho 1, entre o QGBT e o Quadro 1, uma vez que o transformador está bastante próximo do QGBT, a impedância a montante que será considerada, será na prática, a impedância do transformador, ou seja $Z_T = Z_k$.

Será considerado um transformador da marca EFACEC de 1000kVA, com as seguintes características:

$$\begin{aligned} U_r &= 420 \text{ V} \\ u_{kr} &= 4,5\% \\ S_r &= 1000 \text{ kVA} \\ I_r &= 1375 \text{ A} \\ P_{kr} &= 10200 \text{ W} \end{aligned}$$

Com base nestes dados e para podermos calcular a corrente de curto-circuito para o trecho 1, é necessário inicialmente calcular a impedância deste trecho.

A impedância é calculada com base na impedância a montante, sendo neste caso a impedância do transformador, obtida conforme demonstrado em 54:

$$Z_T = \frac{u_{kr}}{100} \times \frac{U_r^2}{S_r} \quad (54)$$

$$Z_T = \frac{4,5}{100} \times \frac{420^2}{1000 \times 10^3} \quad (55)$$

$$Z_T = Z_k = 0,0079 \Omega \quad (56)$$

Com a impedância do transformador calculado, podemos calcular a impedância total do trecho 1 com base na seguinte equação:

$$Z_k = \sqrt{R_k^2 + X_k^2} \quad (57)$$

Onde R_k e X_k são calculados da seguinte forma:

$$\begin{cases} R_k = R_c + R_T \\ X_k = X_c + X_T \end{cases} \quad (58)$$

Sendo R_T e X_T a impedância a montante, neste caso obtidas com base na impedância do transformador, conforme as seguintes equações:

$$Z_T = \begin{cases} R_T = \frac{P_{kr}}{3 \times I_r^2} \\ X_T = \sqrt{Z_T^2 - R_T^2} \end{cases} \quad (59)$$

Enquanto R_c e X_c são características específicas do condutor, normalmente dada pelo fabricante, contudo caso estes valores não sejam disponibilizados pelo fabricante podem ser calculados, como demonstrado em 60:

$$Z_c = \begin{cases} R_c = \frac{\rho_{20} \times L}{S} \\ X_c = \text{Resistência do Condutor } [\Omega/m] \times L \end{cases} \quad (60)$$

Considerando que para o cálculo da reactância, em cabos multicondutores de cobre com uma secção de 95 mm^2 é assumido terem o valor de $0,206 \Omega/km$, de acordo com o fabricante Alcobre, como se pode verificar no datahseet que se encontra no anexo 8 "Cabo RZ1-K (AS)", importante mencionar que durante a seleção do tipo de cabo foi tido em consideração a instalação do cabo no interior do estabelecimento comercial, seria também possível considerar a instalação de outro tipo de cabo, como por exemplo, do tipo XV que é mais

indicado para instalações exteriores, contudo o facto do cabo RZ1-K possuir a característica de ser isento de halogénio faz com que seja o mais indicado para o presente projeto, assim temos que a impedância total para o troço 1 é igual a:

$$Z_T = \begin{cases} R_T = \frac{10200}{3 \times 1375^2} \approx 0,0018 \Omega \\ X_T = \sqrt{0,0079^2 - 0,0018^2} \approx 0,0077 \Omega \end{cases} \quad (61)$$

$$Z_C = \begin{cases} R_C = \frac{18,51 \times 10^{-3} \times 400}{95} \approx 0,078 \Omega \\ X_C = 0,206 \times 10^{-3} \times 400 \approx 0,082 \Omega \end{cases} \quad (62)$$

$$Z_k = \sqrt{(0,0018 + 0,078)^2 + (0,0077 + 0,082)^2} \approx 0,1201 \Omega \quad (63)$$

Por fim é possível calcular a corrente de curto-circuito para este troço, utilizando a expressão 53, conforme demonstrado em 64:

$$I_k = \frac{1,1 \times 400}{\sqrt{3} \times 0,1201} = 2,12 \text{ kA} \quad (64)$$

Para calcular a corrente de curto-circuito para o troço 2, o processo é semelhante ao anterior, é necessário primeiro calcular a impedância total deste troço, com base na impedância a montante, neste caso a impedância do troço 1 conforme calculado anteriormente.

Assim a impedância do condutor para o troço 2, com um comprimento de 2m e uma secção de 95mm², é dada por:

$$Z_C = \begin{cases} R_C = \frac{18,51 \times 10^{-3} \times 2}{95} \approx 0,00039 \Omega \\ X_C = 0,206 \times 10^{-3} \times 2 \approx 0,00041 \Omega \end{cases} \quad (65)$$

Sabendo que a impedância a montante é igual a:

$$Z_Q = \begin{cases} R_Q = 0,0018 + 0,078 = 0,0798 \Omega \\ X_Q = 0,0077 + 0,082 = 0,0897 \Omega \end{cases}$$

A impedância total para o troço 2 é igual a:

$$Z_k = \sqrt{(0,00039 + 0,0798)^2 + (0,00041 + 0,0897)^2} \approx 0,1206 \Omega \quad (66)$$

Com o valor da impedância total do troço 2 calculada, é possível calcular a corrente de curto-circuito para este troço:

$$I_k = \frac{1,1 \times 400}{\sqrt{3} \times 0,1206} = 2,11 \text{ kA} \quad (67)$$

Para o troço 3 o processo é idêntico ao realizado anteriormente, inicia-se pelo cálculo da impedância para este troço com base na impedância a montante, neste caso, a impedância do troço 1, uma vez que o troço 3 também tem origem no Quadro 1, assim temos que a impedância do condutor para o troço 3 é:

$$Z_c = \begin{cases} R_c = \frac{18,51 \times 10^{-3} \times 100}{95} \approx 0,0195 \Omega \\ X_c = 0,206 \times 10^{-3} \times 100 \approx 0,0206 \Omega \end{cases} \quad (68)$$

Sabendo que a impedância a montante é igual a:

$$Z_Q = \begin{cases} R_Q = 0,00039 + 0,0798 = 0,0802 \Omega \\ X_Q = 0,00041 + 0,0897 = 0,0901 \Omega \end{cases}$$

A impedância total para o troço 3 é igual a:

$$Z_k = \sqrt{(0,0195 + 0,0802)^2 + (0,0206 + 0,0901)^2} \approx 0,1490 \Omega \quad (69)$$

Com o valor da impedância total do troço 3 calculada, é possível calcular a corrente de curto-circuito para este troço:

$$I_k = \frac{1,1 \times 400}{\sqrt{3} \times 0,1490} = 1,71 \text{ kA} \quad (70)$$

O processo para o troço 4 é semelhante ao anterior, contudo como neste troço é utilizado um cabo multicondutor de cobre com uma secção de 4 mm^2 é assumido terem o valor de $4,95 \Omega/\text{km}$, de acordo com o fabricante Alcobre, assim temos que a impedância do condutor para o troço 4 é igual a:

$$Z_c = \begin{cases} R_c = \frac{18,51 \times 10^{-3} \times 10}{4} \approx 0,0463 \Omega \\ X_c = 4,95 \times 10^{-3} \times 10 \approx 0,0495 \Omega \end{cases} \quad (71)$$

Sabendo que a impedância a montante é igual a:

$$Z_Q = \begin{cases} R_Q = 0,0195 + 0,0802 = 0,0997 \Omega \\ X_Q = 0,0206 + 0,0901 = 0,1107 \Omega \end{cases}$$

A impedância total para o troço 4 é igual a:

$$Z_k = \sqrt{(0,0463 + 0,0997)^2 + (0,0495 + 0,1107)^2} \approx 0,2167 \Omega \quad (72)$$

Com o valor da impedância total do troço 4 calculada, é possível calcular a corrente de curto-circuito para este troço:

$$I_k = \frac{1,1 \times 400}{\sqrt{3} \times 0,2167} = 1,17 \text{ kA} \quad (73)$$

Por último temos o troço 5, o método de cálculo é o idêntico ao anterior, alterando a impedância a montante, porque neste caso a origem do troço 5 é no inversor do sistema fotovoltaico e não no Quadro 1, ou seja, a impedância a montante será a impedância obtida para o troço 2 e o cabo utilizado para este troço será um cabo solar, uma vez que ira conectar os módulos fotovoltaicos ao inversor.

De acordo com o fabricante General Cable, um cabo solar de cobre com uma secção de 4 mm^2 é assumido terem o valor de $14,18 \Omega/\text{km}$, assim temos que a impedância do condutor para o troço 5 é igual a:

$$Z_c = \begin{cases} R_c = \frac{18,51 \times 10^{-3} \times 30}{4} \approx 0,1388 \Omega \\ X_c = 14,18 \times 10^{-3} \times 30 \approx 0,4254 \Omega \end{cases} \quad (74)$$

Sabendo que a impedância a montante é igual a:

$$Z_Q = \begin{cases} R_Q = 0,00039 + 0,0798 = 0,0802 \Omega \\ X_Q = 0,00041 + 0,0897 = 0,0901 \Omega \end{cases}$$

A impedância total para o troço 5 é igual a:

$$Z_k = \sqrt{(0,1388 + 0,0802)^2 + (0,4254 + 0,0901)^2} \approx 0,5601 \Omega \quad (75)$$

Com o valor da impedância total do troço 5 calculada, é possível calcular a corrente de curto-circuito para este troço:

$$I_k = \frac{1,1 \times 900}{\sqrt{3} \times 0,5601} = 1,02 \text{ kA} \quad (76)$$

Com estes cálculos conclui-se a análise das correntes de curto-circuito máxima para todos os locais da instalação, sendo possível selecionar os dispositivos de proteção com um P_{DC} superior às I_{CC} calculadas, cumprindo assim com a condição $I_k \leq P_{DC}$.

Para além da determinação da corrente de curto-circuito máxima, também é necessário considerar a corrente de curto-circuito mínima, conforme estipulado na RTIEBT, esta grandeza corresponde, em regra, àquela que se verifica no ponto mais afastado da canalização protegida, resultante de um curto-circuito franco, entre fase e neutro, ou entre duas fases, quando o neutro não é distribuído. A determinação da corrente de curto-circuito mínima é fundamental para garantir que, mesmo em condições de defeito com menor intensidade de corrente, os dispositivos de proteção devem assegurar a proteção contra estes defeitos em tempo adequado.

No caso da utilização de fusíveis, a RTIEBT estabelece que a corrente de curto-circuito mínima não deve ser inferior à corrente convencional de funcionamento do fusível para um tempo de 5s, garantindo assim a sua atuação.

Já para os disjuntores, devem verificar-se simultaneamente duas condições, a corrente de curto-circuito mínima não pode ser inferior à corrente de disparo instantâneo (I_a) e a corrente de curto-circuito presumida no ponto de instalação do disjuntor não pode exceder a sua capacidade de interrupção (I_b).

Contudo, conforme mencionado na RTIEBT, quando o disjuntor garantir proteção contra as sobrecargas, não é necessário verificar a condição da corrente de curto-circuito mínima para a instalação.

Adicionalmente, é importante mencionar o conceito de seletividade dos dispositivos de proteção, o qual garante que, em caso de defeito, apenas o aparelho de proteção imediatamente a montante do ponto de falha atue, evitando a interrupção de outras partes da instalação. Esta condição é essencial para assegurar a continuidade de serviço e a fiabilidade da instalação elétrica, sendo possível obter a seletividade de diversas formas:

Entre fusíveis, quando a intensidade nominal do fusível a montante é igual ou superior a três vezes a do fusível a jusante;

Entre disjuntores, quando o disjuntor a montante possui intensidade nominal igual ou superior ao dobro da do disjuntor a jusante;

Entre disjuntores e fusíveis, quando as curvas características dos dispositivos são compatíveis, garantindo que o equipamento mais próximo do defeito atue em primeiro lugar.

Com o intuito de ilustrar este conceito na instalação em estudo, foi efetuada uma análise de seletividade entre dois equipamentos de proteção, sendo estes, o disjuntor instalado no QGBT, com um calibre de 160A, que protege o ramal de alimentação do Quadro 1, e o disjuntor de 32A instalado no Quadro 1, destinado à proteção de um posto de carregamento

de VE. Para a realização desta análise recorreu-se ao software Curve Direct, da Schneider Electric, o qual permite a representação gráfica das curvas características de disparo dos dispositivos de proteção da marca, contudo, uma vez que os equipamentos de proteção considerados para o presente projeto não são desta marca, foram selecionados modelos equivalentes, com as mesmas características.

Na figura 25, produzida com recurso ao software Curve Direct, estão representadas as curvas de disparo dos dois equipamentos de proteção referidos anteriormente, onde é possível verificar que a seletividade é assegurada, uma vez que, em caso de curto-circuito a jusante, por exemplo no posto de carregamento de VE, o disjuntor de 32A atua em primeiro lugar garantindo a proteção local, evitando a atuação do disjuntor de 160A e consequentemente o corte geral do Quadro 1.

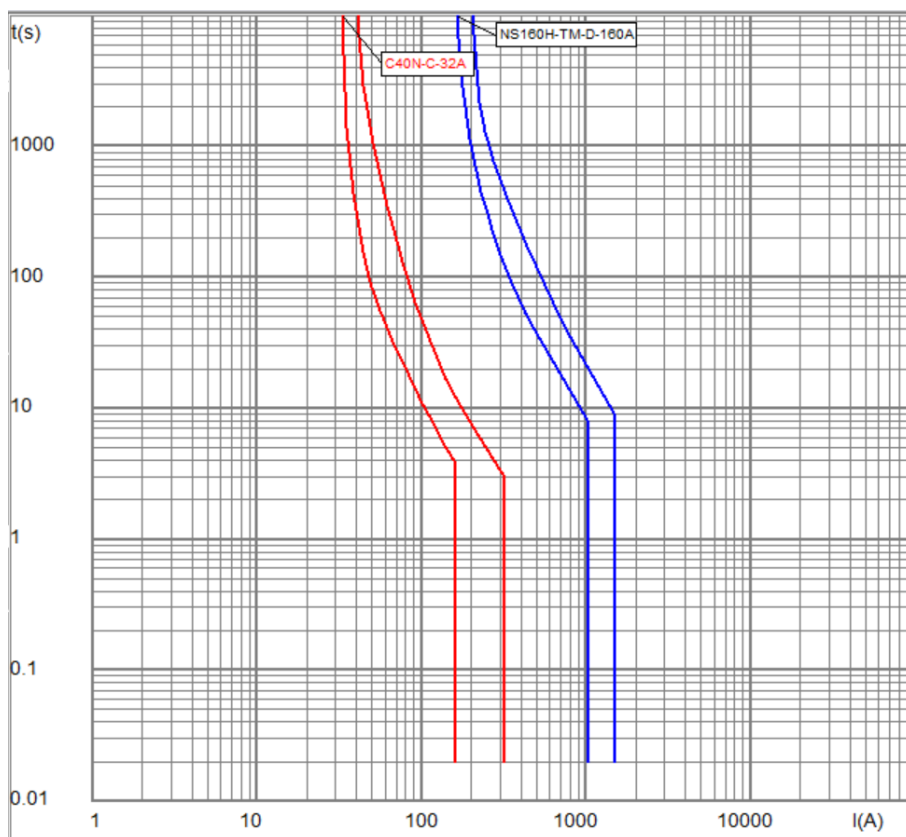


Figura 25 – Comparação das curvas de disparo dos disjuntores de 32A e 160A, com recurso ao software Curve Direct

Desta forma, este estudo evidencia a importância do correto dimensionamento e seleção dos equipamentos de proteção, não apenas em termos de corrente de curto-circuito máxima e mínima, mas também na análise das suas curvas de disparo, de modo a assegurar a seletividade e a continuidade de serviço da instalação, contribuindo para uma instalação elétrica mais segura.

Para finalizar, na tabela 2 é apresentado de forma resumida e condensada as características das canalizações e equipamentos de proteção considerados para o presente projeto para todos os troços da instalação.

Troço	1	2	3	4	5
Saída	Q.G.B.T	Q.1	Q.1	Q.1	Inversor Fotovoltaico
Chegada	Q.1	Inversor Fotovoltaico	Sistema de Armazenamento de Energia	Sistema de Carregamento de VE	Módulo Fotovoltaico
Comprimento Canalização [m]	110	2	100	10	30
Secção Condutor Ativo [mm ²]	95	95	95	4	4
Nº Condutores Ativos	3	3	3	3	1
Secção Condutor de Proteção [mm ²]	50	50	50	4	4
Secção Int. Tubagem [mm ²]	95	-	95	32	-
Dimensões da Calha Técnica Altura / Largura [mm]	-	64 / 100	-	-	44 / 40
Iz [A]	256	256	256	44	32
Fator de Correção	1	1	1	1	1
Iz' [A]	256	256	256	44	32
Equipamento de Proteção	Disjuntor	Disjuntor	Disjuntor	Disjuntor	Fusível gG
IN [A]	160	160	160	32	20
I2 [A]	-	-	-	-	32
IB [A]	144.3	144.3	144.3	31.8	15.5
Calibre Int. Dif. [A]	160	160	160	32	20
Sensibilidade Int. Dif. [mA]	300	300	300	30	-
Queda de Tensão [V]	3.71	0.03	3.37	1.77	2.58
Variação da Queda de Tensão [%]	1.61	0.01	1.47	0.77	1.12
Ik [kA]	2.12	2.11	1.71	1.17	1.02

Tabela 2 – Quadro resumo com características das canalizações e equipamentos de proteção para todos os troços da instalação

4.8 Descarregador de Sobretensão

As sobretensões representam um dos principais riscos para a integridade das instalações elétricas e dos equipamentos a elas associados. Estas manifestações transitórias de tensão elevada, embora de curta duração, podem causar danos significativos em equipamentos elétricos e eletrónicos, ou até à sua destruição total, originando elevados custos associados tanto com a reparação ou reposição, bem como com perdas de produtividade decorrentes da interrupção do serviço. Assim a proteção contra sobretensões surge como uma medida essencial em qualquer instalação elétrica, sendo concretizada pela instalação de um descarregador de sobretensão (DPS). As sobretensões podem ser classificadas de acordo com a sua origem física em quatro categorias principais.

As sobretensões de manobra, que resultam de operações de comutação na rede elétrica, como a ligação e desligamento de transformadores, motores ou bancos de condensadores. Estas manobras alteram a configuração elétrica do sistema, produzindo regimes transitórios que se traduzem em picos de tensão de diferentes amplitudes.

As sobretensões de frequência, por sua vez, correspondem a elevações sustentadas da tensão com a mesma frequência da instalação, causadas por falhas permanentes como defeitos de isolamento ou cortes no condutor neutro.

Outro tipo relevante são as sobretensões eletrostáticas, que surgem devido à acumulação de cargas elétricas e à formação de campos eletromagnéticos intensos, quando ocorre contacto entre corpos com potenciais diferentes, dá-se uma descarga súbita que origina uma sobretensão.

Finalmente, as sobretensões de origem atmosférica, associadas a fenómenos meteorológicos, como trovoadas que podem originar a queda de um raio, sendo estas sobretensões aquelas que têm valores mais elevados, com valores que normalmente variam entre os 33kA e os 65 kA, contudo em casos extremos, podendo inclusive ultrapassar este último valor.

A proteção contra sobretensões pode ser dividida em dois grandes grupos: os sistemas de proteção contra descargas atmosféricas (LPS), como para-raios e gaiolas de Faraday, que visam conduzir diretamente à terra as correntes de descarga; e os sistemas de proteção contra sobretensões transitórias (SPS), compostos pelos descarregadores de sobretensão, cuja função principal é limitar a amplitude da sobretensão a níveis suportáveis pelos equipamentos, evitando assim a sua degradação.

Os descarregadores de sobretensão funcionam como elementos de comutação que, em situação de regime permanente, permanecem inativos. Quando a tensão ultrapassa um determinado valor limite, o dispositivo entra em condução, derivando o excesso de energia para a terra, protegendo assim os restantes componentes da instalação. Estes equipamentos podem operar em modo comum (entre fase e terra ou fase e neutro) ou em modo diferencial (entre fases), conforme a arquitetura da instalação.

A legislação técnica portuguesa, nomeadamente a RTIEBT, conforme exposto no Diário da República, (2006), reforça a obrigatoriedade da proteção contra sobretensões em determinadas condições, tais como zonas de elevada exposição a descargas atmosféricas ou em instalações que integrem equipamentos sensíveis, bem como, a norma IEC 60364-4-443 que estabelece critérios objetivos que tornam a instalação de um descarregador de sobretensão obrigatória quando os danos potenciais podem afetar pessoas, serviços essenciais ou possam originar perdas económicas significativas.

De acordo com a norma IEC 61643-1, os descarregadores de sobretensão são classificados em três tipos distintos, sendo estes:

- Tipo 1: destinados à proteção contra descargas atmosféricas diretas, com capacidade para suportar ondas de corrente do tipo 10/350 μ s. São obrigatórios em edifícios protegidos por sistemas LPS, como para-raios.
- Tipo 2: destinados à proteção contra sobretensões transitórias típicas de comutações e induções atmosféricas indiretas. A onda associada a este tipo é de 8/20 μ s, e constitui o nível mínimo de proteção para qualquer instalação elétrica.
- Tipo 3: concebidos para proteção fina, são instalados junto a equipamentos sensíveis e funcionam como complemento aos dispositivos de Tipo 2, especialmente em instalações com quadros secundários ou quando os comprimentos dos cabos excedem os 30 metros.

Cada tipo de descarregador possui características técnicas específicas, sendo estas:

- Uc: tensão máxima contínua admissível pelo dispositivo;
- Up: nível de proteção em tensão, que não deve ultrapassar a tensão de isolamento dos equipamentos a proteger;
- In: corrente nominal de descarga, é o valor máximo de corrente, para uma onda de 8/20 μ s, que o equipamento consegue descarregar 15 vezes.

Onde adicionalmente, em função do tipo de descarregador de sobretensão, a norma define outras características específicas, como:

- Para descarregadores do Tipo 1:
 - I_{imp} : corrente máxima de pico (10/350 μ s), que o dispositivo suporta por 5 vezes sem se danificar;
 - I_{fi} : corrente de extinção autónoma, aplicável a tecnologias com *spark gap*.
- Para descarregadores do Tipo 2:
 - I_{max} : corrente máxima de descarga (8/20 μ s), que o dispositivo suporta uma única vez sem dano.
- Para descarregadores do Tipo 3:
 - U_{oc} : tensão aplicada durante os ensaios de classe III.

Na figura 26, retirada do documento publicado por (Indusmelec, 2015), estão representados dois modelos de descarregadores de sobretensão, sendo o da esquerda um descarregador de sobretensão com autoproteção e o da direita um descarregador de sobretensão com cartuchos, frequentemente utilizados.



Figura 26 - Descarregador de sobretensão com autoproteção e descarregador de sobretensão com cartuchos

Neste sentido e considerando a configuração específica da instalação elétrica do presente projeto, onde o Quadro 1 atua como um ponto de conexão de todos os sistemas subsequentes, não sendo considerado a instalação de um sistema LPS e estando conectada a uma terra comum, a solução mais adequada consiste na instalação de um descarregador de sobretensão do Tipo 2.

Este tipo de DPS oferece proteção eficaz contra sobretensões de origem interna e indireta, garantindo a segurança dos equipamentos eletrônicos e a continuidade do serviço.

Tendo sido selecionado o modelo SPB440D da marca Hager que assegura proteção trifásica, com corrente de descarga nominal de 20kA (8 - 20 μ s) e capacidade de descarga máxima de até 40kA, sendo compatível com redes de terras do tipo TN-S e TT e apresenta um nível de proteção de tensão U_p de acordo com a norma IEC61643-1 de 1,35 kV, como se pode verificar no datasheet no anexo 14.

A instalação dos descarregadores de sobre tensão deve seguir algumas boas práticas de engenharia, como por exemplo, devem ser montados em paralelo com a carga, no interior do quadro elétrico, entre o disjuntor geral de entrada e o disjuntor diferencial, com uma ligação à terra partilhada e eficaz, a distância entre os bornes de terra e os pontos de ligação a montante deve ser inferior a 50 cm, a fim de minimizar os efeitos de indutâncias parasitas.

Deve ainda ser prevista proteção a montante do DPS, através de disjuntor ou fusível, para assegurar o seu correto funcionamento e prolongar a vida útil do equipamento.

Em instalações com quadros secundários ou distâncias superiores a 30 metros entre quadros, recomenda-se a instalação adicional de descarregadores com corrente $I_{max} \geq 15kA$, junto aos equipamentos sensíveis.

Adicionalmente, com o intuito de reforçar a proteção do sistema fotovoltaico na parte DC, será instalado no quadro DC um descarregador de sobretensão modelo Weidmüller VPU PV I+II 3 R 1000. Este DPS combina as funções de Tipo 1 e Tipo 2, apresentando uma tensão máxima contínua (U_c) de 1000 V DC, corrente nominal de descarga $I_n = 20 kA (8/20 \mu s)$, corrente máxima $I_{max} = 80 kA (8/20 \mu s)$ e nível de proteção U_p de 3,8 kV estando conforme especificado na norma EN 50539-11. Este DPS será instalado em paralelo com os fusíveis de proteção dos circuitos DC, garantindo proteção robusta contra sobretensões atmosféricas e de comutação na ligação entre os módulos fotovoltaicos e o inversor fotovoltaico.

Conclui-se, portanto, que a instalação de descarregadores de sobretensão do Tipo 2 no Quadro 1, após o interruptor de corte geral, em paralelo com as restantes proteções, é fundamental, para garantir a devida proteção de todos os sistemas do projeto, como o sistema fotovoltaico, o sistema de armazenamento de energia e o sistema de carregamento de VE, salvaguardando os investimentos realizados.

5 Caracterização dos Componentes Constituintes do Sistema

Neste capítulo serão apresentados e descritos os diversos equipamentos que compõem o sistema proposto, selecionados de acordo com as considerações técnicas desenvolvidas no capítulo anterior, relativo ao dimensionamento dos equipamentos. Serão detalhadas as características dos componentes que melhor se adequam às necessidades do projeto, considerando os parâmetros de eficiência, capacidade e compatibilidade entre os diferentes subsistemas, com o intuito de fornecer uma descrição detalhada e integrada de todos os componentes tecnológicos que permitem o funcionamento do sistema proposto, assegurando uma compreensão completa do conjunto de soluções adotadas e das suas interligações.

O primeiro subsistema abordado será o sistema fotovoltaico, o qual inclui os painéis solares responsáveis pela captação da energia solar, os otimizadores que maximizam a eficiência de cada painel individualmente, e o inversor, que converte a corrente contínua gerada em corrente alternada adequada para uso no sistema elétrico.

Em seguida, será descrito o sistema mecânico associado à instalação, que, embora possua uma componente civil relevante, esta não constitui o foco principal deste trabalho. No entanto, será fornecida uma visão geral dos elementos essenciais à sua implementação, assegurando a coerência entre os sistemas elétrico e mecânico.

O capítulo também abordará o sistema de armazenamento de energia, composto pelas baterias que acumulam a energia gerada, pelo controlador CC inteligente que gere o fluxo de energia de forma eficiente e segura, e pelo inversor que faz a conversão da energia armazenada para utilização no carregamento dos VE.

De seguida, serão apresentados os componentes do sistema de carregamento, que consiste principalmente nos carregadores de veículos elétricos.

Por fim, serão demonstrados todos os equipamentos que irão compor o sistema de segurança que será instalado, sendo que, este irá atuar em caso de ocorrer algum acidente, sendo acionado através de uma botoneira de emergência.

5.1 Componentes do Sistema Fotovoltaico

O sistema fotovoltaico proposto é constituído por 120 módulos fotovoltaicos da marca JA Solar, modelo JAM72D42640/LB, cada um com uma potência nominal de 640Wp, bem como 120 otimizadores de potência da marca Honeybee, modelo 650 e um inversor Huawei, modelo SUN2000-100KTL-M3. Estes equipamentos foram selecionados por apresentarem características que correspondem às exigências do dimensionamento efetuado.

Os módulos fotovoltaicos da JA Solar são bifaciais, o que permite a produção de energia tanto pela face frontal como pela traseira. Em condições NOCT (irradiância de 1000 W/m² e temperatura do módulo de 25°C), a face frontal dos módulos atinge uma potência nominal de 640Wp, com uma tensão de circuito aberto de 52,87V e uma corrente de curto-circuito de 15,31A. A característica bifacial permite que a face traseira do módulo contribua adicionalmente para a produção de energia, absorvendo cerca de 10% da irradiância considerada nas condições NOCT. Este aumento eleva a potência total do módulo para até 691Wp, com uma corrente de curto-circuito de 16,53A, garantindo um desempenho superior em condições reais de operação.

Os otimizadores de potência da Honeybee desempenham um papel crucial neste sistema, assegurando o rastreamento contínuo do ponto de máxima potência (MPPT) de cada módulo individualmente, o que maximiza a produção de energia. Além disso, monitorizam o desempenho dos módulos e transmitem os dados para o portal de monitorização Honeybee, permitindo uma manutenção mais eficiente e económica. A tecnologia MPPT por módulo possibilita flexibilidade no design da instalação, permitindo combinações de módulos com diferentes orientações, inclinações e comprimentos de strings. Os otimizadores mantêm

ainda uma tensão fixa na string quando utilizados com o inversor, aumentando a eficiência e a versatilidade do sistema. Importa salientar que os otimizadores são compatíveis com os vários modelos de módulos fotovoltaicos, tornando-os uma solução altamente adaptável.

Na figura 27, é representado de forma esquemática o modo de conexão do otimizador de potência da Honeybee ao módulo fotovoltaico e a sua integração com o sistema fotovoltaico, tendo esta imagem sido retirado do site (Higon Solar, 2025).

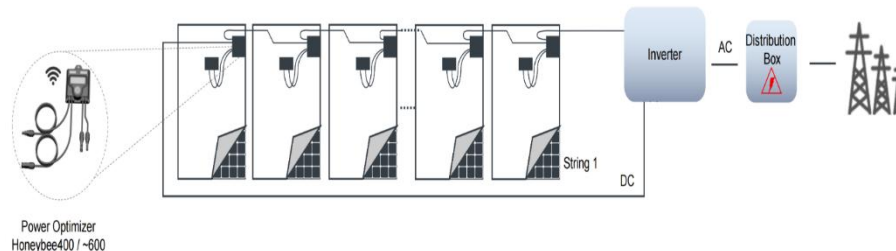


Figura 27 – Esquema de conexão do otimizador de potência Honeybee

5.2 Componentes da Instalação Mecânica

A instalação mecânica do sistema fotovoltaico representa uma componente estruturante do projeto, assegurando o suporte, a estabilidade e a integração funcional dos diversos elementos técnicos, nomeadamente os módulos fotovoltaicos, o inversor e o quadro elétrico. A conceção desta infraestrutura foi orientada por critérios de durabilidade, segurança e conformidade normativa, tendo como base os Eurocódigos 0, 1, 2, 3, 4 e 8, bem como o RSA, o REBAP e as normas NP EN 206-1 e NP EN 1090-2.

A fundação do sistema assenta em sapatas de betão armado C25/30, ancoradas com varões de aço de 20 mm de diâmetro, devidamente chumbados, proporcionando elevada resistência à compressão e desempenho adequado em ambientes moderadamente agressivos (classe de exposição XC2). O betão utilizado apresenta consistência S2 e um agregado com diâmetro máximo de 25 mm, cumprindo os requisitos da classe XC1.

A estrutura de suporte é constituída por elementos metálicos galvanizados, que garantem robustez mecânica e resistência à corrosão. Os pilares principais são tubos de aço de secção quadrada com 160 x 160 x 4 mm, sobre os quais assentam vigas verticais (tubos de 100 x 3 mm), vigas horizontais centrais (calhas de chapa de 200 x 60 x 2,5 mm) e vigas horizontais laterais (tubos de 140 x 140 x 4 mm). Todos os componentes são sujeitos a um processo de galvanização por imersão a quente e acabamento com pintura de poliuretano, assegurando uma espessura de revestimento de 75 μm .

A geometria da estrutura foi otimizada para a instalação dos módulos fotovoltaicos, com uma inclinação de 10°, altura mínima de 2,20 metros, largura ajustável entre 5,00 e 7,50 metros e comprimento variável entre 5,00 e 6,00 metros, garantindo simultaneamente um sombreamento reduzido e uma integração arquitetónica funcional no espaço disponível.

Adicionalmente, integra-se na instalação mecânica o quadro elétrico designado como Quadro 1, implementado através de uma caixa técnica do tipo BRES, modelo "Caixa porta BRES-64". Esta caixa é fabricada em poliéster reforçado com fibra de vidro autoextinguível na tonalidade RAL 7035, e apresenta elevada resistência mecânica e proteção ambiental, estando em conformidade com a norma EN 62208 e com a diretiva IEC 17050-1, como é possível verificar no anexo 5.

As principais características técnicas da caixa BRES-54 incluem:

- Grau de proteção: IP65 (proteção contra poeiras e jatos de água) e IK10 (resistência a impactos mecânicos).
- Dimensões exteriores: 600 mm (altura) x 400 mm (largura) x 228 mm (profundidade).

- Material: poliéster reforçado com fibra de vidro autoextinguível, adequado para ambientes interiores e exteriores, com resistência térmica entre -30 °C e +120 °C.
- Capacidade de carga interna: até 280 kg/m³.
- Abertura da porta: superior a 180°.
- Fechadura: tripla, que assegura segurança adicional ao acesso aos equipamentos.

Para a montagem dos equipamentos no interior da caixa BRES, é utilizada uma placa de montagem BRES 64, que poderá ser em poliéster ou metálica, à qual se fixa no chassi BRES 64 com um total de por 72 módulos, distribuídos por 4 fileiras de 18 módulos cada, este chassi suporta todos os equipamentos de proteção de todos os sistemas do projeto possuindo ainda uma margem de 30% de espaço disponível, uma vez que serão ocupados 54 módulos pelos equipamentos de proteção, assegurando uma organização funcional dos circuitos e a acessibilidade para manutenção.

Para além do Quadro 1, o quadro de fusíveis também estará instalado na estrutura do carport, este quadro será da marca Hager do tipo Vector estanque, possuindo uma proteção contra intempéries IP65, composto por 1 fileira de 12 módulos, uma vez que este quadro não possui a robustez nem a fechadura tripla a semelhança do Quadro 1. Neste sentido com o intuito de aumentar a proteção mecânica e evitar contra contactos indevidos, tanto no quadro de fusíveis como no inversor fotovoltaico, será instalada uma grade de aço galvanizado com 2mm de espessura, em redor deste equipamento fixado, a estrutura do carport, e possuirá uma fechadura, permitindo que a grade seja aberta para manutenção dos equipamentos.

Na figura 28 é possível observa uma implementação real de um sistema carport com sistema fotovoltaico, onde o inversor e a caixa de fusíveis estão acomodados na estrutura metálica do carport com uma grade em redor, fornecendo uma proteção mecânica adicional a estes componentes. Importante mencionar que o sistema apresentado na figura 28 encontra-se instalado no parque de estacionamento do estabelecimento comercial do Badoca Safari Park, situado em Vila Nova de Santo André.

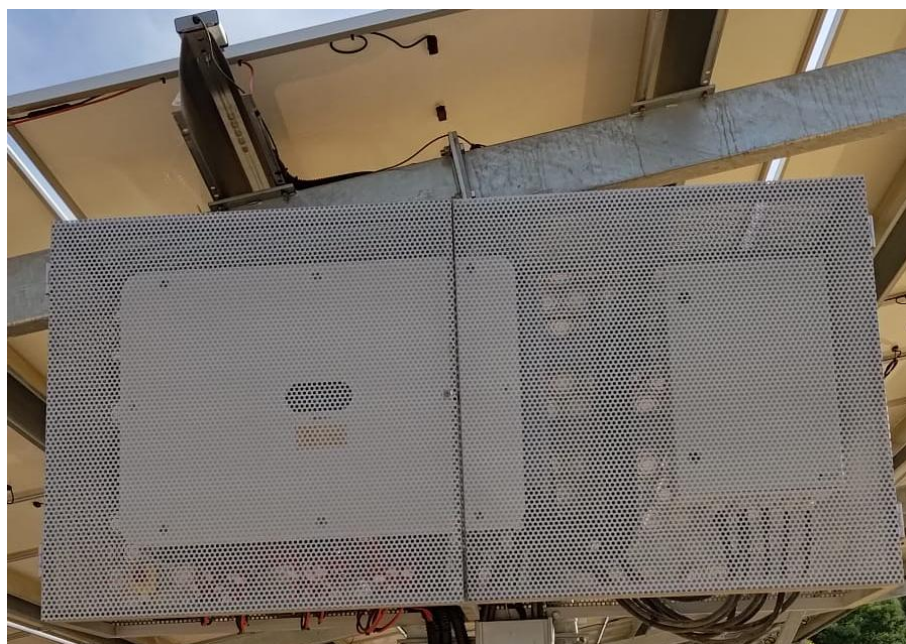


Figura 28 - Implementação real da infraestrutura do carport com sistema fotovoltaico no estacionamento do Badoca Safari Park

5.3 Componentes do Sistema de Armazenamento de Energia

O sistema de armazenamento de energia elétrica selecionado para este projeto é o LUNA2000-200KWH-2H1, da marca Huawei, uma solução integrada que combina baterias de lítio-fosfato de ferro (LFP), um inversor de potência e um controlador inteligente, proporcionando uma gestão otimizada da energia armazenada e da sua distribuição. Este equipamento foi concebido para aplicações que exigem elevada eficiência, segurança e fiabilidade, permitindo a integração com sistemas fotovoltaicos, diminuindo assim a dependência da rede elétrica e maximizando a autonomia energética.

O sistema é composto por 12 packs de baterias LFP organizados em configuração 12S1P, ou seja, possui apenas 1 série de baterias composta por 12 baterias conectadas em série, onde cada módulo de bateria possui uma capacidade nominal de 16,13 kWh, garantindo uma capacidade total de armazenamento de 193,5 kWh, sendo que as baterias são controladas individualmente por um módulo de gestão de baterias (BMU), que possibilita a descarga de uma bateria, enquanto outra carrega simultaneamente, otimizando o desempenho do sistema como um todo e prolongando a vida útil das baterias. A tensão nominal do conjunto de baterias é de 691,2 V, operando dentro de uma faixa de tensão CC entre 40 V e 1.050 V.

A conversão da energia armazenada em corrente contínua para corrente alternada é realizada através do inversor integrado, com uma potência nominal de 100 kW, que apresenta uma eficiência máxima de 98,4%. Este inversor opera numa faixa de tensão CC entre 570 V e 1.100 V, fornecendo uma saída CA de 380 V, 400 V ou 440 V, sendo compatível com diferentes configurações de instalações elétricas, bem como com a rede elétrica. A unidade de controlo de potência, também designada como “Smart Rack Controller”, tem como função gerir a carga e descarga do sistema como um todo de forma inteligente, garantindo que o fornecimento de energia seja ajustado de acordo com a demanda, evitando sobrecargas ou descargas profundas das baterias.

O sistema foi projetado para suportar condições ambientais adversas, apresentando uma temperatura de operação entre $-30\text{ }^{\circ}\text{C}$ e $55\text{ }^{\circ}\text{C}$ e um sistema de arrefecimento baseado em ar condicionado industrial. Além disso, conta com um sistema de supressão de incêndios automático, aumentando a segurança da instalação. Devido às suas características, a instalação do BESS deve ser realizada, exclusivamente, em espaços exteriores, sendo classificado com um grau de proteção IP55 para o sistema e IP66 para o controlador e inversor, garantindo uma proteção mecânica contra impactos e resistência às intempéries, como poeira, areia, água, entre outras.

Em termos de segurança e conformidade, o sistema está em conformidade com normas internacionais, incluindo IEC 62619 e UL 9540A, e dispõe de proteções contra sobrecarga, curto-circuito, inversão de polaridade e surtos elétricos (proteção tipo II para CC e CA). Adicionalmente, a comunicação do sistema é assegurada por interfaces Ethernet e SFP, utilizando o protocolo Modbus TCP, permitindo monitorização remota e integração com plataformas de gestão de energia.

O equipamento possui dimensões de 2570 mm × 2135 mm × 1200 mm, com um peso total de 2950 kg, incluindo os packs de baterias. Para garantir um funcionamento seguro e eficiente, é recomendado pelo fabricante que o sistema não seja instalado sob estruturas cobertas, como parques de estacionamento, ou em locais onde possam ser montados módulos fotovoltaicos diretamente sobre ele, evitando assim obstruções que comprometam a ventilação e a dissipação térmica.

Na figura 29 é representado um exemplo de implementação teórica do sistema de armazenamento de energia integrado com um sistema de carregamento de VE e um sistema fotovoltaico, implementado em uma estrutura do tipo carport, a semelhança do proposto no presente projeto, esta imagem foi retirada do site oficial da Huawei Technologies Co., (2025).



Figura 29 – Exemplo de implementação do sistema de armazenamento de energia

5.4 Componentes do Sistema de Carregamento

O sistema de carregamento de VE, instalado por baixo da estrutura mecânica denominada carport, será composto por quatro carregadores da marca ABB modelo Terra AC com uma potência nominal de 22kW cada. Estes carregadores foram selecionados pelas suas características técnicas avançadas e pela capacidade de atender às exigências de instalações públicas. Cada carregador terá uma alimentação individual, permitindo operar na sua capacidade máxima de 22kW.

Os carregadores Terra AC são trifásicos e compatíveis com tomadas do tipo 2 (Mennekes), estando em conformidade com a norma IEC 62196, que define os requisitos técnicos para conectores e tomadas utilizados no carregamento de VE, definindo aspetos como compatibilidade dimensional, requisitos mecânicos e elétricos.

Este modelo inclui proteções integradas contra sobretensões, falhas à terra e componentes de corrente contínua ($cc > 6mA$), conforme a norma IEC 62955. Além disso, possuem certificação MID para medição de energia com classe de precisão B ($\pm 1\%$). Estes carregadores também contam com funcionalidades modernas de conectividade, como suporte a Ethernet (RJ45), Wi-Fi, Bluetooth e protocolo Modbus RTU (RS485), garantindo comunicação eficiente e integração com sistemas de monitorização e gestão de energia. A autenticação dos utilizadores pode ser realizada através de cartões RFID, sendo cada carregador fornecido com um cartão incluído, e também por integração com aplicativos móveis. A classificação de proteção IP54 assegura resistência contra poeira e salpicos de água, enquanto o grau IK10 proporciona elevada resistência a impactos, tornando-os adequados para utilização em ambientes exteriores e públicos.

Os quatro carregadores estarão interligados por meio de um cabo de comunicação Ethernet (RJ45), utilizando o protocolo Modbus RTU (RS485), o que possibilita a realização do balanceamento de carga ativo. Esta funcionalidade é essencial para assegurar que o consumo total do sistema não ultrapasse o limite estabelecido de 44kW. O balanceamento de carga permite que, caso dois carregadores estejam a operar simultaneamente à potência máxima de 22kW, a entrada de um terceiro ou quarto carregador resulte na redução proporcional da potência de todos os equipamentos em operação. Este mecanismo garante que o sistema funcione de forma eficiente e dentro da capacidade elétrica disponível, evitando sobrecargas na infraestrutura e assegurando um fornecimento de energia estável.

Além disso, os carregadores ABB Terra AC atendem aos requisitos de integração na rede de mobilidade elétrica em Portugal, sendo adequados para uso em parques públicos. A compatibilidade com o protocolo OCPP 1.6 permite a monitorização remota, a autenticação de utilizadores e a cobrança automática pelo uso, garantindo conformidade com as normas RTIEBT e regulamentos nacionais, como a Portaria n.º 220/2016. Este modelo é compatível com a maioria dos veículos elétricos disponíveis no mercado europeu, tornando-o uma solução versátil e eficiente.

Por fim, os carregadores ABB Terra AC serão instalados em pedestais próprios para acomodar estes carregadores, possuindo duas possibilidades de instalação, uma sendo pedestais individuais, que apenas suportam 1 carregador, modelo “Single pedestal 6AGC085345”, ou pedestais duplos, que suportam 2 carregadores, um de cada lado, modelo “Back-to-back pedestal 6AGC085684”. A solução a adotar para o presente projeto será a solução com pedestais duplos, sendo necessários 2 pedestais duplos para acomodar os 4 carregadores. Na figura 30 são demonstrados os dois modelos de pedestais mencionados e a forma como os carregadores ficam instalados nos mesmos, sendo importante mencionar que esta imagem foi retirada do manual de instalação de pedestais para carregadores ABB Terra AC (ABB, 2020).

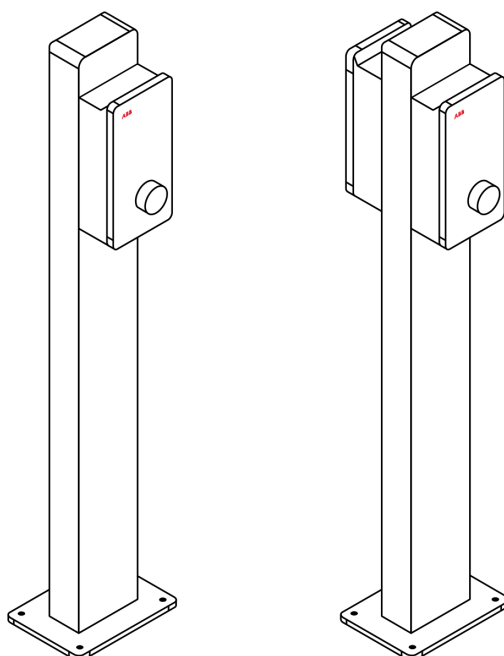


Figura 30 - Pedestal individual e duplo para carregador ABB Terra AC

5.5 Componentes do Sistema de Segurança

O sistema de segurança constitui um elemento indispensável em qualquer projeto eletrotécnico, uma vez que tem como função primordial garantir a proteção de pessoas e equipamentos perante a ocorrência de falhas ou situações de risco. No contexto do presente projeto, o sistema de segurança foi concebido para permitir a interrupção imediata do fornecimento de energia elétrica a todos os subsistemas instalados, assegurando assim uma atuação rápida e eficaz em cenários de emergência.

Para este projeto, o sistema de segurança será composto por uma botoneira de emergência da marca Legrand, modelo “Botoneira saliente vidro quebrável de ação dupla com sinalização”, instalada junto do Quadro 1 em local de fácil acesso e devidamente sinalizada através de um sinal fotoluminescente com a inscrição “Botão de Alarme”,

garantindo uma rápida identificação em situações críticas, mesmo em condições de fraca luminosidade, aumentando a eficácia da resposta em emergências. Na figura 31, retiradas do site oficial do fornecedor Legrand, é possível verificar a botoneira de emergência e o sinal fotoluminescente, conforme descrito anteriormente.



Figura 31 - Botoneira de emergência e sinal fotoluminescente

A botoneira de emergência estará interligada a uma bobina de disparo por emissão de corrente, com tensão de operação de 230V AC, da marca Hager modelo MZ 203, conforme representado na figura 32, retirada do site oficial do fornecedor Hager. Esta bobina será alimentada por um cabo de segurança do tipo SOZ1-K (AS+) de cor laranja com uma secção de 1,5mm², conforme indicado pelo fabricante, este tipo de cabo é caracterizado pela sua elevada resistência ao fogo, devido aos materiais que compõem o seu revestimento, sendo capaz de assegurar a continuidade de serviço do circuito de comando do sistema de segurança durante um determinado período em situações críticas, como por exemplo em caso de incêndio. Para o caso em específico do presente projeto, seria possível utilizar-se outro tipo de cabo, uma vez que a botoneira de emergência estará instalada junto do Quadro 1, este tipo de cabo normalmente é utilizado em situações em que a botoneira de emergência esta instalada a alguma distancia do quadro sobre qual irá atuar.



Figura 32 - Bobina de disparo por emissão de corrente do tipo MZ de 230V AC

A bobina estará fisicamente acoplada ao interruptor de corte geral, instalado no Quadro 1, possibilitando o seccionamento imediato de toda a instalação aquando corte de energia. Para reforçar a proteção do sistema, poderão ser instaladas bobinas adicionais nos disjuntores que protegem os circuitos do sistema fotovoltaico e do sistema de armazenamento de energia. Esta configuração assegura o isolamento elétrico individual de cada sistema, reduzindo o risco do sistema permanecer energizado após ser partido o vidro de proteção da botoneira de emergência, aumentando a segurança operacional.

O funcionamento do sistema de segurança decorrerá da seguinte forma:

No estado de funcionamento normal, o botão da botoneira de emergência está constantemente a ser pressionado pelo vidro de proteção, fazendo com que a luz verde, incorporada na própria botoneira de emergência, esteja acesa e a bobina esteja a ser alimentada, fazendo com que o sistema esteja em funcionamento normal.

O vidro de proteção da botoneira de emergência, após ser partido, deixará de fazer pressão sobre o botão, isto fará com que a iluminação da botoneira altere, apagando a luz verde e acendendo a vermelha, confirmando visualmente o seu acionamento. Em simultâneo, a bobina deixará de ser energizada, provocando a sua mudança de estado, isto forçará a abertura imediata do interruptor de corte geral do Quadro 1, uma vez que a bobine MZ esta acoplada fisicamente ao mesmo. Por fim, isto resultará na desconexão total do sistema ao Q.G.B.T. e conseqüentemente à rede de distribuição de energia elétrica.

Importante mencionar que os equipamentos do sistema de segurança, como a botoneira de segurança e a bobina devem ser protegidas por fusíveis gG de 6A e 1A, respetivamente, conforme especificado pelos fabricantes dos equipamentos, instalados no quadro 1.

Na figura 33 é possível verificar o esquema de ligação do sistema de segurança, conforme descrito anteriormente, sendo que este esquema de ligação foi publicado pela Legrand, fabricante da botoneira de emergência e tendo sido retirado do datasheet do equipamento, que se encontra no anexo 15.

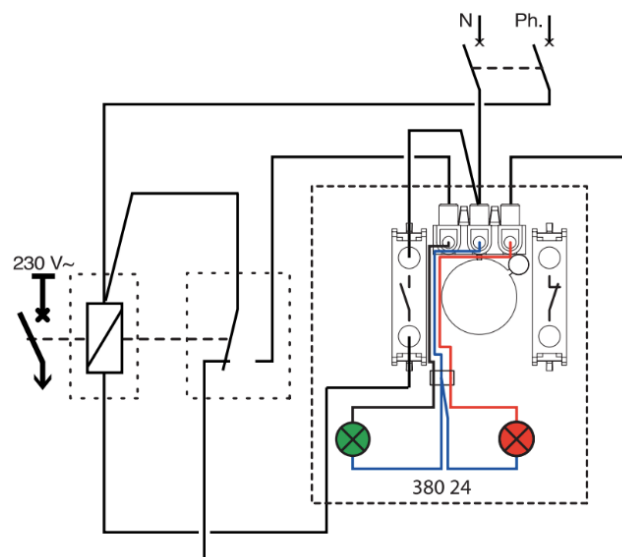


Figura 33 - Esquema de ligação do sistema de segurança

Para aumentar a redundância do sistema de segurança, é possível instalar bobinas adicionais acopladas aos disjuntores que protegem os circuitos dedicados ao sistema fotovoltaico e ao sistema de armazenamento de energia, para além da instalada no interruptor de corte geral do quadro 1. Estas bobines adicionais também deixarão de ser energizadas quando o vidro de proteção da botoneira de emergência for partido, forçando assim a abertura dos respetivos disjuntores, assegurando o corte simultâneo de todos os circuitos de forma segmentada.

6 Análise Técnico-Económica

Neste capítulo será realizada uma análise técnico-económica do projeto de implementação de uma estação de carregamento de veículos elétricos com apoio de sistema fotovoltaico e armazenamento em baterias, sendo apresentada inicialmente uma vista geral da instalação, através de uma visualização esquemática e uma visualização tridimensional da implementação real do projeto com recurso ao software Google Earth.

Será também apresentado o orçamento detalhado para a execução do projeto, seguido de uma análise económica onde será realizado o cálculo do ROI, utilizando como base a produção anual de energia prevista, com recurso as informações fornecidas pelo site oficial da comissão europeia “Photovoltaic Geographical Information System” e a utilização media do sistema de carregamento de veículos elétricos.

6.1 Vista Geral da Instalação

Na figura 34, produzida com recurso ao software BricsCAD, esta representado o esquema unifilar de toda a instalação onde é possível observar a forma como todo o sistema está conectado.

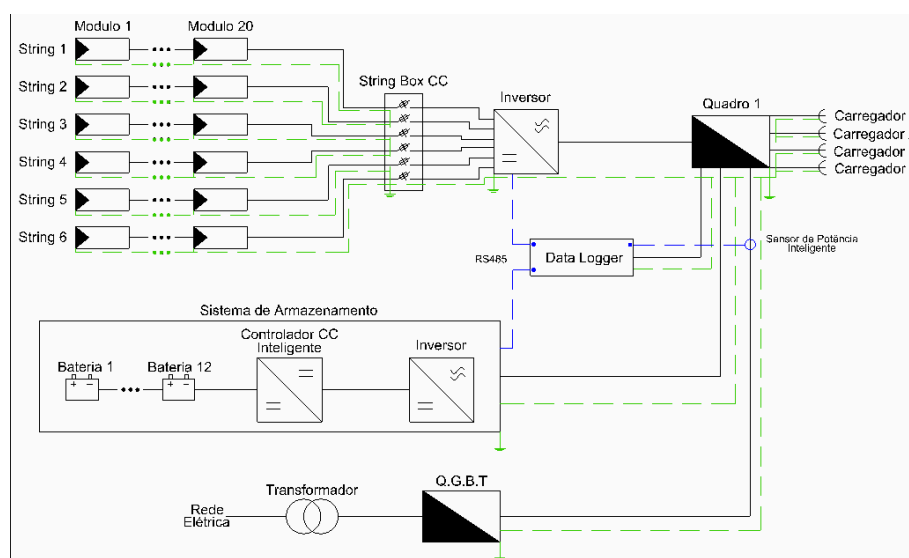


Figura 34 - Esquema unifilar da instalação

O quadro 1 possui uma conexão ao QGBT do estabelecimento, que por sua vez está conectado ao transformador e a rede elétrica, garantindo assim o fornecimento de energia ao sistema.

O sistema de armazenamento de energia também possui uma conexão ao quadro 1 por forma a receber e fornecer energia ao sistema, possuindo também uma conexão à data logger para transmissão de dados.

O data logger possui uma conexão ao quadro 1 e uma conexão ao cabo de alimentação do quadro 1 proveniente do QGBT, utilizando um sensor de potência inteligente, com o objetivo de monitorizar o consumo de energia proveniente da rede elétrica.

Os módulos fotovoltaicos estão conectados ao inversor fotovoltaico que, por sua vez, está conectado ao quadro 1, possuindo também uma conexão ao data logger para transmissão de dados.

Por fim o quadro 1 possui saídas independentes para o sistema de carregamento, composto por 4 carregadores de veículos elétricos.

Na figura 35 esta representada uma vista aérea do parque de estacionamento do estabelecimento comercial da Decathlon de Almada, com a implementação 3D do projeto e a identificação dos caminhos de cabos que conectam o QGBT e o sistema de armazenamento de energia ao Quadro 1.

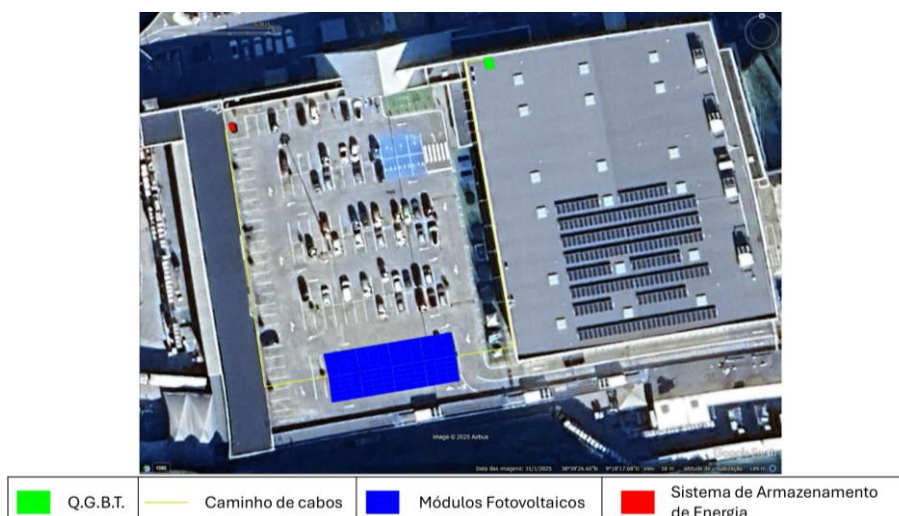


Figura 35 – Vista aérea da implementação do projeto e caminhos de cabos

Na figura 36 esta representado a implementação 3D do projeto como um todo, onde é possível verificar os módulos fotovoltaicos, a grade de proteção mecânica, a estrutura metálica do carport, o quadro 1, os carregadores de VE com os seus pedestais e, ainda, mais afastado encontra-se o sistema de armazenamento de energia, seguindo recomendações do fabricante.

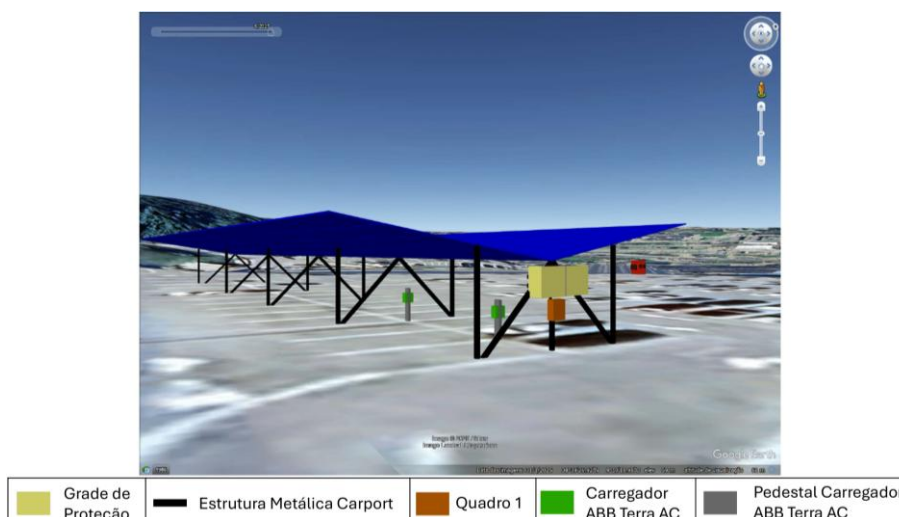


Figura 36 - Implementação 3D do projeto com grade de proteção

Na figura 37 está novamente representado a implementação 3D do projeto, contudo sem a grade de proteção mecânica, sendo assim possível observar o quadro de fusíveis e o inversor do sistema fotovoltaico.

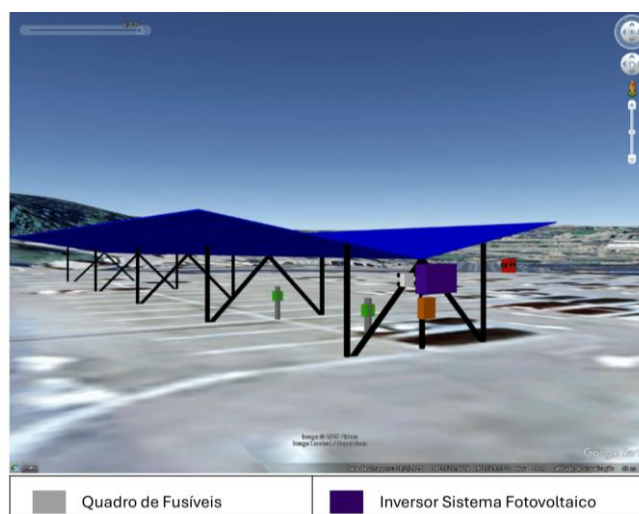


Figura 37 - Implementação 3D do projeto sem grade de proteção

A implementação 3D do projeto foi realizada com recurso ao software BricsCAD em conjunto com os plugins VirtoCAD e PlexEarth, contudo a implementação e visualização 3D do projeto no parque de estacionamento da Decathlon de Almada, foi realizada com recurso a software Google Earth, tendo sido retirado os modelos 3D dos veículos que estavam no local, com o intuito de facilitar a visualização dos componentes do projeto.

6.2 Orçamento e Análise Económica

No presente subcapítulo será apresentado a previsão de produção de energia elétrica anual para o local de instalação do projeto, a estimativa de consumo de energia elétrica anual pelos carregadores de VE, um orçamento estimado para a implementação do projeto como um todo e o respetivo cálculo do ROI, com base em pressupostos técnicos realistas.

A análise económica constitui uma etapa essencial na avaliação da viabilidade de um projeto de engenharia, permitindo determinar a rentabilidade e o tempo necessário para o retorno do investimento, com este intuito e, de modo, a serem realizados cálculos mais fidedignos. Os dados de previsão de produção de energia elétrica foram obtidos a partir do site oficial da Comissão Europeia, designado “Photovoltaic Geographical Information System” (PVGIS), que fornece estimativas de radiação solar e produção fotovoltaica para qualquer local do planeta terra, sendo que para o cálculo do ROI, para o presente projeto, foram selecionadas as coordenadas exatas do parque de estacionamento da Decathlon.

Por forma a se extrair os dados de previsão de produção de energia elétrica para o local estipulado para a implementação teórica do projeto é necessário inicialmente definir alguns parâmetros no PVGIS, como a utilização da base de dados mais recente do PVGIS, que está disponível para a versão mais atualizada, sendo esta a PVGIS5.3 que utiliza informações de satélite coletadas entre 2005 e 2023. Esta base de dados é designada como “SARAH-3” para a região de Portugal continental, como se pode verificar na figura 38, que demonstra a cobertura geográfica de cada base de dados SARAH3 e ERA5, para irradiância solar em todo o planeta Terra. Salienta-se que esta imagem foi publicada oficialmente pela Comissão Europeia no site do PVGIS.

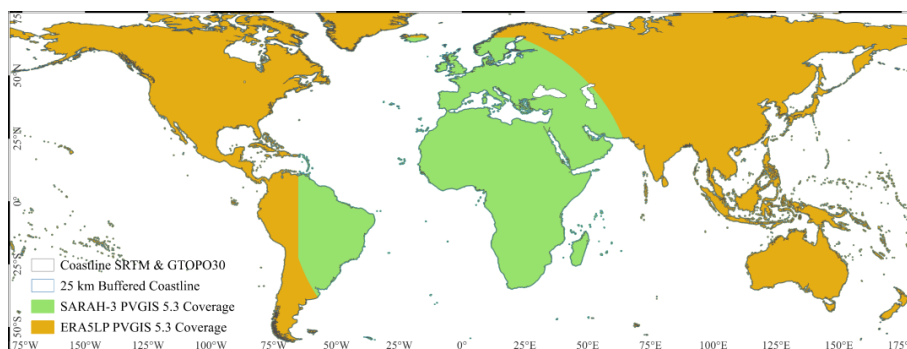


Figura 38 - Cobertura geográfica de cada base de dados SARAH3 e ERA5 para irradiação solar em todo o planeta terra

Na imagem 39 é possível observar, a página de configuração do PVGIS, com os respectivos parâmetros utilizados para extração dos dados de previsão de produção de energia elétrica para o parque de estacionamento da Decathlon de Almada, para além da seleção da base de dados pretendida, conforme mencionado anteriormente, foi também definido o tipo de sistema e o tipo de estrutura utilizada, a tecnologia utilizada nos módulos fotovoltaicos, a potência de pico instalada, as perdas em percentagem do sistema, a inclinação e orientação dos módulos fotovoltaicos, sendo ainda possível definir o custo total para a instalação do sistema fotovoltaico, o rendimento anual e a vida útil do sistema. Contudo, estes últimos parâmetros não influenciam nas previsões de produção de energia elétrica do sistema, tendo sido desconsiderados para esta análise.

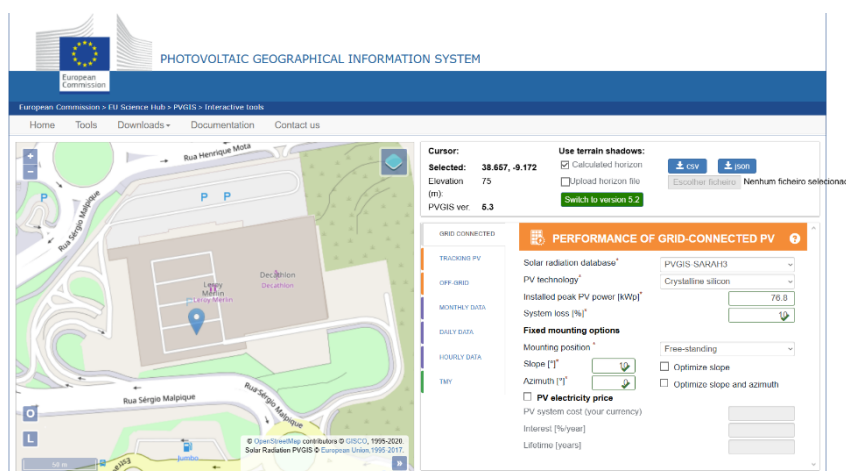


Figura 39 - Página de configuração do PVGIS com os parâmetros utilizados

Com base nestes pressupostos o PVGIS produz uma previsão de produção de energia elétrica anual e mensal para o local selecionado, sendo também possível verificar a previsão da irradiação anual e mensal.

Na figura 40, retirada do site do PVGIS, verifica-se que é previsto que o sistema produza um total de 121.40MWh por ano, sendo também possível visualizar a previsão de produção de energia de forma segmentada mensalmente.

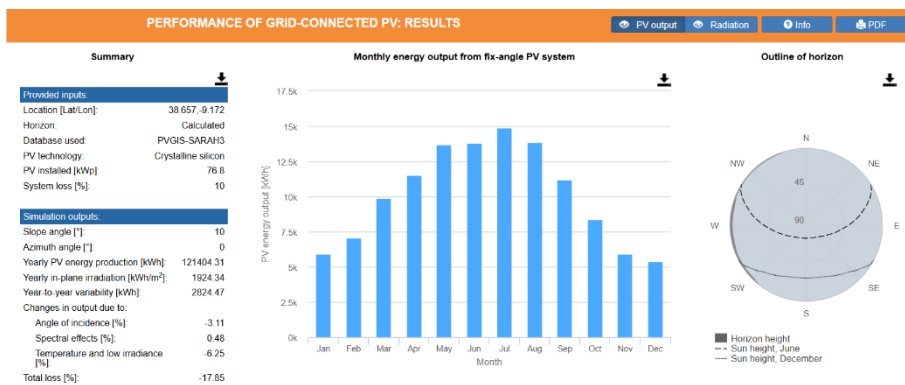


Figura 40 – Previsão de produção de energia elétrica mensal e anual

Na figura 41, retirada do site do PVGIS, verifica-se que é previsto uma irradiância para o local selecionado igual a 1.92 MWh/m² anualmente e também é possível verificar a irradiância de forma segmentada mensalmente.

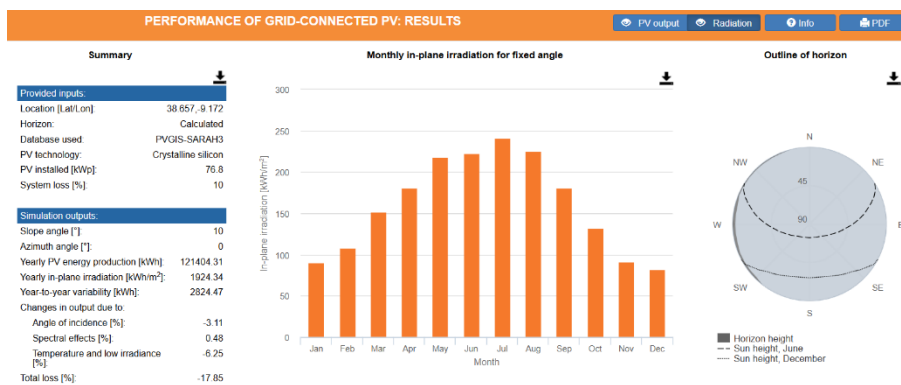


Figura 41 - Previsão de irradiância para o local

De seguida é apresentado um orçamento teórico para a instalação do projeto, sendo importante mencionar que, os valores apresentados são apenas representativos, tendo como objetivo utilização académica para realização do cálculo do ROI para o presente projeto, contudo com o objetivo de ser apresentado um valor de ROI fidedigno, foram, sempre que possível, utilizados os valores dos equipamentos publicados pelos respetivos fabricantes ou distribuidores oficiais em Portugal.

Na tabela 3 é possível visualizar uma estimativa orçamental detalhada para a instalação do presente projeto.

Ref.	Descrição	Quantidade	Preço Unitário (€)	Preço Total (€)
1	Estrutura Carport - Digart Solar Simples	8	3.550	28.400
1.1	Chumbadouros em varão de aço 20mm			
1.2	Betão C25/30. XC2 (P), Cl 0.2			
1.3	Pilares de Tubo de aço 160 x 160 x 4 mm			
1.4	Vigas de Tubo de aço 100 x 3 mm			
1.5	Vigas de Calha em chapa de aço 200 x 60 x 2,5 mm			

1.6	Vigas de Tubo de aço 140 x 140 x 4 mm			
1.7	Tratamento Anticorrosivo - Galvanização por imersão			
	a quente e acabamento poliuretano (à cor) de 75µ			
2	Modulos fotovoltaicos - JAM72D42 LB 640Wp	120	78	9.360
3	Optimizadores - Honeybee 650	120	52	6.240
4	Inversor Fotovoltaico - SUN2000-100KTL-M2	1	4.090	4.090
5	Malha soldada galvanizada 1 x 10 m - 25 x 25mm - Ø 2mm	1	24	24
6	Cabo fotovoltaico H1Z2Z2-K-4mm2, 0,6/1kV - Vermelho	120	6	720
7	Cabo fotovoltaico H1Z2Z2-K-4mm2, 0,6/1kV - Preto	120	6	720
8	Intermedio de alumínio para fixação de módulos fotovoltaicos	144	2	288
9	Terminal de alumínio para fixação de módulos fotovoltaicos	116	2	232
10	Fusível 22x58 gG 20A 690V	12	5	60
11	Corta-circuitos 2P 25A L31 2M	6	13	78
12	Quadro estanque vector IP65 1 fila 12M	1	58	58
13	Caixa BRES 64 fechadura tripla	1	350	350
14	Placa de montagem poliester BRES 64	1	56	56
15	Chassi p/ BRES 64 p/ 72 módulos (4filas)	1	175	175
16	Acessórios para Caixa BRES			
16.1	Fixador p/ poste BRES (4 unid.)	1	10	10
16.2	Dispositivo de Ventilação Grande	1	7	7
17	Interruptor x160 4P 160A	1	320	320
18	Disjuntor x160 TM 3P-3D 160A	3	260	780
19	Interruptor diferencial 4P 160A 0.03 - 5A Tipo A 6M	2	940	1.880
20	Disjuntor 3P 32A C 3M	4	53	212
21	Interruptor diferencial 4P 40A 30mA tipo AC 4M	4	90	360
22	Descarregador Sobretensão 4P T2 TNS/TT 40kA	1	373	373
23	Fusível 22x58 gG 125A 500V	3	5	15
24	Corta-circuitos secc. 125A 3P 6M	1	75	75
25	Cabo RZ1-K [AS] 4x95+50mm2 0,6/1KV	220	98	21.560
26	Cabo RZ1-K [AS] 5x4mm2 0,6/1KV	100	6	600
27	Carregador ABB Terra AC WALLBOX Tipo 2 22kW	4	1.749	6.996
28	Pedestal duplo para carregador ABB Terra AC WALLBOX	2	792	1.584
29	Armazenamento de Energia Huawei LUNA2000-200KWH-2H1	1	130.000	130.000
30	Botoneira saliente vidro quebrável de ação dupla com sinalização	1	176	176
31	Sinal botão alarme, 100x150 Sinalux Fotoluminescente	1	9	9
32	Bobina de emissão de corrente 230 V-415 VAC / 110 V-130 VDC.	1	54	54
33	Fusível 10x38 gG 6A 500V	1	1	1
34	Fusível 10x38 gG 1A 500V	1	2	2

35	Corta-circuitos 2P 25A L31 2M	1	13	13
36	Tubo corrugado L250 DN110 vermelho para cabos em rolo de 50 m	5	165	825
37	Tubo corrugado L250 DN40 vermelho para cabos em rolo de 50 m	1	48	48
38	Calha metálica, tipo LKM 40040	32	33	1.056
39	Calha metálica, tipo LKM 60100	2	46	92
40	Cabo de rede RJ45 CAT6 S/FTP (PiMF) 50.0m - branco	2	46	92
41	Dimensionamento e legalização de projeto eletrotécnico BT	1	4.950	4.950
42	Instalação e comissionamento dos equipamentos	1	10.000	10.000
			Total sem IVA (€)	232.941
			IVA	23%
			Total com IVA (€)	286.517,43

Tabela 3 - Estimativa orçamental

Por fim, antes de avançar para o cálculo do ROI, é necessário estimar o consumo de energia elétrica por parte do sistema de carregamento de VE e o seu rendimento. Terá tido em considerações os parâmetros de carga definidos anteriormente, sendo estes, consumo de 45kWh por carregamento a uma potência de carregamento máxima de 22kW, ou seja, cada carregamento demora aproximadamente de 2hr.

Como os carregadores estarão instalados num parque de estacionamento de um estabelecimento comercial, será considerado uma taxa de ocupação média de 40% dos carregadores durante os horários de funcionamento do estabelecimento, sendo que o mesmo encontra-se aberto todos os dias entre as 8:00hr e as 21:00hr, ou seja, 13 horas por dia.

Assim com base nestes pressupostos é possível realizar uma previsão de consumo de energia elétrica por parte do sistema de carregamento de VE, que será de 225 kWh por dia ou 82.125MWh por ano, como se pode verificar em 79:

$$\text{Carregamentos por dia (Un.)} = \frac{13 \text{ (hr)} \times 40\% \times 2 \text{ (carregadores)}}{2 \text{ (hr)}} \approx 5 \quad (77)$$

$$\text{Consumo por dia (kWh)} = 5 \text{ (carregamentos/dia)} \times 45 \text{ (kWh)} = 225 \text{ kWh/dia} \quad (78)$$

$$\text{Consumo por ano (kWh)} = 225 \text{ (kWh/dia)} \times 365 \text{ (dias)} \approx 82.125 \text{ MWh/ano} \quad (79)$$

Foram considerados apenas 2 carregadores no cálculo, apesar de existirem 4 carregadores instalados, pois está a ser considerado uma potência de carregamento de 22kW em cada carregador e apenas é possível atingir esta potência de carregamento com apenas 2 postos de carregamento operando simultaneamente, caso estejam os 4 carregadores a funcionar em simultâneo, o tempo de carga deixaria de ser apenas 2hr e passaria a ser 4hr porque a potência de carregamento deixaria de ser 22kW em cada carregador e passaria a ser de 11kW, devido ao balanceamento de carga ativo como mencionado anteriormente.

Neste cenário é possível considerar que o sistema fotovoltaico, em combinação com o sistema de armazenamento de energia elétrica, serão capazes de suprir totalmente a demanda de energia por parte do sistema de carregamento, possibilitando que o excedente seja consumido pelo estabelecimento comercial ou que seja injetado na rede elétrica, aumentando a rentabilidade do projeto.

Por forma a obtermos o rendimento do sistema de carregamento, é necessário definir o custo do carregamento dos VE, uma vez que o sistema estará conectado a rede da MOBI.E deve ser garantido o cumprimento do descrito no Decreto-Lei n.º 90/2014 (e alterações) e as

Portarias 241/2015 e 221/2016, que regulam a atividade de comercialização de eletricidade para mobilidade elétrica em Portugal.

Permitindo que os Operadores de Pontos de Carregamento (OPC) vendam energia mediante um contrato com um Comercializador de Eletricidade para Mobilidade Elétrica (CEME) registado na DGEG e a utilização de um carregador homologado pela MOBI.E. Como o custo de comercialização de energia elétrica varia bastante dependendo da forma de operação do sistema de carregamento de VE, pode ser cobrado pela utilização do carregador, pelos minutos de carregamento e ainda pela energia consumida durante o carregamento, simultaneamente ou individualmente, por forma a ser considerado um custo de comercialização de energia que seja realista, será considerado o custo praticado por outra empresa num sistema de carregamento instalado próximo ao local definido para o projeto.

Neste sentido ao consultar o site da MOBI.E, que tem publicado os valores praticados em todos os carregadores de VE instalados em Portugal, para utilização pública, é possível verificar que a empresa “Mota-Engil Renewing” para dois postos de carregamento de 22kW pratica valores de 0.2608 €/carregamento e 0.33 €/min, com se pode verificar na figura 42, sendo importante mencionar que esta imagem foi retirada do site oficial da MOBI.E com a informação que esta disponibilizada para consulta pública.

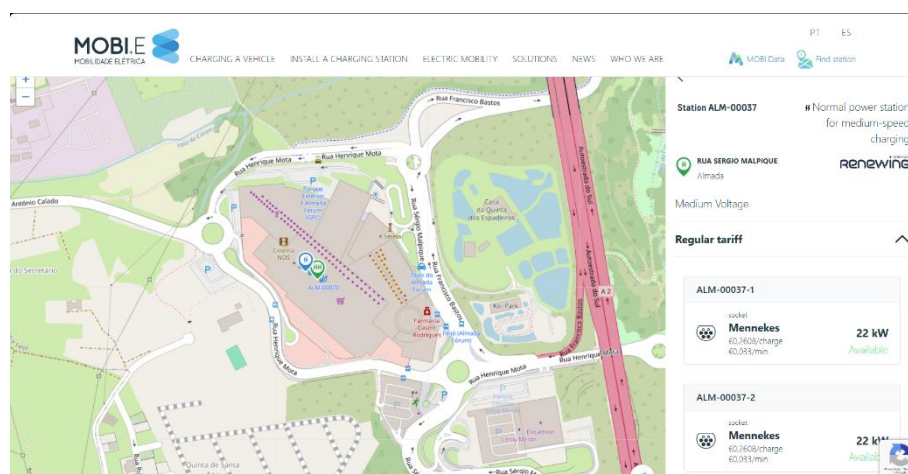


Figura 42 - Exemplo de custo para carregamento, informação disponibilizada pela MOBI.E

Considerando estes valores como referência, é possível considerar que cada carregamento no sistema de carregamento de VE do projeto irá gerar um valor total de 39.86€, conforme calculado em 80, o que irá equivaler a um rendimento anual de 72.745,96€, como se pode verificar em 81:

$$\text{Custo por carregamento (€)} = 0.2608 + 0.33 \times 120 = 39.86 \text{ € por carregamento} \quad (80)$$

$$\text{Rendimento anual (€)} = 39.86 \text{ (€/carregamento)} \times 5 \text{ (carregamentos/dia)} \times 365 \text{ (dias)} \quad (81)$$

$$\text{Rendimento anual} = 72.745,96 \text{ €}$$

Sendo necessário ter em consideração que a este valor não é apenas lucro, mesmo considerando que toda a energia consumida pelo sistema de carregamento foi gerada pelo sistema fotovoltaico, é necessário retirar os custos associados com impostos, taxas de operação do sistema de carregamento, manutenção do sistema fotovoltaico e do sistema de carregamento, entre outros encargos. Neste sentido, será considerado que 55% do rendimento anual será para cobrir estes encargos, assim é expectável que o sistema como um todo tenha um lucro anual de 40.010,28 €, com se pode verificar pela equação 82.

$$\text{Lucro anual (€)} = 72.745,96 \text{ (€)} \times 55\% = 40.010,28 \text{ € por ano} \quad (82)$$

Por fim com base no custo do investimento e no lucro anual expectável, é possível calcular o ROI para este investimento, como demonstrado na equação 83.

$$\text{ROI (anos)} = \frac{286.517,43 \text{ (€)}}{40.010,28 \text{ (€/anos)}} \approx 7 \text{ anos} \quad (83)$$

Assim é possível concluir que, é expectável que o investimento do presente projeto tenha um retorno em aproximadamente 7 anos, assumindo todas as considerações feitas para esta simulação. Sendo possível realizar uma comparação com a conclusão obtida no estudo apresentado anteriormente de Figueiredo et al., (2017), que também aborda o tema de projetos de carregamento de VE com apoio de um sistema fotovoltaico, apesar de no estudo referir-se a cenários sem armazenamento de energia elétrica em baterias, a conclusão a que se chegou foi que, para este tipo de projetos, é expectável períodos de retorno inferiores a 7 anos.

7 Conclusão

O desenvolvimento da presente dissertação teve como objetivo central o estudo e conceção de uma estação de carregamento de VE com apoio de um sistema fotovoltaico e armazenamento de energia elétrica em baterias, demonstrando a viabilidade técnica e económica de integrar estas soluções num modelo eficiente, sustentável e alinhado com as metas energéticas e ambientais atuais.

Através de uma abordagem multidisciplinar, foi possível aplicar, consolidar e expandir os conhecimentos adquiridos ao longo de todo o percurso académico, nomeadamente nas áreas de sistemas elétricos de potência, produção de energia renovável, gestão de energia e análise económica de projetos.

Tendo sido alcançados os objetivos inicialmente propostos, uma vez que numa primeira fase, procedeu-se à análise da demanda energética associada aos postos de carregamento de VE, permitindo identificar diferentes cenários de utilização e avaliar o potencial de aproveitamento da energia renovável. Em seguida, foi realizado um estudo comparativo das soluções disponíveis para sistemas de carregamento de VE, selecionando a configuração mais adequada face aos requisitos do projeto. Foram determinados os perfis de carga dos VE e calculada a potência necessária para assegurar a operação eficiente da estação de carregamento. Com base nestes dados, procedeu-se ao dimensionamento do sistema fotovoltaico e do sistema de armazenamento em baterias, tendo sido definida uma solução otimizada que potencia o autoconsumo e reduz a dependência da rede elétrica de serviço público. Adicionalmente, foi analisado o papel do Sistema de Gestão de Baterias (BMS), fundamental para garantir a segurança, a fiabilidade e a eficiência do sistema.

O projeto contemplou ainda o dimensionamento da cablagem e da canalização elétrica, bem como a definição dos equipamentos de proteção necessários, assegurando a conformidade com a legislação e normas em vigor. Por fim, foi realizada uma análise técnica e económica detalhada, incluindo o cálculo do ROI e a apresentação de uma estimativa da produção de energia anual e uma estimativa orçamental detalhada para instalação de todo o projeto.

Os resultados obtidos confirmaram a viabilidade da solução proposta, considerando o local e condições definidas no presente projeto, estimando-se um ROI de aproximadamente 7 anos, valor este que se encontra alinhado com os artigos científicos analisados no capítulo do estado de arte. Este facto reforça a credibilidade da metodologia aplicada e a relevância prática da solução desenvolvida. Adicionalmente, a análise efetuada demonstrou que a integração de tecnologias de armazenamento pode potenciar o autoconsumo, reduzir a dependência da rede de distribuição de energia elétrica e melhorar o desempenho económico do sistema, uma vez que será capaz de armazenar o excedente produzido pelo sistema fotovoltaico, que de outra forma seria injetado na rede a um custo reduzido, sendo possível posteriormente disponibilizar essa energia armazenada ao sistema de carregamento de VE, evitando o consumo de energia à rede elétrica.

No ponto de vista académico, mas também pessoal, este trabalho representou uma experiência enriquecedora e desafiadora, pois o desenvolvimento do presente projeto permitiu compreender com maior profundidade a complexidade da implementação de sistemas integrados de energia, exigindo uma abordagem metódica, fundamentada e ajustada à realidade técnica e normativa em vigor. A execução deste projeto revelou igualmente a importância de considerar fatores transversais como a gestão económica, o planeamento detalhado e a adaptabilidade a contextos reais, como características físicas do terreno, que nem sempre são abordados com profundidade no plano curricular tradicional.

Como proposta para trabalhos futuros, considera-se pertinente explorar a integração de sistemas de gestão de energia mais avançados, com algoritmos de otimização de carga e descarga de baterias, bem como a eventual implementação de sistemas de controlo baseados em domótica, de forma a maximizar a eficiência energética e a flexibilidade operacional do sistema.

Poderá também ser interessante realizar um estudo de viabilidade para replicação deste modelo em contexto urbano residencial, com diferentes escalas de produção e armazenamento de forma descentralizada.

Em suma, os objetivos definidos foram cumpridos com sucesso, e o trabalho desenvolvido representa um contributo relevante para o estudo e aplicação de soluções técnicas no âmbito da mobilidade elétrica sustentável. A experiência adquirida ao longo desta dissertação fortalece a preparação técnica e académica para enfrentar desafios profissionais futuros, com maior autonomia e consciência crítica.

Referências Bibliográficas

- ABB. (2020). *Pedestal for Terra AC wallbox Installation manual*.
- ACP, A. C. da P. (2025). *Carregamento rápido vs carregamento normal*. <https://www.acp.pt/eletricos/carregar-carro-eletrico/carregamento-rapido-vs-carregamento-normal>
- Aguiar, R., & (INETI), I. N. de E. T. e I. (2005). *Weather Data Download - Lisboa 085360 (INETI)*. https://energyplus.net/weather-location/europe_wmo_region_6/PRT/PRT_Lisboa.085360_INETI
- Al-Kitab University, & Institute of Electrical and Electronics Engineers. (2018). *2nd International Conference for Engineering, Technology & Sciences of AlKitab University : 2nd ICETS-2018 : Erbil International Hotel, 4-5./Dec./2018*.
- Boonrach, N., Janjamraj, N., & Bhumkittipich, K. (2021). Optimal Energy Storage System in Residential Micro-Grid for EV Charging Station Penetration. *2021 International Conference on Power, Energy and Innovations, ICPEI 2021*, 37–40. <https://doi.org/10.1109/ICPEI52436.2021.9690687>
- Chandra Mouli, G. R., Bauer, P., & Zeman, M. (2016). System design for a solar powered electric vehicle charging station for workplaces. *Applied Energy*, 168, 434–443. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.01.110>
- Chaudhary, S. K., Deepak, S., Kumar, P., Tripathi, R., Dixit, N. K., & Srivastava, A. (2021). Maximizing the Conversion Efficiency of Smart Solar Inverter. *2021 International Conference on Advance Computing and Innovative Technologies in Engineering, ICACITE 2021*, 388–393. <https://doi.org/10.1109/ICACITE51222.2021.9404597>
- Comissão Técnica de Normalização Eletrotécnica - CTE 64. (2023). *COMISSÃO TÉCNICA DE NORMALIZAÇÃO ELETROTÉCNICA-CTE 64 Instalações Elétricas e Proteção Contra Choques Elétricos GUIA TÉCNICO DAS INSTALAÇÕES ELÉTRICAS PARA ALIMENTAÇÃO DE VEÍCULOS ELÉTRICOS*.
- Das, H. S., Rahman, M. M., Li, S., & Tan, C. W. (2020). Electric vehicles standards, charging infrastructure, and impact on grid integration: A technological review. Em *Renewable and Sustainable Energy Reviews* (Vol. 120). Elsevier Ltd. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.109618>
- Desai, A., Joshi, T., Mukhopadhyay, I., & Ray, A. (2021). Effect of Temperature on Conversion Efficiency of Single-Phase Solar PV Inverter. *Conference Record of the IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, 2376–2381. <https://doi.org/10.1109/PVSC43889.2021.9518415>
- Desai, A., Kanika, & Patel, C. R. (2023). The impact of electric vehicle charging infrastructure on the energy demand of a city. *Energy Reports*, 9, 814–823. <https://doi.org/10.1016/j.egy.2023.05.177>
- Deshmukh, S., Limkar, S., Nagthane, R., Pande, V. N., & Tare, A. V. (2023). Design of Grid-Connected Solar PV System Integrated with Battery Energy Storage System. *2023 3rd Asian Conference on Innovation in Technology, ASIANCON 2023*. <https://doi.org/10.1109/ASIANCON58793.2023.10269854>
- Deshmukh, S. S., & Pearce, J. M. (2021). Electric vehicle charging potential from retail parking lot solar photovoltaic awnings. *Renewable Energy*, 169, 608–617. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2021.01.068>
- DGEG. (2023). *GUIA TÉCNICO DAS INSTALAÇÕES ELÉTRICAS PARA ALIMENTAÇÃO DE VEÍCULOS ELÉTRICOS Edição 3*. <https://www.dgeg.gov.pt/pt/areas-setoriais/energia/energia-eletrica/atividade-normativa/cte-64/>
- Diário da República. (1984). *Decreto Regulamentar n.º 90/84, de 26 de dezembro*. 1–54.
- Diário da República. (1985). *Diário da República n.º 49/1985, 2º Suplemento, Série I de 1985-02-28*. 1–3.
- Diário da República. (2005). *Decreto-Lei n.º 226/2005, de 28 de dezembro*.
- Diário da República. (2006a). *Portaria n.º 949-A/2006, de 11 de setembro*. 1–190.

- Diário da República. (2006b). “*Regras Técnicas das Instalações Elétricas de Baixa Tensão – RTIEBT*”, aprovada pela Portaria 949A/2006, de 11 de setembro.
- Diário da República. (2014). *Decreto-Lei n.º 153/2014 de 20 de outubro*.
- Diário da República. (2015a). *Lei n.º 14/2015, de 16 de fevereiro*.
- Diário da República. (2015b). *Portaria n.º 252/2015, de 19 de agosto*. 1–4.
- Diário da República. (2017a). *Declaração de Retificação n.º 29/2017, de 3 de outubro*. 1–1.
- Diário da República. (2017b). *Declaração de Retificação n.º 33/2017, de 9 de outubro* (Vol. 1).
- Diário da República. (2017c). *Decreto-Lei n.º 96/2017, de 10 de agosto*. 1–10.
- Diário da República. (2022). *Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro*.
- Diário da República. (2024). *Despacho n.º 22/DGEG/2024, de 5 de agosto*.
- European Environment Agency. (2021). *Decarbonising road transport: the role of vehicles, fuels and transport demand*.
- EVspecs. (2024). *EVspecs*. <https://www.evspecs.org>
- Figueiredo, R., Nunes, P., & Brito, M. C. (2017). The feasibility of solar parking lots for electric vehicles. *Energy*, 140, 1182–1197. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.09.024>
- Gillera, M., Bonnema, E., Woods, J., Mishra, P., Doebber, I., Hunter, C., Mitchell, M., & Mann, M. (2021). Impact of electric vehicle charging on the power demand of retail buildings. *Advances in Applied Energy*, 4. <https://doi.org/10.1016/j.adapen.2021.100062>
- Habib, M., Bollin, E., & Wang, Q. (2023). Edge-based solution for battery energy management system: Investigating the integration capability into the building automation system. *Journal of Energy Storage*, 72. <https://doi.org/10.1016/j.est.2023.108479>
- Higon Solar. (2025). *Honeybee 800W - 1300W Double Module PV Power Optimizers*. <https://www.higonsolar.com/honeybee-800w-1300w-double-module-pv-power-optimizers>
- Huawei Technologies Co., Ltd. (2025). *HUAWEI Smart String Energy Storage System Model: LUNA2000-97/129/161/200KWH*. <https://solar.huawei.com/en/products/LUNA2000-97-129-161-200kwh>
- IEA. (2022). *By 2030 EVs represent more than 60% of vehicles sold globally, and require an adequate surge in chargers installed in buildings*, IEA, Paris. <https://www.iea.org/reports/by-2030-evs-represent-more-than-60-of-vehicles-sold-globally-and-require-an-adequate-surge-in-chargers-installed-in-buildings>, Licence: CC BY 4.0
- IEA. (2024). *Breakdown of battery electric car sales in selected countries and regions by segment, 2018-2023*, IEA, Paris. <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/breakdown-of-battery-electric-car-sales-in-selected-countries-and-regions-by-segment-2018-2023>, Licence: CC BY 4.0
- IEC 60909-0. (2001). *International Electrotechnical Commission*.
- IEEE. (2022). IEEE Standard for Technical Specifications of a DC Quick and Bidirectional Charger for Use with Electric Vehicles. *IEEE Std 2030.1.1-2021 (Revision of IEEE Std 2030.1.1-2015)*, 1–147. <https://doi.org/10.1109/IEEESTD.2022.9714435>
- Indusmelec. (2015). *Descarregadores de sobretensões*.
- Kazi N. Hasan, Kashem M. Muttaqi, Pablo Borboa, Jakem Scira, Zihao Zhang, & Matthew Leishman. (2019). *Measurement-based Electric Vehicle Load Profile and Its Impact on Power System Operation*. <https://doi.org/10.1109/ICPES47639.2019.9105651>
- Kumar, N., & Prabhansu. (2025). Next-generation battery energy management systems in electric vehicles: An overview of artificial intelligence. *Future Batteries*, 7, 100087. <https://doi.org/10.1016/j.fub.2025.100087>
- Lawder, M. T., Suthar, B., Northrop, P. W. C., De, S., Hoff, C. M., Leitermann, O., Crow, M. L., Santhanagopalan, S., & Subramanian, V. R. (2014). Battery energy storage system (BESS) and battery management system (BMS) for grid-scale applications. *Proceedings of the IEEE*, 102(6), 1014–1030. <https://doi.org/10.1109/JPROC.2014.2317451>
- Lee, J., & Park, G.-L. (2014). Renewable energy-combined scheduling for electric vehicle charging. *Em Int. J. Intelligent Information and Database Systems* (Vol. 8, Número 1).

- Meshram, D. K., Goel, N., & Chacko, S. (2022). Integration of Battery Energy Storage System with Solar Power Generation System along with Load Management System. *2022 International Conference for Advancement in Technology, ICONAT 2022*. <https://doi.org/10.1109/ICONAT53423.2022.9725942>
- Mohsenian-Rad, A. H., & Leon-Garcia, A. (2010). Optimal residential load control with price prediction in real-time electricity pricing environments. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 1(2), 120–133. <https://doi.org/10.1109/TSG.2010.2055903>
- Montano, J., Candelo-Becerra, J. E., Escudero-Quintero, C., & Guzmán, J. P. (2025). Economic and environmental power dispatch for energy management systems applied to microgrids with wind energy resources and battery energy storage systems. *Results in Engineering*, 27. <https://doi.org/10.1016/j.rineng.2025.106430>
- Nunes, P., Figueiredo, R., & Brito, M. C. (2016). The use of parking lots to solar-charge electric vehicles. Em *Renewable and Sustainable Energy Reviews* (Vol. 66, pp. 679–693). Elsevier Ltd. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.08.015>
- Omar Hegazy, Joeri Van Mierlo, Ricardo Barrero, Philippe Lataire, Noshin Omar, & Thierry Coosemans. (2013). *A Comparative Study of Different Control Strategies of On-Board Battery Chargers for Battery Electric Vehicles*. <https://doi.org/10.1109/EVER.2013.6521603>.
- Ordem dos Engenheiros Região Norte. (2024). *Legislação Internacional - Instalações Elétricas*. 1–1. <https://www.oern.pt/v-0C0J0N0B/instalacoes-eletricas>
- Patil, T. G. (2016). *A Proficient Solar Panel Efficiency Measurement System: Using Current Measurements*.
- PORDATA. (2025). *Consumo de energia final por tipo de produto energético e setor consumidor*. <https://www.pordata.pt/pt/estatisticas/ambiente/energias-renovaveis-e-acessiveis/consumo-de-energia-final-por-tipo-de-produto>
- Saleem, M. I., Saha, S., Izhar, U., & Ang, L. (2024). A stochastic MPC-based energy management system for integrating solar PV, battery storage, and EV charging in residential complexes. *Energy and Buildings*, 325. <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2024.114993>
- Sevdari, K., Calearo, L., Bakken, B. H., Andersen, P. B., & Marinelli, M. (2023). Experimental validation of onboard electric vehicle chargers to improve the efficiency of smart charging operation. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, 60. <https://doi.org/10.1016/j.seta.2023.103512>
- Shafiq, Z., & Egger, W. (2022). Study of Charging Strategies of Lithium Batteries and their Effect on the Batteries Technologies. *2022 IEEE 13th Annual Information Technology, Electronics and Mobile Communication Conference, IEMCON 2022*, 540–545. <https://doi.org/10.1109/IEMCON56893.2022.9946511>
- Shivalingaswamy, G. D., Kothaiandal, C., & Selvamathi, R. (2022). Efficient Off Board DC Charger Design Comparing with Onboard DC Charger for Electric Vehicles. *IEEE International Conference on Distributed Computing and Electrical Circuits and Electronics, ICDCECE 2022*. <https://doi.org/10.1109/ICDCECE53908.2022.9793316>
- Watil, A. (2024). Smart home power management algorithm using real-time model predictive control for a stand-alone PV system with battery energy storage. *e-Prime - Advances in Electrical Engineering, Electronics and Energy*, 10. <https://doi.org/10.1016/j.prime.2024.100789>
- Yap, K. Y., Chin, H. H., & Klemes, J. J. (2022). Solar Energy-Powered Battery Electric Vehicle charging stations: Current development and future prospect review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 169. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.112862>
- Zain Ul Abideen, Arooj Aslam, Habib Ullah Manzoor, Tareq Manzoor, & Nouman Bashir. (2019). *Cost Optimization of Off Grid Photovoltaic System by Increasing Conversion Efficiency*.

Anexos

Neste capítulo serão apresentados os diversos anexos mencionados anteriormente, por forma a complementar o projeto de dimensionamento de uma estação de carregamento de VE com apoio de sistema fotovoltaico e armazenamento em baterias, os anexos que serão apresentados de seguida são:

Anexo 1 - Peças Desenhadas

Anexo 2 - Datasheet Modulo Fotovoltaico (JAM72D42 640/LB)

Anexo 3 - Datasheet Optimizador de Potência (Honeybee650)

Anexo 4 - Datasheet Inversor (SUN2000-100KTL-M2)

Anexo 5 - Datasheet Estrutura Carport Solar (Digart Solar Simples)

Anexo 6 - Datasheet Sistema de Armazenamento de Energia (LUNA2000-200KWH-2H1)

Anexo 7 - Datasheet Sistema de Carregamento (Terra AC Wallbox)

Anexo 8 - Cabo RZ1-K (AS)

Anexo 9 - Cabo SOZ1-K (AS+)

Anexo 10 - Cabo Solar H1Z2Z2-K

Anexo 11 - Tubo Corrugado 2WW L250

Anexo 12 - Calha Técnica Metálica LKM40040

Anexo 13 - Calha Técnica Metálica LKM60100

Anexo 14 - Descarregador de Sobre Tensão SPB440D

Anexo 15 - Botoneira de Emergência

Anexo 16 - Bobina de emissão de corrente MZ203

Anexo 1 - Peças Desenhadas

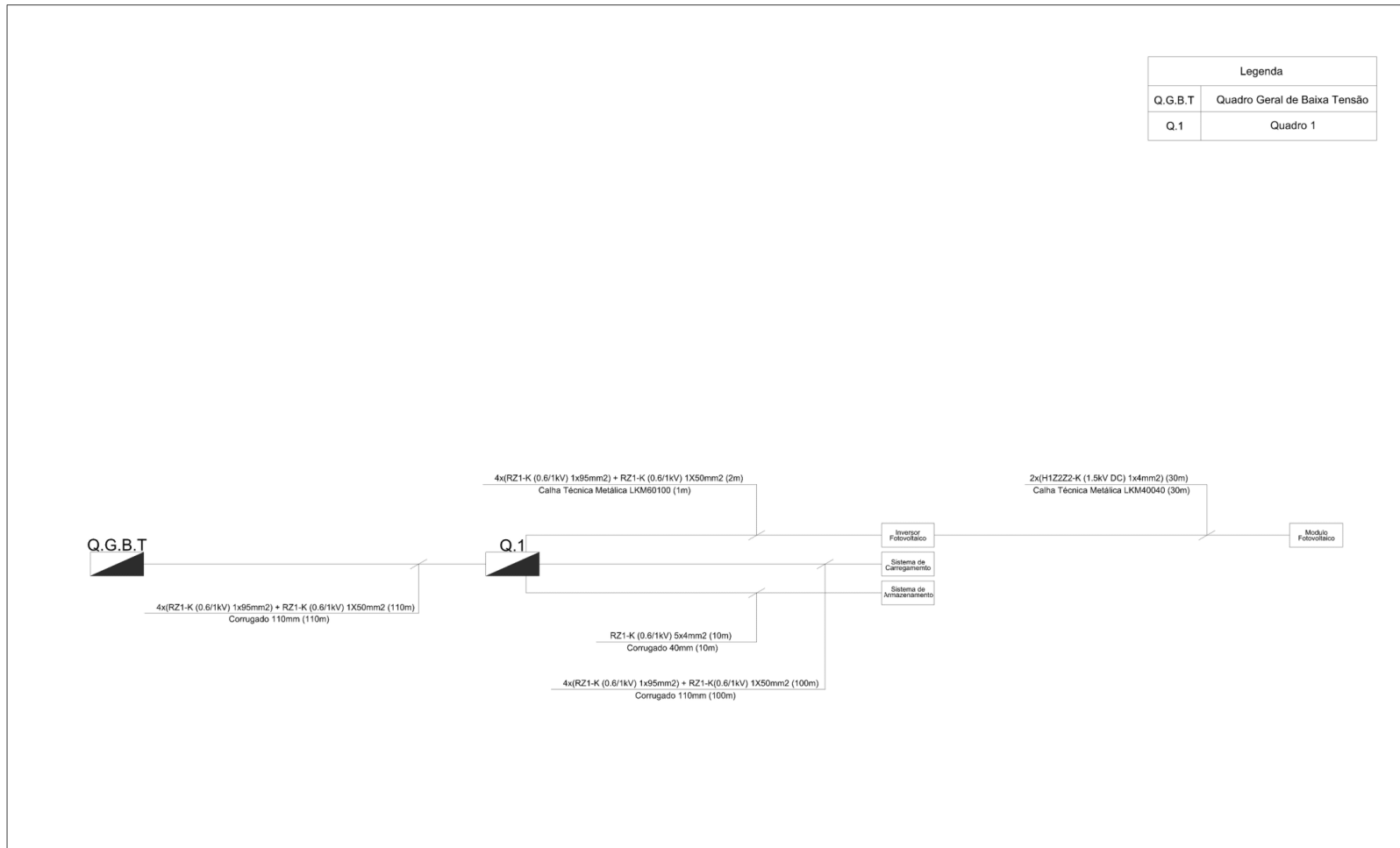
Índice Peças Desenhadas

Desenho 1 - Localização do Projeto.....	73
Desenho 2 - Organograma Rede de Distribuição.....	74
Desenho 3 – Rede de Tubagens	75
Desenho 4 - Diagrama Geral da Instalação	76
Desenho 5 - Esquema de Ligação do Sistema de Segurança.....	77
Desenho 6 - Esquema Unifilar Quadro 1.....	78
Desenho 7 - Simbologia das Peças Desenhadas.....	79

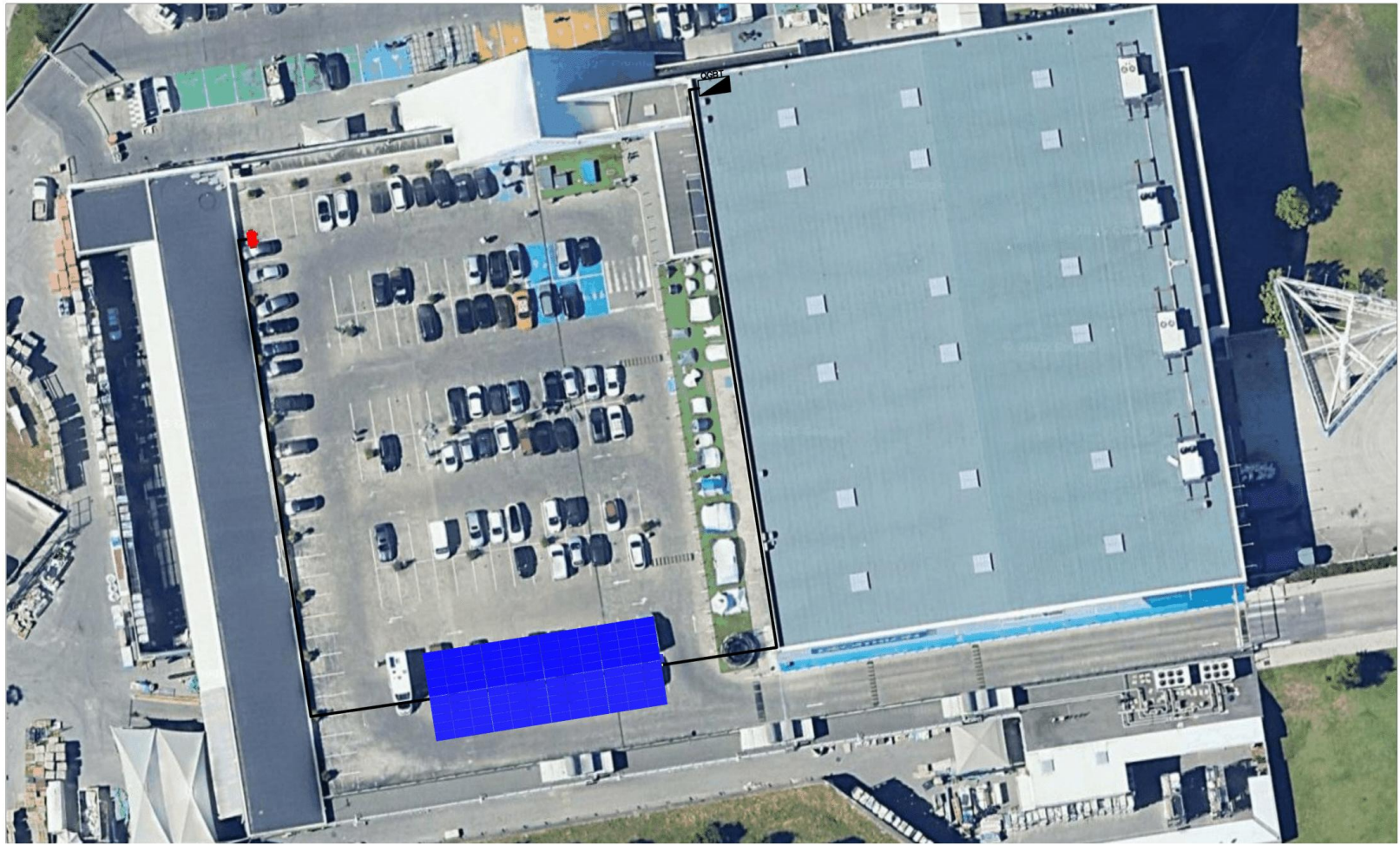


O presente desenho é propriedade do Grupo Disciplinar de Instalações Eléctricas da FEUP e não pode ser usado ou reproduzido no seu todo ou em parte sem autorização expressa dos autores.	projectou	Lucas	Dimensionamento de uma estação de carregamento de veículos elétricos com apoio de sistema fotovoltaico e armazenamento em baterias	I.S.E.L. Departamento de Engenharia Electrotécnica de Energia e Automação
	desenhou	Lucas		
	verificou			
	aprovou			
	1:200	Localização do Projeto		Desenho N.º 1
				substituído:

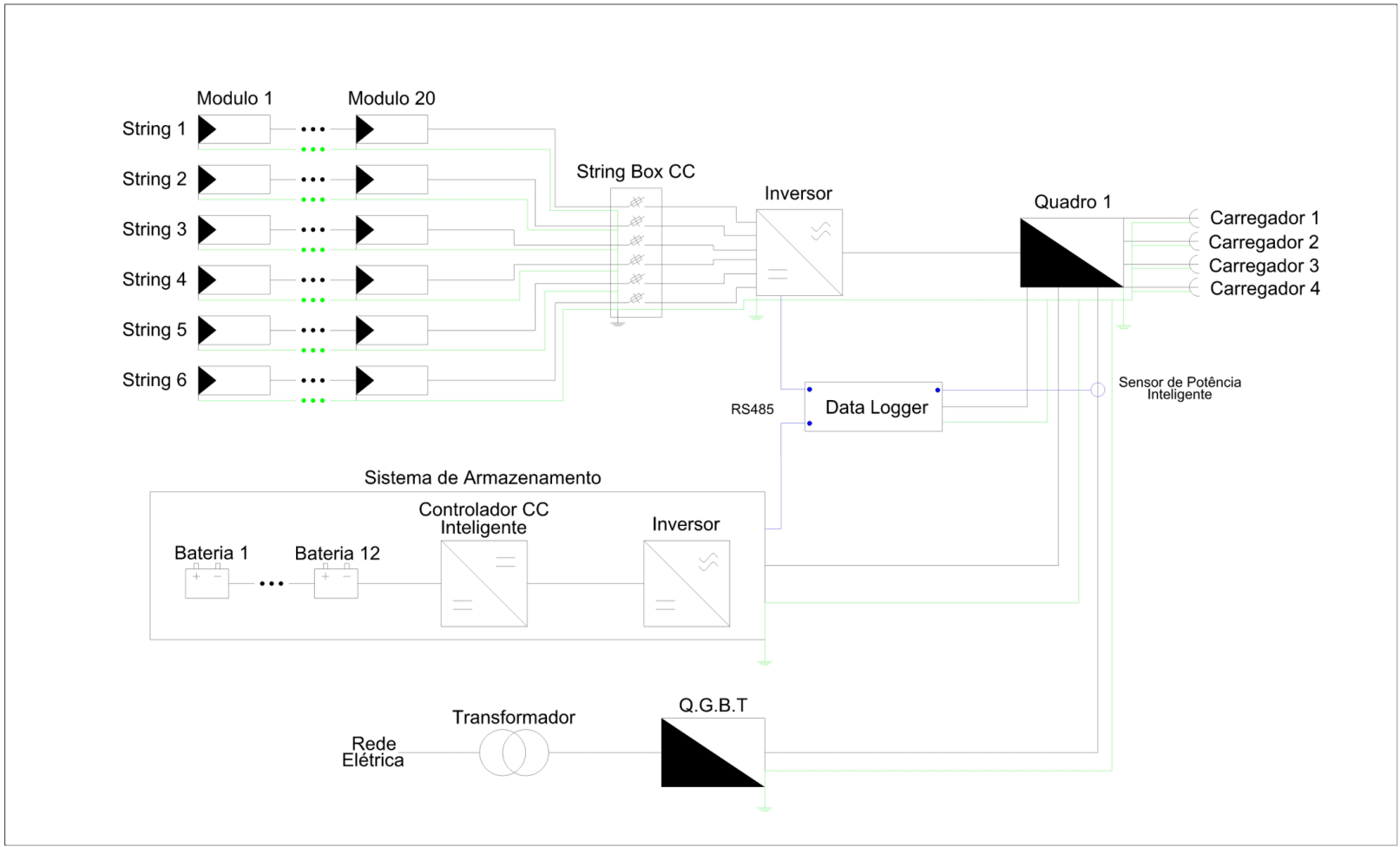
Legenda	
Q.G.B.T	Quadro Geral de Baixa Tensão
Q.1	Quadro 1



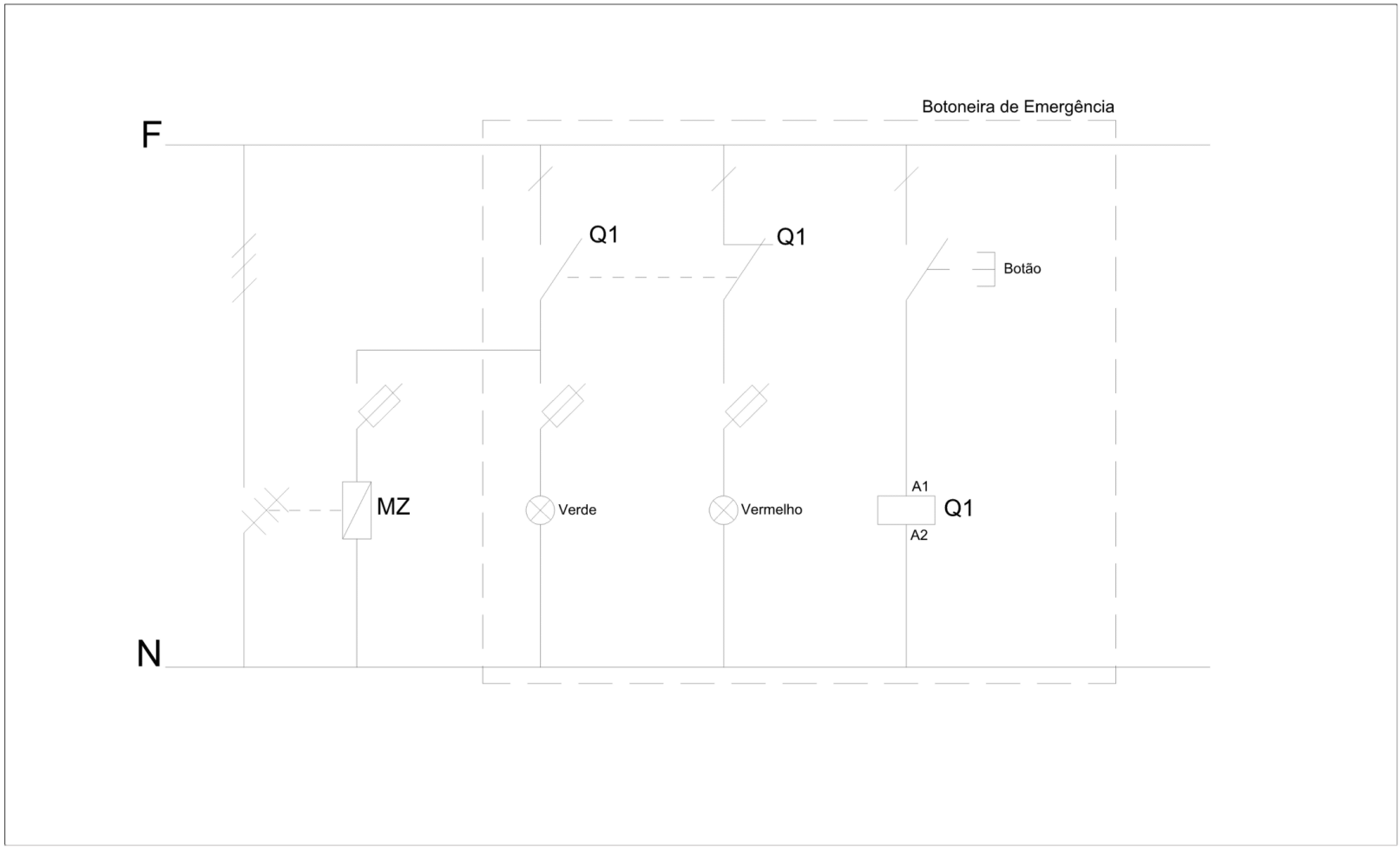
projectou	Lucas		Dimensionamento de uma estação de carregamento de veículos elétricos com apoio de sistema fotovoltaico e armazenamento em baterias	I.S.E.L. Departamento de Engenharia Electrotécnica de Energia e Automação
desenhou	Lucas			
verificou				
aprovou				
1: 200			Organograma Rede de Distribuição	Desenho N° 2
<small>O presente desenho é propriedade do Grupo Distribuidor de Instalações Eléctricas do ISEEL e não pode ser usado ou reproduzido no seu todo ou em parte sem autorização expressa dos autores.</small>				substituído:
				substituído:



<small> O presente desenho é propriedade do Grupo Desportivo de Vila Real e não pode ser usado ou reproduzido no seu todo ou em parte sem autorização expressa dos autores. </small>	projectou	Lucas	Dimensionamento de uma estação de carregamento de veículos elétricos com apoio de sistema fotovoltaico e armazenamento em baterias	I.S.E.L. Departamento de Engenharia Electrotécnica de Energia e Automação
	desenhou	Lucas		
	verificou			
	aprovou			
	1:200			Desenho N.º 3
			Rede de Tubagens	substituído:
				substituído:



projectou	Lucas		Dimensionamento de uma estação de carregamento de veículos elétricos com apoio de sistema fotovoltaico e armazenamento em baterias	I.S.E.L. Departamento de Engenharia Electrotécnica de Energia e Automação
desenhou	Lucas			
verificou				
aprovou				
1: 200			Diagrama Geral da Instalação	Desenho N° 4
<small>O presente desenho é propriedade do Grupo Disciplinar de Instalações eléctricas da FEUP e não pode ser usado ou reproduzido no seu todo ou em parte sem autorização expressa dos autores.</small>				substituído:
				substituído:

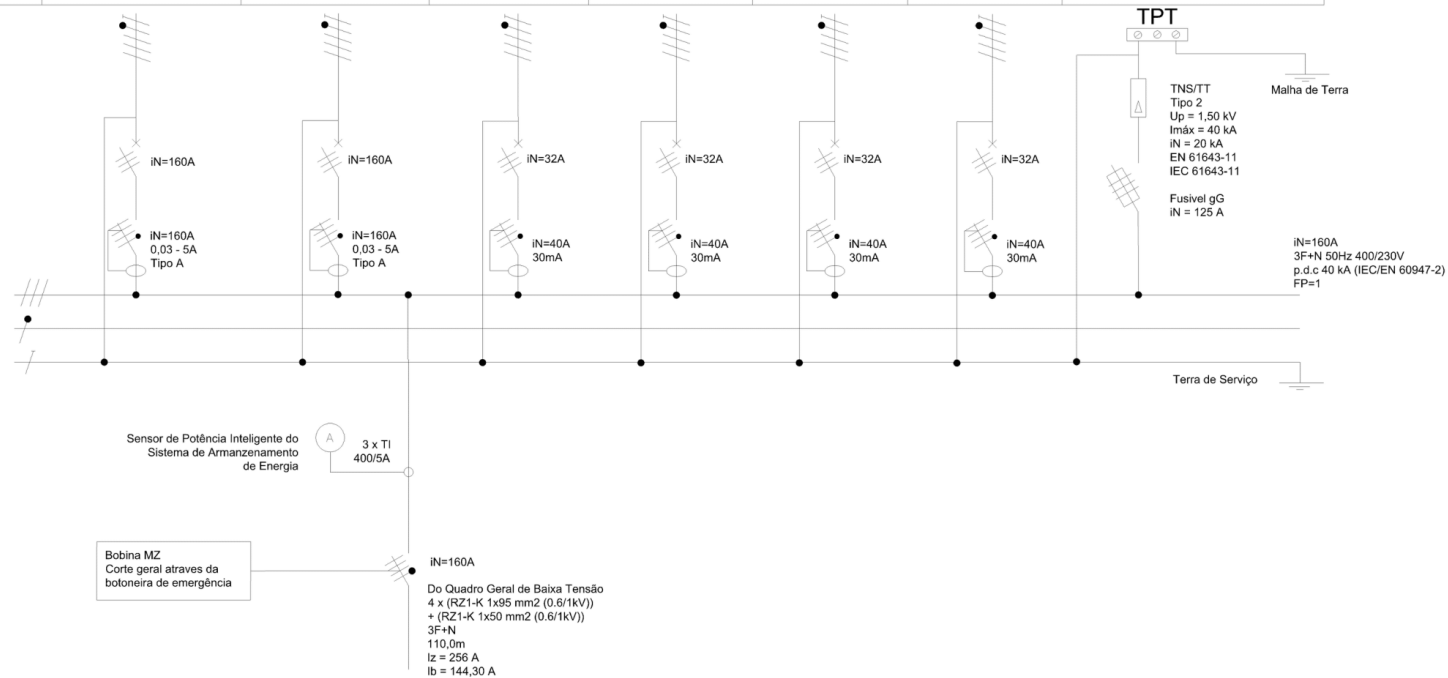


<small>O presente desenho é propriedade do Grupo Discipulo de Instalações eléctricas do ISEEA e não pode ser usado ou reproduzido no seu todo ou em parte sem autorização expressa dos autores.</small>	projectou	Lucas	Dimensionamento de uma estação de carregamento de veículos elétricos com apoio de sistema fotovoltaico e armazenamento em baterias	I.S.E.L. Departamento de Engenharia Electrotécnica de Energia e Automação
	desenhou	Lucas		
	verificou			
	aprovou			
	1: 200		Esquema de Ligação do Sistema de Segurança	Desenho N° 5
				substituído: substituído:

Quadro 1









Classe de isolamento II
Esquema TN-S








Corrente máx. admissível (I _Z)	256 A	256 A	44 A	44 A	44 A	44 A	
Corrente de serviço (I _B)	144,30 A	144,30 A	32 A	32 A	32 A	32 A	
Comprimento instalado (m)	2 m	100 m	20 m	20 m	30 m	30 m	
Carga	Sistema Fotovoltaico	Sistema de Armazenamento de Energia	Sistema de Carregamento 1	Sistema de Carregamento 2	Sistema de Carregamento 3	Sistema de Carregamento 4	Descarregador de Sobretenção
Canalização	4 x (RZ1-K 1x95 mm ² (0.6/1kV)) + (RZ1-K 1x50 mm ² (0.6/1kV))	4 x (RZ1-K 1x95 mm ² (0.6/1kV)) + (RZ1-K 1x50 mm ² (0.6/1kV))	5 x (RZ1-K 1x4 mm ² (0.6/1kV))	5 x (RZ1-K 1x4 mm ² (0.6/1kV))	5 x (RZ1-K 1x4 mm ² (0.6/1kV))	5 x (RZ1-K 1x4 mm ² (0.6/1kV))	
Ligações	3F + N + PE	3F + N + PE	3F + N + PE	3F + N + PE	3F + N + PE	3F + N + PE	
Circuito nº	Q.1.01	Q.1.02	Q.1.03	Q.1.04	Q.1.05	Q.1.06	



projectou	Lucas		Dimensionamento de uma estação de carregamento de veículos elétricos com apoio de sistema fotovoltaico e armazenamento em baterias	I.S.E.L. Departamento de Engenharia Electrotécnica de Energia e Automação
desenhou	Lucas			
verificou				
aprovou				
1:200			Esquema Unifilar Quadro 1	Desenho N° 6
O presente desenho é propriedade do Grupo Discipulo de Instalações eléctricas da ISEEA e não pode ser usado ou reproduzido no seu todo ou em parte sem autorização expressa dos autores.				substituído:
				substituído:

Simbologia das Peças Desenhadas

Simbologia	Definição
	Terra (símbolo geral)
	Interruptor Tetrapolar (3 fases+neutro)
	Amperímetro
	Disjuntor Tripolar
	Interruptor tripolar Diferencial
	Interruptor Unipolar porta-fusível
	Luminária
	Encravamento Mecânico

Simbologia	Definição
	Descarregador de Sobretensões
	Transformador de Potência
	Condutor Fase
	Condutor N (neutro)
	Condutor PE (protecção)
	Sistema trifásico com neutro e protecção
	Quadro de eléctrico de distribuição (exemplo com 3 canalizações)

<small> O presente desenho é propriedade do Grupo Discipulo de Instalações eléctricas do ISEEA e não pode ser usado ou reproduzido no seu todo ou em parte sem autorização expressa dos autores. </small>	projectou	Lucas	Dimensionamento de uma estação de carregamento de veículos elétricos com apoio de sistema fotovoltaico e armazenamento em baterias	I.S.E.L. Departamento de Engenharia Electrotécnica de Energia e Automação
	desenhou	Lucas		
	verificou			
	aprovou			
	1:200			Desenho N° 7
	Simbologia das Peças Desenhadas			
				substitui:
				substituído:

Anexo 2 - Datasheet Modulo Fotovoltaico (JAM72D42 640/LB)

Harvest the Sunshine

640W





JAM72D42 LB

n-type Double Glass Bifacial Modules

Premium Cells

n-
Bycium+
16BB

26%

Up To

MBB Half-Cell Technology Cell Conversion Efficiency

Premium Modules

Higher power generation better LCOE

Better Temperature Coefficient

n-type with very Lower LID

Better low irradiance response



1% 1st-year Degradation 0.4% Annual Degradation Over 30 years

12

12-year product warranty

30

30-year linear power output warranty

Comprehensive Certificates

- IEC 61215, IEC 61730, UL 61215, UL 61730
- ISO 9001: 2015 Quality management systems
- ISO 14001: 2015 Environmental management systems
- ISO 45001: 2018 Occupational health and safety management systems
- IEC 62941: 2019 Terrestrial photovoltaic (PV) modules - Quality system for PV module manufacturing

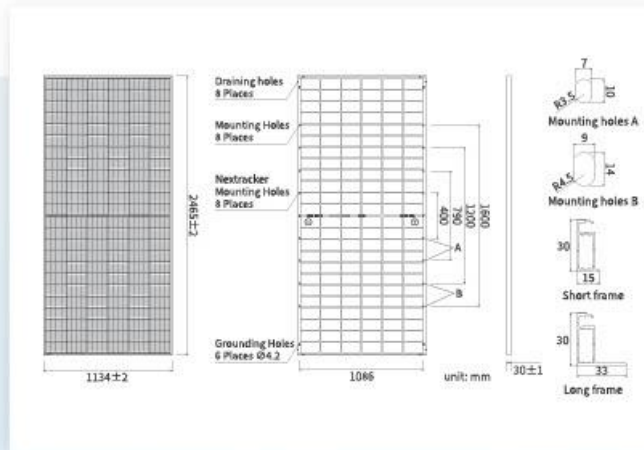








JAM72D42 LB n-type Double Glass Bifacial Modules



MECHANICAL PARAMETERS

Cell	Mono
Weight	34.6kg
Dimensions	2465±2mm×1134±2mm×30±1mm
Cable Cross Section Size	4mm ² (IEC), 12 AWG(UL)
No. of cells	144(6×24)
Junction Box	IP68, 3 diodes
Connector	QC 4.10-351/ MC4-EVO2A
Cable Length	Portrait: 300mm(-)/400mm(-) (including Connector) Landscape: 1500mm(+)/1500mm(-)
Front Glass/Back Glass	2.0mm/2.0mm
Packaging Configuration	36pcs/Pallet, 576pcs/40HQ Container

Remark: customized frame color and cable length available upon request

ELECTRICAL PARAMETERS AT STC

TYPE	JAM72D42					
	615/LB	620/LB	625/LB	630/LB	635/LB	640/LB
Rated Maximum Power(Pmax) [W]	615	620	625	630	635	640
Open Circuit Voltage (Voc) [V]	51.87	52.07	52.27	52.47	52.67	52.87
Maximum Power Voltage(Vmp) [V]	43.31	43.51	43.71	43.90	44.10	44.29
Short Circuit Current(Isc) [A]	15.06	15.11	15.16	15.21	15.26	15.31
Maximum Power Current(Imp) [A]	14.20	14.25	14.30	14.35	14.40	14.45
Module Efficiency [%]	22.0	22.2	22.4	22.5	22.7	22.9
Power Tolerance	0~+3%					
Temperature Coefficient of Isc(α _{Isc})	+0.046%/°C					
Temperature Coefficient of Voc(β _{Voc})	-0.260%/°C					
Temperature Coefficient of Pmax(γ _{Pmp})	-0.290%/°C					
STC	Irradiance 1000W/m ² , cell temperature 25°C, AM1.5G					

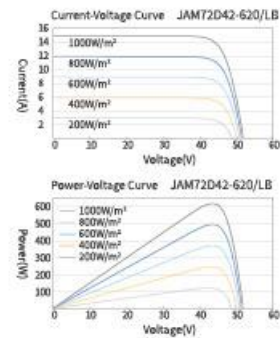
Remark: Electrical data in this catalog do not refer to a single module and they are not part of the offer. They only serve for comparison among different module types.

ELECTRICAL CHARACTERISTICS WITH 10% SOLAR IRRADIATION RATIO

TYPE	JAM72D42					
	615/LB	620/LB	625/LB	630/LB	635/LB	640/LB
Rated Max Power(Pmax) [W]	664	670	675	680	686	691
Open Circuit Voltage(Voc) [V]	51.87	52.07	52.27	52.47	52.67	52.87
Max Power Voltage(Vmp) [V]	43.31	43.51	43.71	43.90	44.10	44.29
Short Circuit Current(Isc) [A]	16.26	16.32	16.37	16.43	16.48	16.53
Max Power Current(Imp) [A]	15.34	15.39	15.44	15.50	15.55	15.61
Irradiation Ratio (rear/front)	10%					

* For Nextacker installations, maximum static load please take compatibility approve letter between JA Solar and Nextacker for reference.
** Bifaciality=Pmax, rear/Rated Pmax, front

CHARACTERISTICS



OPERATING CONDITIONS

Maximum System Voltage	1500V DC
Operating Temperature	-40°C~+85°C
Maximum Series Fuse Rating	30A
Maximum Static Load, Front*	5400Pa(112 lb/ft ²)
Maximum Static Load, Back*	2400Pa(50 lb/ft ²)
NOCT	45±2°C
Bifaciality**	80%±10%
Fire Performance	UL Type 29



Headquarters


No. 8 Building, Nuode Center, No.1 Courtyard, East Auto Museum Road, Fengtai District, Beijing
Tel: +86 10 6361 1888 Fax: +86 10 6361 1999
E-mail: sales@jasolar.com marketing@jasolar.com www.jasolar.com

Specifications subject to technical changes and tests.
JA Solar reserves the right of final interpretation.

Version No. : Global-EN-20240326A

Anexo 3 - Datasheet Optimizador de Potência (Honeybee650)

Expert of Solar Power Optimization & Smart Management



PV Power Optimizer

Introduction to PV Power Optimizer

Honeybee400(-PLC)

Honeybee650(-PLC)

Honeybee850(-PLC)

-----Sole Power Optimizer-----

Honeybee800

Honeybee1300

Honeybee1600(-PLC)


-----Dual Power Optimizer-----

Swarm
Data Acquisition Unit

Beehive
Data Aggregation Device

Beebox-H
Optimizer Initiator

Wireless Optimizer System Diagram



- Optimize power generation: Optimizer tracking maximum power point in input of each module and adjust maximum output to boost energy yield. Perfectly solve the power loss caused by module shading, module variances and modules mismatch.
- Real-time module-level monitoring: Optimizer collects current, voltage and temperature of each module in real-time and displays in monitoring system.
- Remote shutdown: Entire system can be remotely switch off by APP or web monitoring portal to prevent shock hazard. With data processing device(Beehive) sending "shutdown commands" to each optimizer to cut off power generation.

Expert of Solar Power Optimization & Smart Management



Honeybee400/650/850

Sole Power Optimizer



Product Features

- Module-level Maximum Power Point Tracking(MPPT), 5-25% more power yield
- Real-time module level monitoring, timely warning and positioning the problem.
- Secure solar system remote shutdown, elimination of high voltage danger.
- Module add-on, compatible with third party inverter, available for the new or the existing solar power station.
- 25 years lifespan, perfectly matching solar modules.

Dual Power Optimizer	Honeybee400	Honeybee650	Honeybee850
INPUT			
Support Modules	450W	650W	850W
Max Input Power	75VDC	75VDC	60VDC
Operating Voltage Range	12-75VDC	12-75VDC	14-60VDC
MPPT Voltage Range	12-75VDC	12-75VDC	14-60VDC
Isc	15A	16A	23A
Max Input Current	13A	15A	21A
OUTPUT			
Max Output Power	450W	650W	850W
Voltage Range	0 ~ 75VDC	0 ~ 75VDC	0 ~ 60VDC
Max Output Current	13A	15A	21A
Max Efficiency	99.50%	99.50%	99.50%
OTHERS			
Max System Voltage	1500VDC	1500VDC	1500VDC
Operating Temperature Range	-40~+85 °C	-40~+85 °C	-40~+85 °C
Relative Humidity	0-100%	0-100%	0-100%
Ingress Protection	IP68	IP68	IP68
Protective Class	II	II	II
Communication	868M/915M/2.4G/PLC	868M/915M/2.4G/PLC	868M/915M/2.4G/PLC
INSTALLATION SPECIFICATION			
Size	130.3x109.6x25mm	130.3x109.6x25mm	130.3x109.6x25mm
Weight	520g	520g	520g
Connector(Input/Output)	Compatible with MC4	Compatible with MC4	Compatible with MC4
STANDARD/ CERTIFICATION			
Safety	IEC/EN 62109-1:2010 the Low Voltage Directive(2014/35/EU)		
EMC	EN 61000-6-1:2007 EN 61000-6-3:2007/A1:2011 EN 61000-6-2:2005 EN 61000-6-4:2007/A1:2011 the EMC Directive(2014/30/EU)		
Certification	CE		
COMM	EN 50663:2017, EN 62479:2010 EN 301 480-1 V2.3, EN 301 480-3 V2.1.1, EN 300 220-2 V3.1.1		

※Honeybee650-PLC and Honeybee850-PLC Working status can be customized (Default on or off)

Anexo 4 - Datasheet Inversor (SUN2000-100KTL-M2)

SUN2000-100KTL-M2 Smart PV Controller



10
MPP Trackers



98.8% (@480V)
Max. Efficiency



String-Level
Management



Smart I-V Curve Diagnosis
Supported



MBUS
Supported



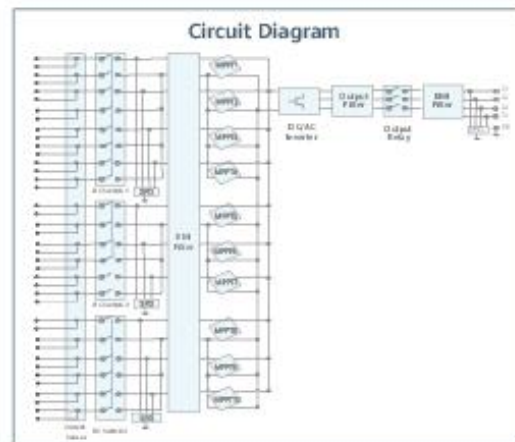
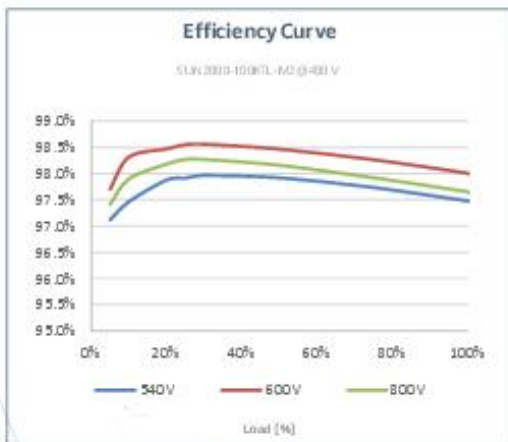
Support AFCI &
Smart String Level
Disconnecter



Surge Arresters for
DC & AC



IP66
Protection



SUN2000-100KTL-M2
Technical Specification

Technical Specification		SUN2000-100KTL-M2
Efficiency		
Max. efficiency		98.6% @ 400 V, 98.8% @ 480 V
European efficiency		98.4% @ 400 V, 98.6% @ 480 V
Input		
Max. Input Voltage ¹		1,100 V
Max. Current per MPPT		30 A
Max. Current per Input ²		20 A
Max. Short-Circuit Current per MPPT		40 A
Start Voltage		200 V
MPPT Operating Voltage Range ²		200 V ~ 1,000 V
Nominal Input Voltage		600 V @ 400 Vac, 720 V @ 480 Vac
Number of MPP trackers		10
Max. Input number per MPP tracker		2
Output		
Nominal AC Active Power		100,000 W
Max. AC Apparent Power		130,000 VA
Max. AC Active Power (cosφ=1)		130,000 W
Nominal Output Voltage		380 V/ 400 V/ 480 V, 3W+(N)+PE
Rated AC Grid Frequency		50 Hz / 60 Hz
Nominal Output Current		144.4 A @ 400 V, 120.3 A @ 480 V
Max. Output Current		160.4 A @ 400 V, 133.7 A @ 480 V
Adjustable Power Factor Range		0.8 leading... 0.8 lagging
Max. Total Harmonic Distortion		< 3%
Protection		
Input-side Disconnection Device		Yes
Anti-Islanding Protection		Yes
AC Overcurrent Protection		Yes
DC Reverse-polarity Protection		Yes
PV-array String Fault Monitoring		Yes
DC Surge Arrester		Type II
AC Surge Arrester		Type II
DC Insulation Resistance Detection		Yes
Residual Current Monitoring Unit		Yes
Arc Fault Protection		Yes
Smart String Level Disconnecter		Yes
Communication		
Display		LED Indicators; WLAN adaptor + FusionSolar APP
RS485		Yes
USB		Yes
Smart Dongle-4G		Smart Dongle - 4G / WLAN (Optional)
Monitoring BUS (MBUS)		Yes (Isolation transformer required)
General Data		
Dimensions (W x H x D)		1,035 x 700 x 365 mm
Weight (with mounting plate)		≤98 kg
Operating Temperature Range		-25°C ~ 60°C
Cooling Method		Smart Air Cooling
Max. Operating Altitude		4,000 m (13,123 ft.)
Relative Humidity		0 ~ 100%
DC Connector		Amphenol Helios H4
AC Connector		Waterproof Connector + OT/DT Terminal
Protection Degree		IP66
Topology		Transformerless
Nighttime Power Consumption		< 3.5 W
Standard Compliance (more available upon request)		
Certificate		EN 62109-1/-2, IEC 62109-1/-2, IEC 62116, IEC 61727, IEC 60068, IEC 61683
Grid Connection Standards		VDE-AR-N4105, EN 50549-1, EN 50549-2, RD 661, RD 1699 C 10/11

¹ The maximum input voltage is the upper limit of the DC voltage. Any higher input DC voltage would probably damage inverter.
² Any DC input voltage beyond the operating voltage range may result in inverter inverter operating.
³ Single string access.

Anexo 5 - Datasheet Estrutura Carport Solar (Digart Solar Simples)



PT - EN - ES - FR

Ficha Técnica
Ficha Técnica
Technical Sheet
Fiche Technique

Digart Solar Simples

Sapatas Foundatons Zapatos Semelles	
PT	Chumbadores em varão de aço 20mm
EN	Wedges of anchor in steel rod 20mm
ES	Anchor bolts in tube of steel 20mm
FR	Boulons d'ancrage en tige d'acier 20mm



Cimento Concrete Hormigón Béton	
PT	Betão C25/30, XC2 (P), Cl 0,2 Dmax 25.52, de Classe de execução XC1
EN	Concrete C25/30, XC2 (P), Cl 0,2 Dmax 25.52, de Execution Class XC1
ES	Hormigón C25/30, XC2 (P), Cl 0,2 Dmax 25.52, de la clase de ejecución XC1
FR	Béton C25/30, XC2 (P), Cl 0,2 Dmax 25.52, de la classe d'exécution XC1



Pilares Pylars Pylares Pylars	
PT	Tubo de aço \varnothing 160 x 160 x 4 mm
EN	Steel pipe \varnothing 160 x 160 x 4 mm
ES	Tubo de acero \varnothing 160 x 160 x 4 mm
FR	Tube d'acier \varnothing 160 x 160 x 4 mm



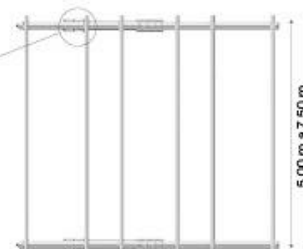
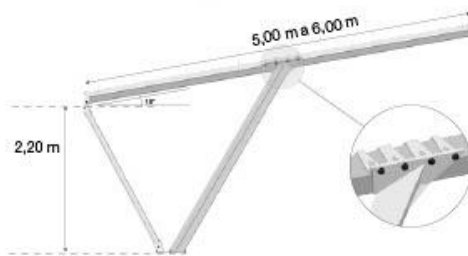
Vigas Beams Vigas Poutres	
PT	Tubo de aço \varnothing 100 x 3 mm
EN	Steel pipe \varnothing 100 x 3 mm
ES	Tubo de acero \varnothing 100 x 3 mm
FR	Tube d'acier \varnothing 100 x 3 mm



Vigas Beams Vigas Poutres	
PT	Calha em chapa de aço \varnothing 200 x 60 x 2,5 mm
EN	Sheet steel rail \varnothing 200 x 60 x 2,5 mm
ES	Riel de chapa de acero \varnothing 200 x 60 x 2,5 mm
FR	Rail en tôle d'acier \varnothing 200 x 60 x 2,5 mm



Vigas Beams Vigas Poutres	
PT	Tubo de aço \varnothing 140 x 140 x 4 mm
EN	Steel pipe \varnothing 140 x 140 x 4 mm
ES	Tubo de acero \varnothing 140 x 140 x 4 mm
FR	Tube d'acier \varnothing 140 x 140 x 4 mm



Tratamento Anticorrosivo Anticorrosive Treatment Tratamiento Antirrosivo Traitement Anticorrosion		
PT	Galvanização por imersão a quente	Acabamento poliuretano (à cor) - 75 μ
EN	Hot dip galvanizing	Polyurethane finishing (at the colour) - 75 μ
ES	Galvanización por inmersión a caliente	Acabado en poliuretano (al color) - 75 μ
FR	Galvanisation par immersion à chaud	Polyuréthane de finition (à la couleur) - 75 μ

Segurança das Estruturas Structure Security Seguridad de las Estructuras Sécurité des Structures		
PT	Estruturas dimensionadas de acordo com as normas e regulamentos aplicáveis, nomeadamente os Eurocódigos 0, 1, 2, 3, 4 e 8, RSA, REBAP, Norma NP EN 206-1 e NP EN 1000-2	
EN	The structures were dimensioned according to the applicable standards and regulations, namely the Eurocodes 0, 1, 2, 3, 4 and 8, RSA, REBAP, Norm NP EN 206-1 and NP EN 1000-2	
ES	Estructuras dimensionadas de acuerdo con las normas y la regulación aplicable, mencionadamente los Eurocódigos 0, 1, 2, 3, 4 y 8, RSA, REBAP, Norma NP EN 206-1 y NP EN 1000-2	
FR	Les structures sont dimensionnées en conformité avec les normes et réglementations en vigueur, mentionnément les Eurocódigos 0, 1, 2, 3, 4 y 8, RSA, REBAP, Norma NP EN 206-1 y NP EN 1000-2	

Garantia 5 anos | Warranty 5 years | Garantía 5 años | Garantie 5 ans



(+351) 234 867 001
geral@valentelopes.com
www.grupovalentelopes.com

Anexo 6 - Datasheet Sistema de Armazenamento de Energia (LUNA2000-200KWH-2H1)

LUNA2000-200KWH-2H1 Smart String ESS



More Energy



Simple O&M



Safe & Reliable

Energy Storage System Parameters

Battery Configuration	12S1P
Maximum battery capacity of the energy storage system	193.5 kWh
Rated Power	100 kW
Dimensions (W x H x D), including DC/DC and PCS	2570mm×2135mm×1200mm
Dimensions (W x H x D)	1810mm×2135mm×1200mm
Weight (including the battery module)	≤2950kg
Weight (without the battery module)	≤1070kg
Operating temperature range	-30 °C ~ 55 °C
Storage temperature range	-40 °C ~ 60 °C
Operating humidity range	0 ~ 100% (non-condensing)
Maximum operating altitude	4,000 m
Installation Environment Requirement	Outdoor installation
Battery temperature control mode	Industrial-grade air conditioner
Fire suppression of energy storage system	YES
Auxiliary Power Supply	220Vac, ≤4.2kVA
Communication port	Ethernet / SFP
Communication protocol	Modbus TCP
Protection degree	IP55
EMC Protection Rating	ClassA
DC Lightning Protection	Type II

Standards

Environment	RoHS6
Certification Standards	GBT 36276-2018; IEC62619; UL9540A; IUN 38.3

SOLAR.HUAWEI.COM

Battery Pack & Smart Rack Controller Smart String ESS



Battery Pack	
General	
Cell Material	LFP
Rated Voltage	57.6 V
Nominal Capacity	16.13kWh
Supported Charge & Discharge Rate	≤ 0.5 C
Weight	≤ 140 kg
Dimensions (W x H x D)	442 x 308 x 660 mm



Smart Rack Controller	
Efficiency	
Max. Efficiency	≥ 98.5.0%
Battery Side	
Rated Voltage	691.2@280Ah
Operating Voltage Range	40 V ~ 1,050 V
Min. Start Voltage	350 V
Bus Side	
Max. DC Voltage	1,100 V
Rated Voltage	665 V
Rated Current	76.3 A
General	
Dimensions (W x H x D)	600 x 270 x 820 mm
Weight	≤ 90 kg
Cooling Method	Smart Air Cooling
Protection Degree	IP66



SOLAR.HUAWEI.COM

LUNA2000-100KTL-M1 Smart PCS



Surge Arresters for
DC & AC



Modular Design



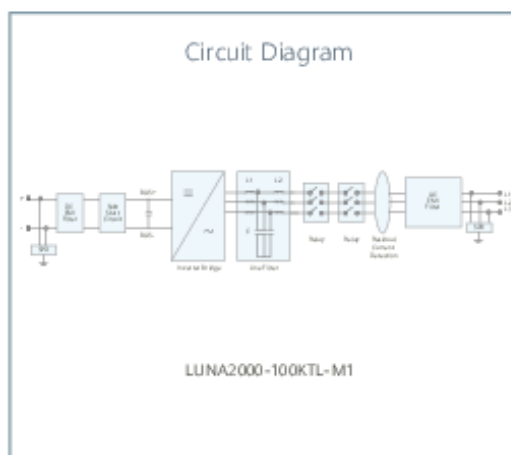
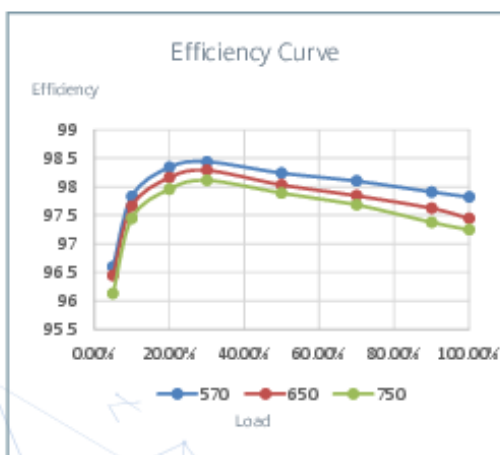
IP66 Protection



Ethernet
Communication



Smart Grid
Algorithm



LUNA2000-100KTL-M1

Technical Specifications



Efficiency	
Max. Efficiency	98.4%
DC Side	
Rated DC Voltage	645 V
Max. DC Voltage	1,100 V
Operating DC Voltage Range	570 V ~ 1100 V
Max. DC Current	215.8 A
Max. Number of Inputs	1
AC Side	
Rated AC Active Power	100,000 W @40°C
Rated AC Voltage	380 Vac / 400 Vac / 440 Vac
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Max. AC Current	173.2 A
Adjustable Power Factor Range	-1 ... +1
Max. Total Harmonic Distortion	< 3%
Protection	
Anti-islanding Protection	Yes
AC Overcurrent Protection	Yes
DC Reverse-polarity Protection	Yes
Insulation Resistance Detection	Yes
Residual Current Protection	Yes
DC Surge Protection	Type II
AC Surge Protection	Type II
Communication	
Display	LED Indicators, WLAN + APP
Networking Mode	Ethernet, CAN
General	
Dimensions (W x H x D)	875 x 820 x 365 mm
Weight	< 95 kg
Operating Temperature Range	-25°C ~ 60°C (Derating above 40°C)
Cooling Method	Smart Air Cooling
Max. Operating Altitude without Derating	4,000 m
Relative Humidity	0 ~ 100%
DC Connector	OT/DT Terminal
AC Connector	OT/DT Terminal
Protection Degree	IP66
Topology	Transformerless



SOLAR.HUAWEI.COM

Anexo 7 - Datasheet Sistema de Carregamento (Terra AC Wallbox)

TERRA AC WALL BOX

5

Smarter charging

Portefólio IEC

Carregador AC para veículos elétricos, tipo 2

Rede de alimentação: 220... 240 V monofásico e 380... 415 V trifásico, 50/60 Hz

Potência nominal (kW)	Corrente max. (A)	Tomada ou tipo de conector	Outros recursos	Tipo	Código encomenda	Peso
						Pkg (1pce) (kg)
Monofásico						
3.7	16	Tomada com obturador, tipo 2	-	TAC-W4-S-0	ABB6AGC082587	2
7.4	32	Tomada, tipo 2	-	TAC-W7-T-0	ABB6AGC081278	2
		Cabo 5 m, tipo 2	RFID	TAC-W7-G5-R-0	ABB6AGC082155	3.5
Monofásico com display e certificação MID⁰¹						
7.4	32	Tomada, tipo 2	RFID, 4G	TAC-W7-T-RD-MC-0	ABB6AGC082174	2
Trifásico						
11	16	Cabo 5 m, tipo 2	RFID	TAC-W11-G5-R-0	ABB6AGC082156	3.5
22	32	Tomada, tipo 2	-	TAC-W22-T-0	ABB6AGC081279	2
		Tomada, tipo 2	RFID	TAC-W22-T-R-0	ABB6AGC082152	2
		Tomada, tipo 2	RFID, 4G	TAC-W22-T-R-C-0	ABB6AGC082153	2
		Tomada com obturador, tipo 2	RFID	TAC-W22-S-R-0	ABB6AGC082589	2
		Tomada com obturador, tipo 2	RFID, 4G	TAC-W22-S-R-C-0	ABB6AGC082154	2
		Cabo 5 m, tipo 2	RFID, 4G	TAC-W22-G5-R-C-0	ABB6AGC082157	3.5
Trifásico com display e certificação MID⁰¹						
22	32	Tomada, tipo 2	RFID	TAC-W22-T-RD-M-0	ABB6AGC081280	2
		Tomada, tipo 2	RFID, 4G	TAC-W22-T-RD-MC-0	ABB6AGC081281	2
		Tomada com obturador, tipo 2	RFID, 4G	TAC-W22-S-RD-MC-0	ABB6AGC081282	2
		Cabo 5 m, tipo 2	RFID, 4G	TAC-W22-G5-RD-MC-0	ABB6AGC081285	3.5



TAC-W7-T-0



TAC-W11-G5-R-0

Portefólio UL

Carregador AC para veículos elétricos, tipo 1

Rede de alimentação: 110... 240 V monofásico, 50/60 Hz

Potência nominal (kW)	Corrente max. (A)	Tomada ou tipo de conector	Outros recursos	Tipo	Código encomenda	Peso
						Pkg (1pce) (kg)
Monofásico sem display						
7.7	32	Cabo 25 ft, tipo 1	RFID, 4G	TAC-W7-P8-R-C-0	ABB6AGC082552	4.5
		Cabo 25 ft, tipo 1	RFID, ethernet dupla	TAC-W7-P8-R-D-0	ABB6AGC081287	4.5
		Cabo 25 ft, tipo 1	RFID, 4G, ethernet dupla	TAC-W7-P8-R-CD-0	ABB6AGC081288	4.5
Monofásico com display						
7.7	32	Cabo 25 ft, tipo 1	RFID, ethernet dupla	TAC-W7-P8-RD-MD-0	ABB6AGC081289	4.5
		Cabo 25 ft, tipo 1	RFID, 4G, ethernet dupla	TAC-W7-P8-RD-MCD-0	ABB6AGC081290	4.5
9.6	40	Cabo 25 ft, tipo 1	RFID, 4G, ethernet dupla	TAC-W9-P8-RD-MCD-0	ABB6AGC082553	4.5
19	80	Cabo 25 ft, tipo 1	RFID, 4G, ethernet dupla	TAC-W19-P8-RD-MCD-0	ABB6AGC081291	4.5



TAC-W7-P8-R-C-0

Especificação técnica

Informação do produto	
Tipo de carregamento	Modo 3 de carregamento, nível 2 ²²
Potência nominal de entrada / saída e corrente	Avaliações EC: Monofásica até 7,4 kW / 32 A Trifásico até 22 kW / 32 A Classificações UL de até 19 kW / 80 A
Tensão de entrada / saída	Monofásico: 110 ... 240 V Trifásico: 380 ... 415 V, 50 / 60 Hz
Tipo de rede	TT, TN, IT
Tomada ou tipo de conector	Tomada tipo 2 com ou sem obturador Cabo tipo 1 ou tipo 2. O cabo pode ser enrolado no carregador
Proteção	Sobretensão, sobretensão, subtensão, falha à terra, incluindo proteção contra componente dc ²³ , proteção contra sobretensões integrada
Categoria de sobretensão	III
Medição de energia	Contador de energia Classe B (+/- 1%), certificação MID apenas em variantes com visualização
Comunicação móvel com tomada nano SIM	EU: GSM, 4G, LTE, WCDMA US: 4G, LTE, WCDMA
Contatos configuráveis disponíveis	1 input, 1 output
Interface de usuário	
Conectividade	Wifi, Ethernet (RJ45) ²² , Bluetooth, RS485/P1, 4G / 3G
User authentication	Cartão ABB RFID (1 incluído) ou App
Interface de usuário	App, site ABB
Protocolos de comunicação	OCP 1.6 e RS485 / P1 para conexão ao contador de energia modbus
Indicador de status	5 multicolor LED's
Configuração	
Software update	OCP 1.6, site ABB ou App
Controlo e configuração	Site ABB ou App
Características gerais	
Tempo útil de vida	10 anos. 16 h carregamento, 8 h modo de espera, 5 sessões de carregamento por dia
Proteção IP e IK	IP54, IK10 (IK8 + para temperatura operacional de -35 a -30 ° C)
NEMA Tipo de invólucro	NEMA 4 e 4X
Altitude de operação	4000 m
Temperatura de operação	-35...+50 °C (desclassificação pode ser aplicável)
Amplitude térmica de armazenamento	-40...+80 °C
Montagem	Parede ou Pedestal
Dimensões	H x W x D 320 x 195 x 110 mm H x W x D 12.60 x 7.68 x 4.33 polegadas
Normas, Legislação e Certificação:	
Padrões de segurança	IEC/EN 61851-1, IEC/EN 62311, IEC/UL 62479, IEC/UL 62955, IEC 60364-4-41, IEC 60364-4-46 (substituída pelas IEC 60364-5-53 e IEC 60364-4-41), IEC 60364-7-722 (RTIEBT e RTIEBT 722) Portaria n.º 220/2016; REGRA TÉCNICA N.º 1/MOBI.E/2019; REGRA TÉCNICA N.º 2/MOBI.E/2020; TÜV lista em conformidade com UL 2594, UL 2231-1, UL 2231-2, UL 1998, CSA C22.2. NO.280
Códigos e normas	IEC 61851-21-2, EN 61000-6-1, EN 61000-6-2, EN 61000-6-3, EN 61000-6-4, EN 61000-3-2, EN 61000-3-3, EN 61000-3-11, EN 61000-3-12 CE RED-WLAN / RFID / E-UTRA: EN 300 328 V2.1.1, EN 300 330 V2.1.1, EN 301 908-1 V11.1.2, EN 301 908-13 EN 50470-1, EN 50470-3 FCC (Comissão Federal de Comunicações, EUA) Parte 15 Classe B Etiqueta ENERGY STAR
Certificação	CE: Diretivas Europeias 2014/30/UE CEM Class B, 2014/35/UE DBT e 2014/53/UE RED equipamento rádio e adicional 2011/65/UE RoHS, transpostas para o direito nacional por Decreto-Lei
Garantia	24 meses

Design mais inteligente

- O aplicativo permite uma simples configuração do carregador
- Pronto para integração com avançados sistemas de energia de edifício inteligente
- Atualizações de software simples através do aplicativo tornam o carregador pronto para o futuro

Pensando no usuário

- Permite que os usuários autentiquem o seu carregador via aplicativo ou cartão RFID. A configuração é feita facilmente por meio do aplicativo ou site da ABB
- Envia o status de carregamento por meio do aplicativo
- Fornece informações sobre o status dos carregadores (disponibilidade, número de sessões, fornecimento de energia)

Especificação técnica

—
01 Segundo a SAE J1772 (norma Norte Americana que regulamenta os conectores para veículos elétricos) com a sua equivalente IEC 62196, Nível 2 define para o onboard charger do veículo a tensão 208Vac..240Vac (tensão simples), e uma corrente máxima especificada é 32A (em serviço contínuo). Característica comum no mercado UE. Classificação Nível 1: 120Vac (tensão simples) e uma corrente máxima especificada de 16A, perfil do mercado UL;

—
02 RDC-DD, segundo IEC 62955:2018, I_{Δn} ≤30mA e Tipo B (dc >6mA), segundo RTIEBT 531.2.1.4, 531.2.6 e [E] 722.531.2.101;

—
03 Nas opções MID, dupla porta Ethernet RJ45 que permite a alternativa à ligação exclusivamente individual de cada carregador a uma porta dedicada num switch, numa mesma rede ou proprietário. Onde a porta série, lógica daisy chain (até 10x Terra wallbox AC) contribui para uma execução e cablagem simplificada na rede de cabo e requisitos dos hardwares necessários (número de portas dos switches, etc..)

Anexo 8 - Cabo RZ1-K (AS)

CABOS DE ALTA SEGURANÇA

ISENTOS DE HALOGENEOS

ALCOBRE

A MEMBER OF HENG TONG GROUP

RZ1-K (AS) / FXZ1 (frit,zh)

Grupo 130/131(C):2024-01

Tensão Nominal U₀/U - 0,6/1 kV

NORMAS

Construtivas

UNE 21123-4
IEC 60502-1
HD 603 S1

Comportamento ao fogo

UNE-EN 60332-3 / IEC 60332-3 Não propagação de fogo
UNE-EN 60332-1 / IEC 60332-1 Não propagação de chama
UNE-EN 60754-2 / IEC 60754-2 Baixa emissão de gases corrosivos
UNE-EN 60754-1 / IEC 60754-1 LSHF (Baixa emissão de fumo e livre de halogênio)
UNE-EN 61034 / IEC 61034 Baixa emissão de fumo (transmitância de luz > 60%)
EN 50575:2014+A1:2016 / EN 13501-6 (CPR)

CONSTRUÇÃO DO CABO

1. Condutor

Cobre recozido eletrolítico flexível, classe 5 (-K)
de acordo com IEC 60228 e EN 60228

2. Isolamento

Polietileno reticulado (XLPE) de acordo com IEC 60502-1
e tipo DIX-3 de acordo com HD 603 S1

≤ 5 Condutores: Identificação baseada em HD 308 S2 & UNE 21089-1
≥ 7 Condutores: Identificação baseada em UNE-EN 50334 & EN 50334

A ordem dos condutores sem Verde/Amarelo é a seguinte:

1 Condutor x ● Preto (≤ 6mm²) / ○ Natural (≥ 10mm²)

2 Condutores x ● Azul + ● Castanho

3 Condutores x ● Castanho + ● Preto + ● Cinzento

4 Condutores x ● Azul + ● Castanho + ● Preto + ● Cinzento

5 Condutores x ● Azul + ● Castanho + ● Preto + ● Cinzento + ● Preto

≥ 7 Condutores x ● Preto numerados.

A ordem dos condutores com Verde/Amarelo é a seguinte:

3 Condutores G ● Azul + ● Castanho + ● Verde/Amarelo

4 Condutores G ● Castanho + ● Preto + ● Cinzento + ● Verde/Amarelo

5 Condutores G ● Azul + ● Castanho + ● Preto + ● Cinzento + ● Verde/Amarelo

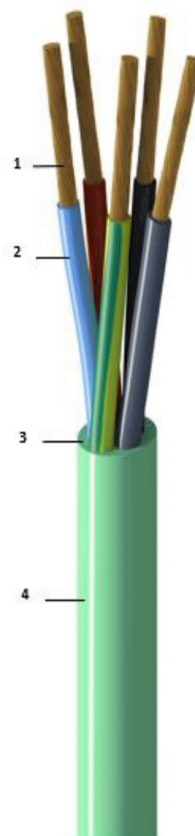
≥ 7 Condutores G ● Preto numerados + ● Verde/Amarelo

3. Cobertura interna

Opcional para cabos multicondutores. Material adequado às temperaturas máximas de serviço do cabo e compatível com o material de Isolamento e Bainha exterior.

4. Bainha exterior

LSZH Poliolefina termoplástica isenta de halogéneos, tipo ST8 de acordo com IEC 60502-1 e tipo DMZ-E de acordo com UNE 21123-4, Cor Verde.



Marcação dos cabos por impressão na bainha externa conforme norma, ou cliente mediante acordo.

As etiquetas das embalagens incluem a marcação CE, de acordo com o Regulamento de Produtos de Construção UE N. 305/2011 artigos 8 e 9.

Conteúdo mínimo para marcação externa do cabo. Poderão existir marcas adicionais respeitando o indicado nas normas de construção de cabos.

APLICAÇÃO GERAL

Livre de halogênio, baixa emissão de fumos e de gases corrosivos em caso de incêndio.

Cabo retardante de fogo e de alta segurança para locais que exigem precauções extras de segurança contra incêndio.

Adequado para instalações fixas, em áreas públicas como hospitais, hotéis, centros comerciais, centros de informática e comunicação e, em geral, em todos os locais onde seja necessário um elevado grau de proteção de pessoas e bens, instalações elétricas e equipamentos eletrónicos.

Não adequado para alimentação de bombas submersas.

CERTIFICAÇÕES E GAMA

Gama AENOR: 1 x (6 - 300) mm²; 2 x (1,5 - 25) mm²; 3 x (1,5 - 50) mm²; 4 x (1,5 - 50) mm²; 5 x (1,5 - 50) mm²



RUA ENG. FERREIRA DIAS Nº 71 · ZONA INDUSTRIAL DE OVAR · 3880-402 OVAR · PORTUGAL
TEL. +351 256 579 440 · www.alcobre.pt / sales@alcobre.pt / EP-Filipe Silva

A Alcobre reserva-se ao direito de alterar ou modificar, as especificações e outros dados técnicos apresentados neste documento sem aviso prévio. Entre em contacto connosco para informações mais recentes.
Os dados contidos nas especificações técnicas dependem das tolerâncias de fabrico. Outras construções sob consulta.



1
3_01 ET_Cat24
130_131 RZ1-K
(AS)_FXZ1 (frit,zh)
(PT)

ESPECIFICAÇÕES DO CABO & OUTRAS CARACTERÍSTICAS



PERFORMANCE ELÉTRICA

Tensão nominal 0,6/1 kV A.C. (U_0/U) / 1,2 kV (Um)
1,8 kV D.C. (U_{max})

Teste de tensão: Corrente Alternada: 3,5 kV
Corrente Contínua: 8,5 kV



COMPORTAMENTO AO FOGO

LSHF Baixa emissão de fumo e livre de halogênio baseado em UNE-EN 60754-1 / IEC 60754-1 (HCl <0,5 %, Fluor <0,1 %)

Não propagação de chama baseado em UNE-EN 60332-1 / IEC 60332-1 (H≤425 mm)

Não propagação de fogo (cat C) baseado em UNE-EN 60332-3 / IEC 60332-3 (Fs ≤2 m → fonte de chama: 20,5 kW)

Baixa emissão de fumos baseado em UNE-EN 61034 / IEC 61034 (Transmitância de luz > 80%)



REAÇÃO AO FOGO (EN 50575:2014+A1:2016)

Classe C_{ca}-s1b,d1,a1

C_{ca}: Satisfaz o ensaio de não propagação de chama, com o requisito de não propagação de fogo e limites de calor emitido para este caso.

Baixa geração de calor EN 50399 Fonte de chama: 20,5 kW

Calor total libertado: THR ≤ 30 MJ, valor máximo

do calor liberado: Pico HRR ≤ 60 kW

Indicação de aumento de calor: FIGRA ≤ 300 W/s

Baixa produção de opacidade dos fumos emitidos

s1: Produção total de fumos (TSP) ≤ 50 m² e Pico SPR ≤ 0,25 m²/s; EN 50399 (fonte de chama: 20,5 kW)

s1b: s1 + 60% < transmitância < 80 % (UNE-EN 61034-2; IEC 61034-2)

Baixa produção de gotículas flamejantes d1: Nenhuma gota/partícula flamejante persiste por mais tempo de 10' ocorre dentro de 1200'

Baixa acidez e condutividade de gases materiais

a1: pH ≥ 4,3 condutividade < 2,5 μS/mm (EN 60754-2; IEC 60754-2)



DECLARAÇÃO de DESEMPENHO

DdD: 020/rev.xx

Sistema 1+ Organismo Notificado N. 0099



APLICAÇÕES (INSTALAÇÃO FIXA)

Uso industrial / Lugares públicos



CERTIFICAÇÕES E GAMA

RZ1-K (AS) AENOR / CE / REACH / RoHS / CPR



EMBALAGEM

Disponível em rolos e bobinas



OUTROS

Marcação metro a metro



PERFORMANCE QUÍMICA

Resistência química e ao óleo: aceitável

UV resistente baseado em EN 50618 & UNE 211605



DESEMPENHO MECÂNICO

Resistência ao impacto

AG2 Gravidade média



RAIO MÍNIMO DE CURVATURA

D= Diâmetro total do cabo exterior (em mm)

Manuseio, durante a instalação, e fixo: 6xD (D<25) ; 7xD (25≤D ≤50) ; 8xD (D>50)

Dobrar perto dos limites de temperatura deve ser feito com muito cuidado.

Raios de curvatura mínimos à temperatura do cabo 20°C (±10°C)



ALTA FLEXIBILIDADE

Condutor de Cobre classe 5



FORÇA DE TRACÇÃO MÁXIMA (N)

F = 50 x S (N), onde "S" é a área da seção transversal dos condutores (mm²) e 50 N/mm² é a tensão de tração admissível para cabos com condutores de cobre se a força de tração for aplicada nos condutores.

F = 5 x (N), onde D = diâmetro total do cabo (mm), se a força de tração D2 for aplicada na Bainha.



PERFORMANCE TÉRMICA

Temperatura máxima do condutor:

Operação normal: 90°C

Curto-circuito: 250°C (t≤5s)



TEMPERATURA MÍNIMA DE SERVIÇO

-40°C (instalações fixas e protegidas)



TEMPERATURA AMBIENTE DE USO:

Mínimo: -30°C (estático, não exposto a possíveis danos mecânicos, choques ou vibrações).

Máximo: 60°C



DESEMPENHO DA ÁGUA

Resistência à água: AD7 Imersão (limitada a 2 meses)



CONDIÇÕES DE INSTALAÇÃO

Em condutas

Ar livre

Enterrado na terra (diretamente ou em conduta)

Métodos adequados de instalação

Devem ser respeitados os métodos de instalação estabelecidos pelas normas e regulamentos que afetarão cada caso individual.

Temperatura mínima durante a instalação: 0°C

(na superfície do cabo)

Uso externo sem exposição direta e permanente à radiação UV

RZ1-K (AS) / FXZ1 (firt,zh) 0,6/1 kV

CABOS DE ALTA SEGURANÇA



CARACTERÍSTICAS FÍSICAS E ELÉTRICAS

Código Alcobre	Nº. Cond. x Secção Nominal	Espessura de Isolamento	Diâmetro nominal Isolamento	Espessura de Bainha	Diâmetro nominal Bainha	Peso aprox.	Máx. DC resistência condutor a 20°C	Intensidade máx. corrente		Queda de Tensão Cos φ= 0,8
	nc x mm ²							mm	mm	
13003053	4x1,5	0,7	2,9	1,8	10,7	171	13,3	20	23	23,621
13007053	4x2,5	0,7	3,4	1,8	11,9	225	7,98	29	30	14,201
13011063	4x4	0,7	3,9	1,8	13,1	303	4,95	38	39	8,844
13015063	4x6	0,7	4,5	1,8	14,5	395	3,30	49	48	5,923
13114003	4x10	0,7	5,5	1,8	17,0	598	1,91	68	64	3,471
13122003	4x16	0,7	6,4	1,8	19,1	839	1,21	91	83	2,233
13129003	4x25	0,9	8,2	1,8	23,4	1.272	0,78	115	105	1,472
13136003	4x35	0,9	9,2	1,8	25,9	1.697	0,554	143	128	1,057
13143003	4x50	1,0	10,8	1,9	30,0	2.384	0,386	174	152	0,767
13148003	4x70	1,1	12,5	2,0	34,3	3.184	0,272	223	187	0,564
13154003	4x95	1,1	14,0	2,1	38,1	4.161	0,206	271	222	0,446
13161001	4x120	1,2	16,2	2,3	43,9	5.219	0,161	346	223	0,358
13161501	4x150	1,4	17,8	2,4	47,9	6.509	0,129	399	251	0,302
13166501	4x185	1,6	19,7	2,6	52,8	7.993	0,106	456	281	0,262
13172201	4x240	1,7	22,5	2,8	60,1	10.414	0,0801	538	324	0,215
13004053	5x1,5	0,7	2,9	1,8	11,5	198	13,3	20	23	23,605
13008053	5x2,5	0,7	3,4	1,8	12,8	262	7,98	29	30	14,197
13012053	5x4	0,7	3,9	1,8	14,2	358	4,95	38	39	8,838
13016053	5x6	0,7	4,5	1,8	15,8	469	3,30	49	48	5,931
13115503	5x10	0,7	5,5	1,8	18,5	714	1,91	68	64	3,470
13123503	5x16	0,7	6,4	1,8	20,9	1.008	1,21	91	83	2,231
13130503	5x25	0,9	8,2	1,8	25,7	1.541	0,78	115	106	1,473
13137503	5x35	0,9	9,2	1,9	28,7	2.076	0,554	143	128	1,076
13143703	5x50	1,0	10,8	2,0	33,2	2.914	0,386	174	152	0,772
13143903	5x70	1,1	12,5	2,1	38,0	3.888	0,272	223	187	0,567
13149503	5x95	1,1	14,0	2,3	42,4	5.107	0,206	271	222	0,449

- ao Ar a Intensidade máxima corrente admissível é de acordo com a norma IEC 60364-5-52, quadro B.52.12, método de instalação E para 2 condutores carregados, quadro B.52.5 método de instalação E, para 3 condutores carregados, e quadro B.52.12, método de instalação F para monocondutores.
- Enterrado diretamente a Intensidade máxima corrente admissível é de acordo com a norma IEC 60364-5-52, quadro B.52.3 método de instalação D2 para 2 condutores carregados, quadro B.52.5 método de instalação D2 para 3 condutores carregados.
- Valores nominais sujeitos a variação conforme fabrico, ou tolerância de norma.

RUA ENG. FERREIRA DIAS Nº 71 · ZONA INDUSTRIAL DE OVAR · 3880-402 OVAR · PORTUGAL
 TEL. +351 256 579 440 · www.alcobre.pt / sales@alcobre.pt / EP-Filipe Silva

A Alcobre reserva-se ao direito de alterar ou modificar, as especificações e outros dados técnicos apresentados neste documento sem aviso prévio. Entre em contato conosco para informações mais recentes.
 Os dados contidos nas especificações técnicas dependem das tolerâncias de fabrico. Outras construções sob consulta.



4
 3_01 ET_Cat24
 130_131 RZ1-K
 (AS)_FXZ1 (firt,zh)
 (PT)

Anexo 9 - Cabo SOZ1-K (AS+)

SEGURFOC® Class ALARMES (AS+)

SOZ1-K (AS+) - Resistente ao Fogo
300/500 V



NORMAS

CONSTRUÇÃO

IEC 50288-7

REAÇÃO AO FOGO*

UNE-EN 60332-1-2; IEC 60332-1-2

UNE-EN 50399

UNE-EN 61034-2; IEC 61034-2

UNE-EN 60754-2; IEC 60754-2

UNE-EN 60754-1; IEC 60754-1

UNE-EN 60332-3-24; IEC 60332-3-24

RESISTÊNCIA AO FOGO

UNE-EN 50200

IEC 60331

CLASSIFICAÇÃO CPR

DOP 000775

Classe C_{ca}-s1b,d1,a1

CONSTRUÇÃO

1. CONDUTOR

Cobre, Classe 5 de acordo com a
UNE-EN 60228; IEC 60228.

2. ISOLAMENTO

Silicone.

Cores: vermelho e preto.

3. BLINDAGEM

Blindagem coletiva de alumínio e poliéster
mais fio de drenagem de cobre estanhado.
0,22 mm².

4. REVESTIMENTO EXTERIOR

Polioléfina termoplástica

Isento de halogéneos.

Cor laranja.

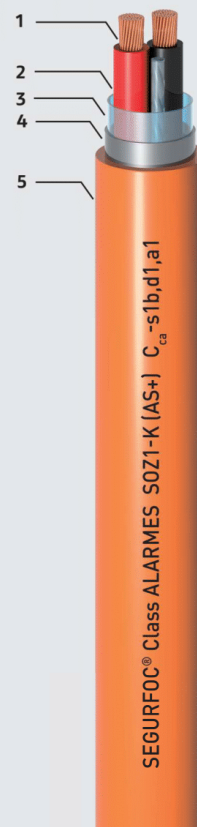
APLICAÇÕES

Para uso em circuitos elétricos
de segurança associados a equipamentos
de combate a incêndios, iluminação
de emergência e, em particular,
à alimentação elétrica de
equipamentos para sistemas
de deteção e alarme (REBT).

Para alarmes e alti-falantes
de sistemas de segurança.

Resistencia al fuego: UNE-EN 50200 PH120
(842 °C, 120 MIN), IEC 60331-1.

Temperatura mínima de trabalho: -15 °C.



(* Testes de fogo válidos na UE em azul.



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

N° DoP 000775

General Cable

A Brand of Prysmian Group

Prysmian
Group

SEGURFOC® Class ALARMES (AS+)

SOZ1-K (AS+) - Resistente ao Fogo

300/500 V



CARACTERÍSTICAS FÍSICAS E ELÉTRICAS

Número de condutores x seção (mm ²)	Diâmetro exterior (1) (mm)	Raio mínimo de curvatura (mm)	Peso total (1) (kg/km)	Resistência do condutor a 20 °C (Ω/km)	Intensidade máxima admissível em bandeja perforada ou prateleira (2) (A)	Intensidade máxima admissível em conduta (3) (A)	Queda de tensão V/(A.km)	
							cos Φ= 1 o corrente contínua	cos Φ= 0,8
2x1,5	8,30	66	90	13,3	24	20	30,98	24,92
2x2,5	9,40	75	101	7,98	33	27	18,66	15,07

(1) Valores aproximados.

(2) Instalação monofásica ou corrente contínua. Valores obtidos da UNE-HD 60364-5-52 (IEC 60364-5-52) a temperatura ambiente 40 °C. Tabela B.52.12. Instalação tipo E.

(3) Instalação monofásica ou corrente contínua. Instalação em conduta de montagem superficial, enterrado, ou embutido em parede de alvenaria. (temperatura ambiente 40 °C).

Valores obtidos da UNE-HD 60364-5-52 (IEC 60364-5-52). Tabela B.52.3. Instalação tipo B2.

General Cable

A Brand of Prysmian Group

49

Prysmian
Group

Anexo 10 - Cabo Solar H1Z2Z2-K

class
exzhellent SOLAR

CABLE FOR PHOTOVOLTAIC INSTALLATIONS

DESCRIPTION

- Design as per EN 50618.
- Single-core cable.
- Double jacketed.
- Cross-linked LSF-OH materials.
- Suitable to work at extreme ambient temperatures (-40 °C to +90 °C).
- Flame retardant class E_{ca}.
- Life expectancy greater than 25 years.
- Flexible, suitable for fixed and mobile installation, in ground or rooftop systems.
- Easy to handle and install, easy stripability.
- Suitable to common connector types.



E_{ca}



Our Exzhellent® Class Solar cable range is intended for panel interconnection in PV installations and from those to the string boxes or to the inverter, whether it is indoor or outdoor, fixed or mobile (solar trackers), on ground, roof or architectural integration. They may be installed in trays, conduits, walls, equipment, etc. Directly buried installations are not recommended. They comply with European standard EN 50618. Their excellent electrical, mechanical and installation features make them the best choice for your PV installation. As a panel manufacturer, installer, distributor or owner, you expect at least the same service life for your cable than for your panels, no matter where they are installed. In that case your solution is Exzhellent® Class Solar.

APPROVALS

- NF-USE mark to EN 50618.

MATERIALS

- **Conductor:** flexible tinned Cu.
- **Insulation:** cross-linked halogen free compound. Natural colour.
- **Sheath:** cross-linked halogen free compound. Red or black.

CHEMICAL FEATURES

- Weather resistant.
- Resistant to mineral oils.
- Resistant to acids & alkaline.

THERMAL FEATURES

- **Max. cont. conductor temp.:** 90 °C, 120 °C during 20.000 hours (IEC 60216).
Short circuit: 250 °C.
- **Minimum operating temp.:** -40 °C.

ELECTRICAL FEATURES

- **Voltage rating:** 1.5 (1.8) kV DC/ 0.6/1 (1.2) kV AC.
- **Voltage test:** 6.5 kV AC or 15 kV DC during 5 minutes.

MECHANICAL FEATURES

- Resistant to impact, tear and abrasion.
- **Minimum bending radius:** 4 times outer diameter.
- **Maximum traction:** 50 N/mm².

General Cable

CABLE FOR PHOTOVOLTAIC INSTALLATIONS RANGE OF PRODUCT

Code General Cable	Cross-section (mm ²)	Approx. Outer diameter (mm)	Current rating* (A)	Minimum bending radius (mm)	Approx. Weight (kg/km)	DC voltage drop ** (V/A-km)	Packaging ***	
							Drum	Reel
1643108	1x4	6,0	64	24	55	14,18	6,000	500
1643109	1x6	6,6	84	27	70	9,445	8,000	500
1643110	1x10	8,0	135	32	96	5,433	8,500	-

All items are available in stock.

* In air, at ambient temperature of 60 °C and maximum conductor temperature of 120 °C (EN 50618).

** At maximum conductor temperature of 120 °C.

*** Other lengths on request. Coils of 100m available on request (4 and 6 mm²).

A COMPLETE RANGE OF CABLES FOR SOLAR PHOTOVOLTAIC SYSTEMS

Renewable energy is enjoying strong growth not only in Europe but worldwide due to continued increases in energy prices and worries associated to global warming. As production costs diminish, users increasingly view these energy sources as clean, cheap and reliable. General Cable, international leader in the cable sector, contributes to this development with a full-range product line for photovoltaic installations (PV), from low-voltage direct current (DC) panel inter-connection cables to medium voltage alternate current (AC) distribution cables and aerial bare conductors.

EXZHELLENT SOLAR

EXZHELLENT SOLAR

exZellent class SOLAR

H1Z2Z2-K 1.5 (1.8) kV DC (EN 50618)

EXZHELLENT 1000 V

ENERGY

exZellent class

RZ1-K (AS) 0.6/1kV (IEC 60502 -1)
FR N1X1G1 (NF C 32-323), etc.

energy class

RV-K 0.6/1 kV (IEC 60502 -1)
U1000 R2V (XP C 32-321)
F670R (CEI 20-13), etc.

HERSATENE

VULPREN

HERSATENE class

RHZ1-0L (UNE-HD 620-5E)
NA2XS...Y (VDE 0276-620)
FR-N20XA8E-AR (NF C 33-226)
ARE4H5EX (CEI 20-68), etc.

VULPREN class

HEPRZ1 (UNE-HD 620-9E)

General Cable

www.generalcable.com/eu

Headquarters:
C/ Casanova, 150
08036 Barcelona, Spain
Tel.: +34 93 227 97 00
contact@generalcable.com

All information in this catalog is presented solely as a guide to product selection and is believed to be reliable. The specified standard requirements have been validated by type tests on selected samples to cover the product range. All printing errors are subject to correction in subsequent releases of this catalog. Although General Cable has taken precautions to ensure the accuracy of the product specifications at the time of publication, the specifications of all products contained herein are subject to change without notice.

© December 2017, General Cable. All rights reserved. RECYCLED PAPER Europacable by In.Ventura

Anexo 11 - Tubo Corrugado 2WW L250

INFRA-ESTRUTURAS
infrastructures | infrastructures | infraestructuras

2WW L250

2WW - tubos corrugados dupla parede eléctrica e telecomunicações

Condutas enterradas de protecção de cabos – uso ligeiro

CE



O tubo **2WW L250** fabricado em polietileno (PE), de dupla parede (interior liso e exterior corrugado). O seu perfil facilita a instalação dos cabos e proporciona uma boa resistência à compressão ($\geq 250N$) e ao impacto (uso ligeiro (Serie L) com IK 07 a 9), destacando-se pela elevada flexibilidade.

É fornecido em rolos com 50 m (40 m para o DN200) ou em varas de 6 m, incluindo a boca feita com um manguito (união dupla) em PE.

\varnothing_{ext} (mm)	\varnothing_{int} médio (mm)	Comprimento		Raio de curvatura (mm)	Requisitos conforme a norma EN 61386-24 para a classe L250
		Rolo (m)	Vara (m)		
40 +0.8	32	50.0 \pm 0.5	-	320	Ensaio de compressão (5% \varnothing): $\geq 250 N$
50 +1.0	42	50.0 \pm 0.5	-	300	Rigidez circunferencial (3% \varnothing) EN ISO 9969 $\varnothing 40$ a 125 : $\geq 4 kN/m^2$ (SN4)
63 +1.2	53	50.0 \pm 0.5	-	378	$\varnothing 160$ a 200 : $\geq 2 kN/m^2$ (SN2)
75 +1.4	62	50.0 \pm 0.5	-	450	Ensaio de impacto (3kg, -5°C): Uso ligeiro (Série L)
90 +1.7	75	50.0 \pm 0.5	-	540	$\varnothing 40$ e 50 : 100mm, 3J, IK 07
110 +2.0	95	50.0 \pm 0.5	6.0 \pm 0.06	660	$\varnothing 63, 75$ e 90 : 200mm, 6J, IK 08
125 +2.3	108	50.0 \pm 0.5	6.0 \pm 0.06	750	$\varnothing 110$ e 125 : 400mm, 12J, IK 09
160 +2.9	138	50.0 \pm 0.5	6.0 \pm 0.06	750	$\varnothing 160$ e $200, 500mm, 15J, IK 09$
200 +3.6	171	40.0 \pm 0.4	-	750	Ensaio de curvatura: 90° (apenas aplicável aos rolos) Índice de protecção das uniões (EN 60529): IP 43

Nota 1: A rigidez circunferencial SN4 é equivalente à rigidez dos tubos de PVC-U e de PEAD da classe PN6 e SN2 é equivalente à rigidez dos tubos de PVC-U e de PEAD da classe PN4.

Nota 2: Os tubos em rolo só estão disponíveis por encomenda sujeitos a quantidade mínima de produção e são fornecidos com guia de enfiamento de condutores em PET.

Material: Polietileno (PE).

Aspecto visual: Superfície interna e externa isenta de bolhas, fissuras e cavidades. A superfície deve permitir o livre deslizamento dos cabos.

Cor: Parede exterior verde (\approx RAL 6018) para telecomunicações ou vermelho (\approx RAL 3020) para electricidade. Parede interior em natural.

Marcação: Os tubos são marcados cada 1,5 a 3m conforme o exemplo:

IBOTEC 2WW EN 61386-24 \varnothing_{xx} L250 CE DATA + O.P.

para os rolos $\varnothing 160$ e $\varnothing 200$:

AENOR IBOTEC 2WW EN 61386-24 \varnothing_{xx} L250 CE DATA + O.P.



Tubo PE 2WW L250 em rolo verde

Sistema de ligação: Cada tubo tem uma união de PE negra montada.



Campo de aplicação:



Aplicam-se na protecção (canalização) de cabos eléctricos, de telecomunicações e de fibra óptica, em instalações subterrâneas com e sem cargas de trânsito, cumprindo os requisitos das regras técnicas de instalações eléctricas de baixa tensão (RTIEBT Portaria 949-A/2006), das normas europeias EN 61386-1 e EN 61386-24, que são harmonizadas para a marcação **CE** ao abrigo da Directiva 2014/35/EU do Parlamento Europeu e do Conselho de 26 de Fevereiro de 2014 relativa à harmonização das legislações dos Estados-Membros respeitante à disponibilização no mercado de material eléctrico destinado a ser usado dentro de certos limites de tensão.



Também cumprem os requisitos técnicos do novo regulamento ITUR (ICP-ANACOM 2ª edição Set-2014) para as infra-estruturas de telecomunicações em loteamentos, urbanizações e conjuntos de edifícios. Nomeadamente para a rede de tubagem principal e para a rede de tubagem de distribuição.



Algumas indicações para a instalação

Apenas a versão em rolo permite efectuar curvaturas sem recurso a acessórios. O seu corte pode ser facilmente feito com uma faca ou tesoura e deve ser eliminada qualquer rebarba.

O uso de tampões poderá evitar a entrada de objectos sólidos ou de pequenos animais, até que a tubagem seja utilizada.

O uso de pentes espaçadores garante o posicionamento correcto dos tubos na mesma secção do traçado de tubagem e assim o necessário afastamento de 2 a 3 cm entre tubagens.

Os tubos 2WW da classe L250, podem ser instalados enterrados entre 0,8 e 6 m (acima da coroa do tubo), em formações betonadas ou com envolvimento em pó de pedra ou areia (não permitido no ITUR).

Para a instalação em formações betonadas, deve ser dada particular atenção:

- a necessidade ou não de entivação
- a preparação da cama de apoio com 2 cm de areia ou saibro batido
- o assentamento e envolvimento dos tubos com pelo menos 2 cm de betão C20/25 devidamente vibrado, recorrendo a cofragem lateral
- a escolha dos materiais de enchimento, a forma de enchimento com camadas de 15 a 30 cm aplicadas após secagem do betão e o grau de compactação de cada camada

Para a instalação em formações com envolvimento em pó de pedra, sem cargas de trânsito, deve ser dada particular atenção:

- a necessidade ou não de entivação
- a preparação da cama de apoio com 5 a 10 cm de areia ou pó de pedra e o envolvimento dos tubos
- a sobreposição de camadas de tubos intercaladas com uma camada de 3 cm de areia ou pó de pedra
- a escolha dos materiais de enchimento, a forma de enchimento com camadas de 15 a 30 cm e o grau de compactação de cada camada



As informações e dados supõem-se exactos e seguros.

As características podem ser melhoradas em resultado de aperfeiçoamentos e avanços tecnológicos.

O nosso Departamento da Qualidade está ao dispor para qualquer esclarecimento.

IBOTEC.
HIGH TECH PIPES

Apartado 2037 . 3701-906 Cesar – Portugal
Tel.: +351 256 850 130 – Fax: +351 256 850 139
ibotec@ibotec.pt – www.ibotec.pt

Anexo 12 - Calha Técnica Metálica LKM40040

Ficha técnica

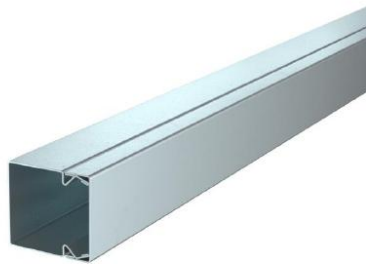
Calha metálica, tipo LKM 40040

Ref.: 6246990



As calhas LKM da OBO são feitas de policloreto de vinilo sem chumbo.

A ligação equipotencial entre a tampa e a base está garantida sem outros meios auxiliares.



St	Aço
FS	galvanizado pelo método Sendzimir

Dados originais

Ref.:	6246990
Tipo	LKM40040FS
Designação 1	Calha
Designação 2	com base perfurada
Fabricante	OBO
Dimensão	40x40x2000
Cor	zinco
Material	Aço
Superfície	galvanizado pelo método Sendzimir
Norma de superfície	DIN EN 10346
Menor unidade de venda	2
Unidade de quantidade	Metro
Peso	117 kg
Unidade de peso	kg/100 m
Pegada de CO2 (GWP) do berço ao portão	0,2144 kg CO2e / 1 Metro

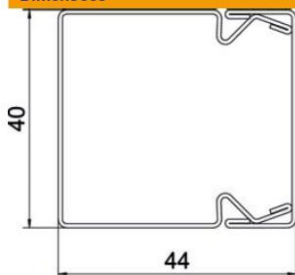
Ficha técnica

Calha metálica, tipo LKM 40040

Ref.: 6246990

OBO
BETTERMANN

Dimensões



Comprimento	2 000 mm
Largura	40 mm
Altura	44 mm

Dados técnicos

Número de divisórias fixas	0
Número de cabos NYM 3 x 1,5 mm ² Ø 10,5 mm (sem tomada)	6
Número de cabos NYM 3 x 2,5 mm ² Ø 11,5 mm (sem tomada)	6
Número de cabos NYM 5 x 1,5 mm ² Ø 12,0 mm (sem tomada)	6
Número de divisórias possíveis	0
Versão tampa calhas de guia do cabo	solto
Tipo de fixação	Base perfurada
Base perfurada	com base perfurada
Funktionsgaranti	não
Livre de halogéneos	sim
Grampo de fixação de cabos	não
União de calhas	não
Fornecido em rolo	não
Secção transversal útil	1537 mm ²
Grau de proteção	IP 30
Película protetora	não
Grau de proteção código IK	IK10
Gama de temperaturas de aplicação máx.	90 °C
Gama de temperaturas de aplicação mín.	-5 °C
Transparente	não

Anexo 13 - Calha Técnica Metálica LKM60100

Ficha técnica

Calha metálica, tipo LKM 60100

Ref.: 6247113



Tampa e base da calha com perfuração. A ligação equipotencial entre a tampa e a base está garantida sem outros meios auxiliares. A calha do tipo LKM 60100 está testada como sistema de instalação para manutenção de funções conforme a DIN 4102 parte 12. Terça em consideração os tipos de cabos na utilização como sistemas antifogo BSS!

No pavimento existe uma perfuração, destinada ao alojamento do separador.



St	Aço
FS	galvanizado pelo método Sendzimir

Dados originais

Ref.:	6247113
Tipo	LKM60100FS
Designação 1	Calha
Designação 2	com base perfurada
Fabricante	OBO
Dimensão	60x100x2000
Cor	zinco
Material	Aço
Superfície	galvanizado pelo método Sendzimir
Norma de superfície	DIN EN 10346
Menor unidade de venda	2
Unidade de quantidade	Metro
Peso	219,1 kg
Unidade de peso	kg/100 m
Pegada de CO2 (GWP) do berço ao portão	0,2336 kg CO2e / 1 Metro

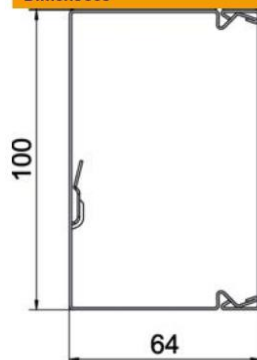
Ficha técnica

Calha metálica, tipo LKM 60100

Ref.: 6247113



Dimensões



Comprimento	2 000 mm
Largura	100 mm
Altura	64 mm

Dados técnicos

Número de divisórias fixas	0
Número de cabos NYM 3 x 1,5 mm ² Ø 10,5 mm (sem tomada)	36
Número de cabos NYM 3 x 2,5 mm ² Ø 11,5 mm (sem tomada)	32
Número de cabos NYM 5 x 1,5 mm ² Ø 12,0 mm (sem tomada)	32
Número de divisórias possíveis	1
Versão tampa calhas de guia do cabo	solto
Tipo de fixação	Base perfurada
Base perfurada	com base perfurada
Funktionsgaranti	sim
Livre de halogéneos	sim
Grampo de fixação de cabos	não
União de calhas	não
Fornecido em rolo	não
Secção transversal útil	6038 mm ²
Grau de proteção	IP 30
Película protetora	não
Grau de proteção código IK	IK10
Gama de temperaturas de aplicação máx.	90 °C
Gama de temperaturas de aplicação mín.	-5 °C
Transparente	não

Anexo 14 - Descarregador de Sobre Tensão SPB440D

Ficha de dados do produto
SPB440D

:hager



SPB440D

Limit. sobret. 4P T2 TNS/TT 40kA

Características técnicas

Capacidade

Número de módulos 4

Tensão

Tensão nominal de funcionamento Ue 240 - 415 V

Tensão de funcionamento contínua U_c de acordo com a IEC61643-1 275 V

Nível de proteção de tensão U_p de acordo com IEC61643-1 1,35 kV

Nível de proteção de tensão U_p L-PE/N-PE de acordo com IEC61643-11 1,50 kV

Nível de tensão U_p L-N/PEN IEC61643-11 1350 V

Intensidade de corrente

Corrente de descarga nominal I_n 8 - 20 μs L-N(PEN)/N-PE IEC61643 20 kA

Proteção de sobreintensidade máx., ligação em paralelo (fusível) 125 A

Descarga máx. (I_{max}) L-N(PEN)/ N-PE 40 kA

Dimensões

Altura 89,80 mm

Largura 71 mm

Profundidade 65,7 mm

Condições de utilização

Temperatura de funcionamento -40 - 80 °C

Configuração da rede

Tipo de rede TN-S, TT

Equipamento

Com contacto de sinalização remota Não

Ligações

Secção transversal de entrada e saída com parafusos, para condutores flexíveis 1,5 - 25,0 mm²

Secção transversal dos bornes montante e jusante com parafusos, para condutores maciços 1,5 - 35,0 mm²

AT_RequirementClass T2

Frequência

Frequência 50 - 60 Hz

Sujeito a modificações técnicas

Anexo 15 - Botoneira de Emergência

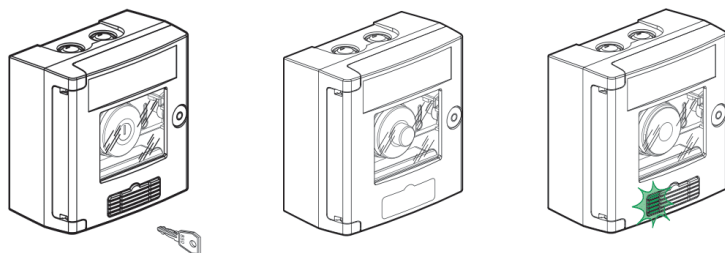


87045 LIMOGES Cedex

Téléphone : (+33) 05 55 06 87 87 - Télécopie : (+33) 05 55 06 88 88

Coffrets à bris de glace

Référence(s) : 380 00/01/02/03/09/11/24/59/61



1. Utilisation

Coffrets de sécurité de couleur :
- jaune pour coupure d'urgence ;
- rouge pour coupure d'urgence incendie.

2. Gamme

2.1 Coffrets coup de poing à clef
380 00 jaune en saillie avec voyants
380 02 jaune en saillie sans voyant
380 03 rouge en saillie sans voyant
380 09 rouge en saillie avec voyants
380 59 rouge encastré avec voyants

2.2 Coffrets double position

380 01 jaune en saillie sans voyant
380 11 rouge en saillie sans voyant
380 24 rouge en saillie avec voyants
380 61 rouge encastré sans voyant

2.3 Coffrets à manette pour coupure d'urgence
380 98

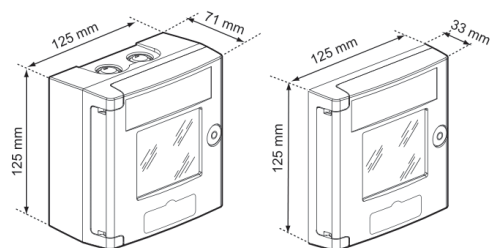
2.4 Coffrets pour coupure enseigne lumineuse "Inter pompier"

380 50 Bipolaire
380 52 Tétrapolaire

2.5 Coffrets réserve de clefs

380 54 rouge
380 55 vert
380 56 blanc

3. Côtés d'encombrement



4. Mise en situation, principe de fonctionnement

L'accès à l'organe de commande s'obtient par bris de glace ; deux contacts sont commandés.

La commande peut être :

soit du type coup de poing à accrochage ;

soit choisie parmi les deux options des coffrets double position.

4. Mise en situation, principe de fonctionnement (suite)

- Dans la configuration avec le coup de poing, le déclenchement s'effectue par une double action : le coup de poing doit être manuellement actionné après avoir brisé la vitre. La commande n'est pas maintenue.

- Si le coup de poing est remplacé par l'accessoire de finition, le déclenchement s'effectue par une simple action : le bouton poussoir, maintenu appuyé par la vitre, est automatiquement libéré par le bris de celle-ci.

Le dispositif de fermeture du coffret peut être remplacé par une serrure réf. 013 90

Si un retour visuel d'information est souhaité, certains coffrets sont déclinés avec un voyant rouge et un voyant vert. Ils sont exclusivement raccordables sur une ligne 230V.

Un contact peut être remplacé par un autre contact Signis, réf. 248 31 (NO) ou 248 32 (NF). Il ne peut pas en être ajouté. En cas de besoin d'un nombre de contacts supérieur, utiliser un coffret équipable 380 83/85/87.

Le déverrouillage du coup de poing à accrochage se fait par clef, le retour en position d'attente du coffret simple action par remplacement de la vitre.

5. Règles d'installation

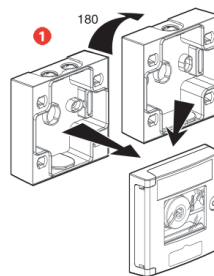
Les câbles des voyants ne doivent pas être raccordés à plus de 65m du coffret. Au-delà, le couplage entre les lignes fait s'allumer les deux voyants.

6. Montage des éléments

Le boîtier est équipé de 7 pré-découpes :

- 3 entrées de câbles pour presses étoupe ISO 16/20, réparties sur la face haute et la face basse ;
- 2 entrées latérales pour moulure 20x12,5 ou 32x12,5 ;
- 2 entrées Ø 20 par l'arrière du produit

6.1 Montage des coffrets en saillie



Fiche technique : F00029FR-00

Mise à jour le :

Créée le : 10/11/2004

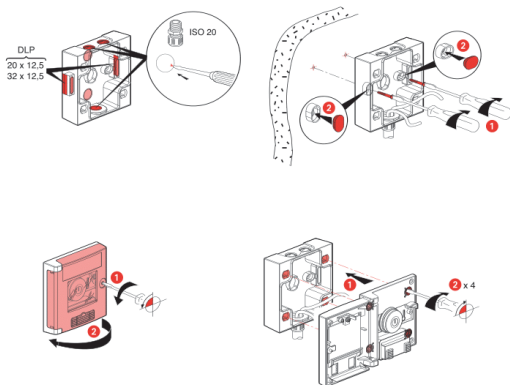
1/3

Coffrets à bris de glace

Référence(s) : 380 00/01/02/03/09/11/24/59/61

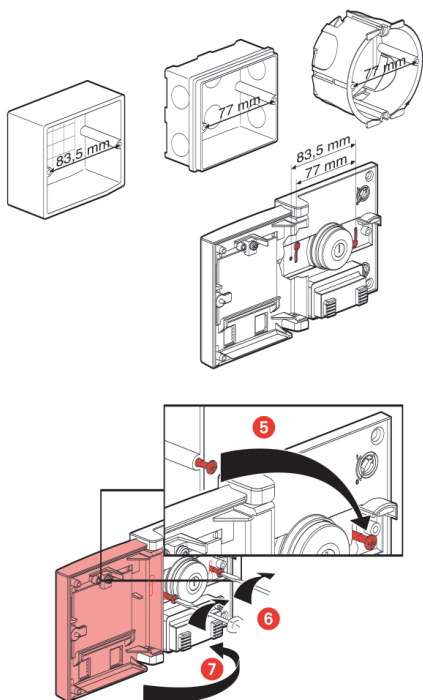
6. Montage des éléments (suite)

Les 3 entrées de câbles sont réparties sur les faces haute et basse du boîtier, 2 sur une face, 1 sur l'autre
Le boîtier peut être renversé pour choisir l'orientation des entrées de câble : entrée double en haut ou en bas.



6.2 Montage encastré (380 59 et 380 61)

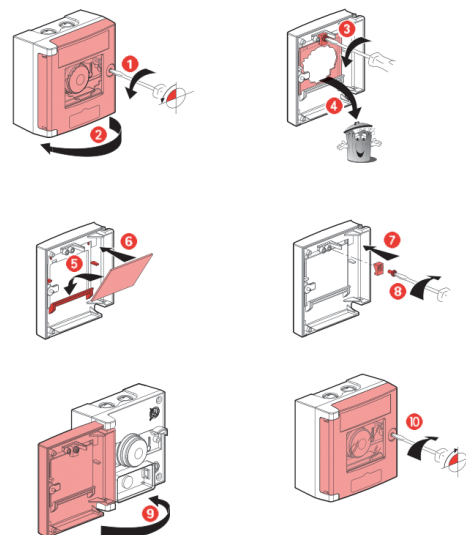
Les versions semi encastrées s'adaptent sur des boîtes présentant un entraxe de 77mm ou 83,5mm.



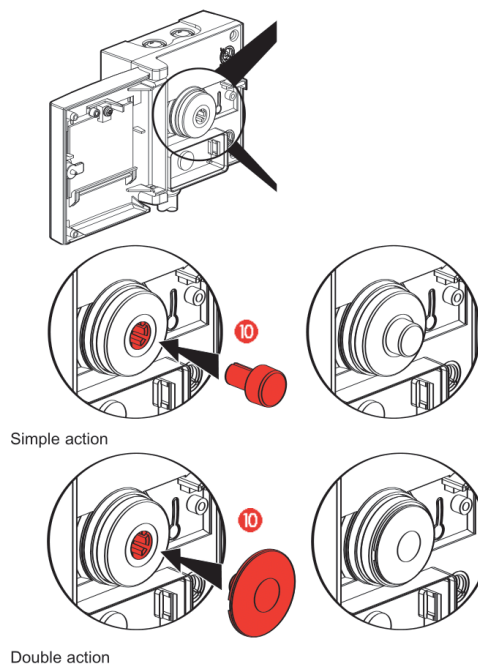
6. Montage des éléments (suite)

6.3 Remplacement de la vitre

Pour plus de commodité, la porte peut être démontée sans outils après ouverture (gonds clipsés).



6.4 Montage de l'accessoire pour simple ou double action (réf. 380 01/11/24/61)



7. Caractéristiques générales

7.1 Electriques

Pouvoir de coupure des contacts :	tension	courant (A)
	230V~	6A
	400V~	4,5A
	48V=	1A
	24V=	1,5A

Voyant à LED longue durée 230V~ 12mA

7.2 Mécaniques

Coffrets en saillie : IP 44 - IK 07

Coffrets encastré : IP 30 - IK 07

classe II

7.3 Dimensions du verre (mm, tol ±1mm, épaisseur 2mm) :

74,5x64

7.4 Matières

Polycarbonate rouge RAL 3000 ou jaune RAL 1033

7.5 Température d'utilisation

-25°C ; +70°C

8. Conformité et agréments

Répondent aux exigences d'installation de la norme NF C 15-100

Normes

NF C 20 455 : Autoextinguibilité 750°C (5s) pour installation en ERP

NF EN 60 439-3 : Résistance des matériaux isolant à la chaleur

NF X 08-003 : Couleurs et signaux de sécurité

9. Entretien

Pas de solvant type acétone

10. Equipement

Verre en face avant

1 contact NF et 1 contact NO

10.1 Coffrets coup de poing

1 coup de poing à accrochage, déverrouillage par clef n° 850

1 voyant rouge, 1 voyant vert

10.2 Coffrets double position

1 coup de poing à impulsion

1 accessoire de finition permettant le déclenchement sur simple ou double action

10.3 Coffrets avec voyants

1 voyant rouge et 1 voyant vert 230V

11. Accessoires

Marteau avec chaînette et support mural réf. 380 91

Serrure à clef n° 850 réf. 013 90 pour fermeture du coffret

Anexo 16 - Bobina de emissão de corrente MZ203

Ficha de dados do produto
MZ203

:hager



MZ203



Bobina p/emissão corrente 230-415V AC 1M

Características técnicas

Potência

Consumo à chamada	15 VA
-------------------	-------

Condições de utilização

Temperatura de funcionamento	-25 - 60 °C
------------------------------	-------------

Tensão

Tensão de comando AC	230 - 415 V
----------------------	-------------

Tensão de comando DC	110 - 130 V
----------------------	-------------

Tipo de alimentação de tensão	AC/DC
-------------------------------	-------

Tensão nominal de isolamento Ui	4000 V
---------------------------------	--------

Tensão nominal de funcionamento Ue	230 - 415 V
------------------------------------	-------------

Tensão nominal de funcionamento em DC	110 - 130 V
---------------------------------------	-------------

Dimensões

Altura	83 mm
--------	-------

Largura	18 mm
---------	-------

Profundidade	68 mm
--------------	-------

Capacidade

Número de módulos	1
-------------------	---

Sujeito a modificações técnicas