



Isa Maria da Luz Lopes Correia
Licenciatura em Engenharia do Ambiente

Análise do potencial técnico-económico de sistemas fotovoltaicos em grandes edifícios comerciais

Dissertação para obtenção do Grau de Mestre em
Engenharia do Ambiente – Perfil de Sistemas Ambientais

Orientador: Professora Doutora Maria Júlia Fonseca de
Seixas, DCEA, FCT-UNL
Coorientador: Engenheiro Luís Miguel Pereira Dias, CENSE,
FCT-UNL

Júri:

Presidente: Prof. Doutor João Miguel Dias Joanaz de Melo
Vogais: Prof. Doutor Francisco Manuel Freire Cardoso Ferreira
Profª Doutora Maria Júlia Fonseca de Seixas



FACULDADE DE
CIÊNCIAS E TECNOLOGIA
UNIVERSIDADE NOVA DE LISBOA

Setembro, 2017



Isa Maria da Luz Lopes Correia
Licenciatura em Engenharia do Ambiente

Análise do potencial técnico-económico de sistemas fotovoltaicos em grandes edifícios comerciais

Dissertação para obtenção do Grau de Mestre em
Engenharia do Ambiente – Perfil de Sistemas Ambientais



FACULDADE DE
CIÊNCIAS E TECNOLOGIA
UNIVERSIDADE NOVA DE LISBOA

2017

Análise do potencial técnico-económico de sistemas fotovoltaicos em grandes edifícios comerciais

Copyright © Isa Maria da Luz Lopes Correia, Faculdade de Ciências e Tecnologia, Universidade Nova de Lisboa

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

Agradecimentos

Este espaço é dedicado a todos aqueles que de alguma forma contribuíram para o desenvolvimento do trabalho. A presente dissertação não seria possível sem a ajuda e paciência por parte de muitas pessoas. A todos, deixo aqui o meu sincero agradecimento.

Ao coorientador Eng.º Luís Dias, um agradecimento especial, por toda a ajuda, orientação e acompanhamento ao longo deste percurso e sobretudo, por toda a paciência demonstrada no esclarecimento das minhas dúvidas. À orientadora Profª. Doutora Júlia Seixas um grande obrigado pela orientação que contribuiu para o desenvolvimento deste trabalho.

Gostaria de agradecer à empresa, FFSOLAR - Energias renováveis - Lda. e Iziwalker – Lda. pela disponibilidade e consideração que tiveram em fornecer informações para o desenvolvimento do presente trabalho.

Gostaria de agradecer ainda a todos aqueles que esclareceram as dúvidas que lhes coloquei com paciência e sabedoria.

A todos aqueles que mostraram a disponibilidade para ajudar no desenvolvimento deste trabalho um enorme obrigado em particular, ao Eng. Diogo Moreira, ao Doutor João Gouveia e Diretor Sérgio Tavares da Decathlon Cascais. Por último, gostaria de agradecer à minha família pelo apoio e incentivo.

Resumo

No contexto de aproveitamento da energia solar como fonte alternativa para produção de eletricidade, o uso de sistemas fotovoltaicos nos telhados é uma opção para aumentar a quota de energias renováveis e contribuir para a redução das emissões de CO₂. Esta dissertação tem como principal objetivo analisar o potencial técnico-económico de sistemas fotovoltaicos (PV) num grande edifício de serviços, do município de Almada. A viabilidade económica é avaliada através de indicadores económicos como: período de retorno do investimento (PRI), valor atual líquido (VAL), taxa interna de rentabilidade (TIR) e *Levelized Cost of Energy* (LCOE), e avalia-se ainda o potencial da emissão de CO₂ que poderá ser evitada com a eletricidade produzida por sistemas PV, por substituição de fontes fósseis. O edifício analisado como caso de estudo é a unidade comercial Decathlon em Almada, com uma área total de telhado de 4 328 m² e um parque de estacionamento frontal com uma área total de 4 136 m². Os resultados demonstram que cerca de 38% da área do telhado e 47% da área de parque de estacionamento pode ser aproveitado para produção PV de eletricidade.

Foram analisados cenários distintos da produção da eletricidade fotovoltaica, em função do ângulo da inclinação dos módulos para instalação no telhado e parque de estacionamento. Para diferentes cenários, os resultados para o potencial técnico mostram que a produção de eletricidade é sempre superior ao consumo do edifício. A relação entre a curva de produção e a curva do consumo da eletricidade com sistema PV ligado à rede, considerando o cenário de produção em toda a área do telhado, demonstrou que a taxa de autoconsumo anual é baixa, na ordem dos 26 %, face à produção, ao passo que, considerando a produção só numa parcela da área do telhado, a taxa de autoconsumo sobe para os 61%. Os resultados da viabilidade económica para cada cenário diferem significativamente entre os sistemas PV ligados à rede e os sistemas PV com bateria. O investimento é viável para o sistema PV no telhado do edifício com ligação à rede, embora o sistema PV instalado apenas numa parcela da área do telhado apresente uma rentabilidade do investimento muito maior. Já para o cenário de sistemas PV instalados no parque de estacionamento e no telhado e com baterias apresenta um período do retorno de investimento superior à vida útil do sistema PV.

Com a produção no telhado e parque de estacionamento o edifício analisado contribui com 7% para a redução das emissões de CO₂ dos edifícios comerciais no município de Almada até ao final do seu ciclo de vida, tendo em conta a emissão de referência, ou seja, a emissão do ano 2006 no consumo da eletricidade. O edifício Decathlon de Almada pode atingir o balanço neutro na emissão de CO₂ no consumo da eletricidade em 4 anos, considerando o consumo constante equivalente ao atual.

Palavras-chave: telhado, sistema PV, produção da eletricidade, consumo da eletricidade, emissão de CO₂

Abstract

The use of solar energy as an alternative source of electricity production, the use of photovoltaic systems on rooftops is inserted in this way to increase the share of renewable energy and contribute to the reduction of CO₂ emissions. This dissertation has a main objective analyze the technical-economic potential of photovoltaic (PV) system in a large service building, in the municipality of Almada. The economic viability is evaluate through economic indicators such as payback time (PBT), net present value (NPV), internal rate of return (IRR) and levelized cost of electricity (LCOE), and is also evaluated the CO₂ emission potencial that can be avoided with he electricity produced by PV systems by substituting fossil sources. The building analyzed as case study is the commercial unit Decathlon in Almada, with total rooftop area of 4 323 m² and features a front car park with a total area of 4 134 m². The results show that about 38% of the rooftop area and 47% of car park area can be used for PV production of electricity.

Different scenarios of photovoltaic electricity production were analysed, depending on the inclination angle of the solar PV for installation on the rooftop and in the car park. For the different scenarios, the results for the technical potential show that the electricity production is always higher than the building's consumption. The comparation between the production curve and load curve with systems connected to the grid for the scenario with the production in the entire rooftop area, showed that the annual rate of self-consumption is low, in the order of 26% to production, whereas, considering production only in a part of rooftop area, the rate of self-consumption increased to 61%. The results of the economic viability for each scenarios differ significantly between systems PV connected to the grid and systems PV with storage. The investment is feasible for installation PV system on the rooftop building with connection to the grid, however, although f the PV system the installed only in a part the rooftop area presents a much greater return on investment. For scenario of PV systems installed in the car park and rooftop and PV system with batteries presents a period of return of investment superior to the life of the PV system.

With the production on the rooftop and car park the analysed building contributes with 7% to the reduction of CO₂ of the commercial buildings in the municipality of Almada until the end of its life cycle, taking into account the reference emission, that is, the emission of the year 2006 in the consumption of the electricity. The Decathlon building in Almada can reach the neutral balance in the emission of CO₂ in the consumption of electricity in 4 years with a constant consumption given the current consumption of building.

Key words: rooftop, PV system, electricity production, consumption of electricity, CO₂ emission

Índice

1.	Introdução.....	1
1.1.	Enquadramento geral	1
1.2.	Objetivo.....	2
1.3.	Estrutura da dissertação.....	2
2.	Energia solar fotovoltaica	3
2.1.	Radiação solar.....	3
2.2.	Tipos de sistemas fotovoltaicos.....	5
2.2.1.	Sistema PV ligado à rede	5
2.2.2.	Sistema PV autónomo.....	6
2.3.	Tecnologia fotovoltaico.....	7
2.4.	Introdução à energia solar.....	9
2.4.1.	Panorama geral da energia fotovoltaica.....	9
2.4.2.	Panorama da energia fotovoltaica em Portugal	10
2.5.	Integração do sistema PV nos edifícios	11
2.6.	Integração do sistema PV nos parques de estacionamento	12
2.7.	Efeito sombreamento no sistema PV	13
2.8.	Potencial técnico-económico do sistema PV	14
2.9.	Política de apoio a energia solar	15
2.9.1.	Autoconsumo.....	16
2.9.2.	Enquadramento legal de autoconsumo em Portugal	17
2.10.	Mitigação das emissões de GEE através da energia solar	18
3.	Metodologia para determinar o potencial técnico-económico do sistema PV de produção da eletricidade em edifícios de serviços e respetivas emissões evitadas de CO ₂	21
3.1.	Abordagem geral	21
3.2.	Caso de estudo	21
3.3.	Caracterização do edifício	24
3.4.	Avaliação da área do telhado adequada para instalação de sistema PV	25
3.5.	Cálculo da potência a instalar no telhado e parque de estacionamento	29
3.6.	Estimativa do potencial de produção da eletricidade	30
3.7.	Análise da complementaridade de produção da eletricidade com o perfil do consumo do edifício 32	
3.7.1.	Análise do perfil para sistema PV ligado à rede.....	33
3.7.2.	Análise do perfil para sistema PV com bateria.....	33
3.8.	Análise da viabilidade económica de sistema PV a implementar	36
3.9.	Avaliação do potencial da mitigação de CO ₂	41
4.	Resultados e discussão.....	45
4.1.	Área efetiva para instalação do sistema PV.....	45
4.2.	Produção anual da eletricidade e perfis mensais e sazonais	46
4.2.1.	Perfis diário da produção da eletricidade	50

4.3.	Consumo de eletricidade no edifício Decathlon Almada.....	52
4.3.1.	Relação entre o consumo e produção da eletricidade do edifício	54
4.4.	Viabilidade económica.....	62
4.5.	Emissões de CO ₂	66
5.	Conclusões	69
6.	Referências.....	73
7.	Anexos	79
	Anexo 1: Indicadores económicos relativos a diferentes cenários de instalação	79
	Anexo 2: Emissões de CO ₂ evitadas.....	84
	Anexo 3: Características técnicas dos componentes do sistema PV	88

Índice de figuras

Figura 2.1 Radiação solar direta, difusa e refletida (Deutsche Gesellschaft fur Sonnenenergie, 2008) ..	3
Figura 2.2 Irradiação normal direta, Portugal (SOLARGIS, 2015).....	4
Figura 2.3 Irradiação global horizontal, Portugal (SOLARGIS, 2015)	4
Figura 2.4 Irradiação solar global horizontal, Europa (SOLARGIS, 2014)	4
Figura 2.5 Diagrama do sistema PV ligado à rede (Colmenar-Santos et al., 2012).....	5
Figura 2.6 Diagrama do sistema PV autónomo (Shen, 2009)	6
Figura 2.7 Eficiências das tecnologias fotovoltaicos em laboratório (NREL, 2017).....	8
Figura 2.8 Capacidade instalada global do solar PV e adições anuais entre 2005 e 2015 (REN21, 2016).....	10
Figura 2.9 Capacidade instalada e adições de solar PV: países Top 10 em 2015 (REN21, 2016)	10
Figura 2.10 Produção da eletricidade a partir de fontes renováveis em Portugal (DGEG, 2016b)	11
Figura 2.11 Configuração de cobertura de parque de estacionamento com solar PV (Jackson Dip D'ing, 2016).....	12
Figura 2.12 a) Projeto Abbot Labs Solar Campus em Alameda, b) Projeto Google Headquarters em Mountain View, Califórnia (Blue Oak Energy, 2017).....	13
Figura 2.13 Comparação da Produção PV com perfil do consumo de edifício industrial adaptado de (European Commission 2015).....	16
Figura 2.14 Evolução das emissões nacionais de Gases com Efeito de Estufa (Agência Portuguesa do Ambiente, 2017b).	19
Figura 3.1 Estrutura metodológica	21
Figura 3.2 Radiação solar média diária do ano 2016 da área do estudo (PVGIS, 2017).....	22
Figura 3.3 Unidade comercial Decathlon Almada, via Google Earth.....	23
Figura 3.4 Área do telhado e parque de estacionamento do edifício, via ferramenta SIG	23
Figura 3.5 Abordagem para a quantificação da área adequada e efetiva para sistema PV	26
Figura 3.6 Esquema da distância entre as filas dos módulos PV (IFC, 2015).....	28
Figura 4.1 Esquema da distância mínima entre os módulos, adaptado de (IFC, 2015).....	45
Figura 4.2 Produção mensal da eletricidade para as 3 opções do sistema PV no telhado e parque de estacionamento do edifício Decathlon Almada	48
Figura 4.3 Produção sazonal da eletricidade para as 3 opções do sistema PV no telhado e parque de estacionamento do edifício Decathlon Almada	48
Figura 4.4 Contribuição sazonal na produção total anual da eletricidade no telhado e no parque de estacionamento	49
Figura 4.5 Produção da eletricidade no período de 25 anos com degradação anual para as 3 opções do sistema PV no telhado e parque de estacionamento do edifício Decathlon Almada	49
Figura 4.6 Perfil da produção diária no telhado do edifício Decatlhon Almada para cada mês	50
Figura 4.7 Perfil de produção diária no telhado e parque de estacionamento do edifício Decatlhon Almada para cada mês.....	51
Figura 4.8 Perfil de produção diária para cada estação com sistema PV no telhado e no telhado e parque de estacionamento do edifício Decatlhon Almada.....	51

Figura 4.9 Estimativa do consumo mensal (ano 2015) no edifício da Decathlon Almada.....	53
Figura 4.10 Perfil do consumo diário do consumo (ano 2015) para um mês de cada estação “Inverno, Verão, Primavera e Outono” no edifício da Decathlon Almada	53
Figura 4.11 Perfil diário da produção PV no telhado e parque de estacionamento com o consumo da eletricidade do edifício Decathlon Almada	55
Figura 4.12 Perfil diário da produção PV com o uso de toda a área do telhado com o consumo da eletricidade do edifício Decathlon Almada	55
Figura 4.13 Perfil diário da produção PV com uso só de uma parcela da área do telhado com o consumo da eletricidade do edifício Decathlon Almada	56
Figura 4.14 Cenário de autoconsumo para 1º ano da produção PV com instalação do sistema PV no telhado do edifício Decathlon Almada ligado à rede.....	57
Figura 4.15 Cenário de autoconsumo para 1º ano da produção PV com instalação do sistema PV só numa parte do telhado do edifício Decathlon Almada ligado à rede	57
Figura 4.16 Cenário de autoconsumo com bateria para 1º ano de produção PV com instalação de sistema PV no telhado do edifício Decathlon Almada	58
Figura 4.17 Cenário de autoconsumo com bateria para 1º ano de produção PV com instalação de sistema PV numa parcela da área do telhado do edifício Decathlon Almada	58
Figura 4.18 Cenário de índice de autoconsumo do edifício Decathlon Almada para 1º ano com sistema ligado à rede.....	59
Figura 4.19 Cenário de índice de autoconsumo do edifício Decathlon Almada para 1º ano para sistema com bateria.....	60
Figura 4.20 Cenário de índice de auto-suficiência do edifício Decathlon Almada para 1º ano com sistema ligado à rede	60
Figura 4.21 Cenário de índice de auto-suficiência do edifício Decathlon Almada para 1º ano com sistema com bateria	61
Figura 4.22 Cenário de balanço da eletricidade importada da rede e exportada para rede com a produção no telhado do edifício Decathlon Almada.....	61
Figura 4.23 Cenário de balanço da eletricidade importada da rede e exportada para rede com a produção numa parcela da área do telhado do edifício Decathlon Almada	62
Figura 4.24 Retorno de investimento com atualização de caixa para sistema ligado à rede com produção em toda a área do telhado do edifício Decathlon Almada	63
Figura 4.25 Retorno de investimento com atualização de caixa para sistema ligado à rede com produção numa parcela da área do telhado do edifício Decathlon Almada	64
Figura 4.26 Retorno de investimento com atualização de caixa para sistema ligado à rede com produção no telhado e parque de estacionamento do edifício Decathlon Almada.....	64
Figura 4.27 Retorno de investimento com atualização de caixa para sistema com bateria com produção em toda a área do telhado do edifício Decathlon Almada	65
Figura 4.28 Retorno de investimento com atualização de caixa para sistema com bateria com produção numa parte do telhado do edifício Decathlon Almada	65
Figura 4.30 Retorno sobre o capital investido.....	66

Figura 4.31 Emissão de CO ₂ evitada com a produção PV no telhado e parque de estacionamento do edifício Decathlon Almada.....	67
Figura 4.32 Emissão de CO ₂ evitada com a produção PV no telhado do edifício Decathlon Almada .	67
Figura 4.33 Payback time de CO ₂ com instalação do sistema PV no telhado e parque de estacionamento do edifício Decathlon Almada	68
Figura 4.34 Payback time de CO ₂ com instalação no telhado do sistema PV edifício Decathlon Almada.....	68

Índice de tabelas

Tabela 3.1 Custo unitário consultado para cada componente do sistema PV	40
Tabela 3.2 Custo da instalação do sistema PV para cada classe de potência instalada	40
Tabela 3.3 Tarifa da eletricidade para potência BTE, adaptado de ERSE (2017)	40
Tabela 3.4 Emissões de CO ₂ eq de referência no município de Almada, adaptado de AGENEAL (2010)	42
Tabela 4.1 Resultados das distância mínimas entre os módulos PV, altura de montagem do módulo PV e fator de exploração para diferentes cenários	45
Tabela 4.2 Área efetiva para ocupação dos módulos PV, respetiva capacidade instalada e números de módulos necessários	46
Tabela 4.3 Produção diária total estimada nos diferentes meses para cada um dos cenários.....	47
Tabela 4.4 Estimativa do consumo diário e mensal da eletricidade (ano 2015) para edifício Decathlon Almada.....	52
Tabela 4.5 Resultados da viabilidade económica para sistema PV ligado à rede e com bateria	62
Tabela 7.1 Fluxo de caixa, VAL, PRI, TIR e RSI com instalação do sistema PV em toda a área do telhado do edifício com ligação à rede	79
Tabela 7.2 Fluxo de caixa, VAL, PRI, TIR e RSI com instalação do sistema PV só numa parte do telhado com ligação à rede	80
Tabela 7.3 Fluxo de caixa, VAL, PRI, TIR e RSI com instalação do sistema PV no telhado e parque de estacionamento com ligação à rede.....	81
Tabela 7.4 Fluxo de caixa, VAL, PRI, TIR e RSI sistema com bateria com instalação do sistema PV em toda a área do telhado do edifício	82
Tabela 7.5 Fluxo de caixa, VAL, PRI, TIR e RSI sistema com bateria com instalação do sistema PV só numa parte do telhado do edifício	83
Tabela 7.6 Cálculos das emissões de CO ₂ evitadas com a produção da eletricidade no telhado e Payback time de CO ₂	84
Tabela 7.7 Cálculos das emissões de CO ₂ evitadas com a produção no telhado e parque de estacionamento e Payback time de CO ₂	86

Lista de acrónimos

AVAC – Aquecimento ventilação/ar condicionado
BTE – Baixa tensão especial
CA – Corrente alternada
CC – Corrente contínua
CO₂ – Dióxido de Carbono
DOD – *Depth of Discharge* (Profundidade máxima da descarga)
ERSE – Entidade Reguladora dos Serviços Energético
FE – Fator de emissão
FIT – *Feed-in Tariff*
GEE – Gases de efeito de estufa
LCOE – *Levelized cost of energy* (custo nivelado de energia)
MIBEL – Mercado Ibérico de Eletricidade
PR – Performance Ratio
PRI – Período de retorno de investimento
PV – *Photovoltaic* (Fotovoltaico)
PVGIS – *Photovoltaic Geographical Information System* (Sistema de Informação Geográfica Fotovoltaica)
RESP – Rede Elétrica de Serviço Público
RSI – Retorno sobre investimento
SEN – Sistema Elétrico Nacional
SIG – Sistema de Informação Geográfica
TIR – Taxa interna de rentabilidade
UE – União Europeia
UPAC – Unidade de produção para autoconsumo
VAL – Valor atual líquido

1. Introdução

1.1. Enquadramento geral

As preocupações com as alterações climáticas estão a conduzir a um crescimento das tecnologias de energias renováveis em substituição ao uso de combustíveis fósseis, como forma de redução das emissões de gases de efeito de estufa (GEE). Uma das tecnologias renováveis que vem sendo cada vez mais utilizada é o solar fotovoltaico (PV). A produção da eletricidade com solar PV pode ser considerada um método sustentável de produção da eletricidade, uma vez que não tem emissões atmosféricas associada, requer baixa manutenção e contribui nas reduções dos custos (Dinçer, 2011). Com a instalação nos telhados dos edifícios o solar PV contribui ainda na redução do uso de espaço adicional para grandes centrais fotovoltaicas.

O uso de sistemas PV nos telhados insere-se nesse contexto de forma a contribuir para o objetivo da redução das emissões de CO₂, ao mesmo tempo que contribui para o aumento da quota de energias renováveis, reduzindo assim a dependência de combustíveis fósseis na produção da eletricidade. Os telhados fornecem uma grande extensão da área para exploração da produção de energia PV através de energia solar. Um sistema PV, instalado no telhado de um edifício, pode ser usado para atender às necessidades do próprio edifício ou pode ser vendida à rede. O tamanho da instalação do sistema PV no telhado depende das características do edifício como o tamanho, orientação e tipo do telhado do edifício. A quantidade da eletricidade necessária no edifício pode também influenciar o tamanho da instalação de sistema PV.

A energia solar é influenciada por uma série de fatores, tais como, fatores técnicos, económicos e políticos. As considerações técnicas e económicas incluem o recurso solar disponível, eficiência da conversão de energia, custos de investimento dos sistemas PV e custos operacionais, vida útil de solar PV, operação de sistema PV e correspondência entre disponibilidade do recurso e consumo de energia. As medidas políticas podem incentivar a implementação da tecnologia solar por meio de subsídios e incentivos, medidas regulatórias, consciencialização (Nelson et al., 2014).

As instalações dos sistemas PV nos telhados são uma forma estratégica para promover a produção da eletricidade a escalas locais. No entanto, nem toda a eletricidade produzida pode ser usada se o período de produção não coincide com os períodos de consumo. Esse problema pode ser resolvido através da instalação de capacidade de armazenamento, ou interligar o sistema PV do edifício à rede elétrica. A rede recoloca o excesso de produção e fornece a eletricidade necessária quando o sistema PV não produz o suficiente (Ramirez Camargo et al., 2015).

É crucial compreender e quantificar o potencial do sistema PV no telhado e calcular com precisão a área disponível no telhado onde o sistema PV pode ser instalado por duas questões importantes. Em primeiro lugar, saber qual é a quantidade total da eletricidade que pode ser produzido no telhado e em segundo, saber se a eletricidade fornecida pelo sistema PV cobre a necessidade do uso da eletricidade do edifício ou em que proporção o uso da eletricidade do edifício pode ser fornecido pelo sistema PV.

Esta dissertação visa contribuir na implementação dos sistemas PV nos telhados de grandes edifícios de serviços, de modo a produzir eletricidade, combinando as características do edifício, o seu consumo elétrico, a tarifa da eletricidade e incentivos disponíveis, a fim de apresentar uma estrutura de suporte à decisão para implementação de um sistema PV ideal. Devido ao facto de os edifícios de serviços terem um alto consumo elétrico ao longo do dia e grandes espaços disponíveis nos telhados, torna-se relevante analisar o potencial técnico-económico, visto que esses edifícios podem-se beneficiar da implementação de sistema PV de varias formas recorrendo a transformação do espaço disponível no telhado em produtor da eletricidade sustentável, pois não só reduz a eletricidade importada da rede como também pode reduzir custos.

1.2. Objetivo

O objetivo geral desta dissertação é avaliar o potencial técnico-económico de sistema PV no telhado de um edifício de serviços no concelho de Almada. Pretende-se estimar a quantidade da eletricidade que poderá ser produzida pela instalação do sistema PV se for utilizada toda a área disponível e adequada do telhado. Também se pretende quantificar a eletricidade que é consumida no momento em que é produzida e quantificar o excesso da eletricidade produzida para avaliação da necessidade de armazenamento e/ou injeção na rede elétrica. As componentes técnicas-económicas de diferentes alternativas de sistema PV a implementar em termos da potência a instalar, tipo de sistema PV e custo de investimento são avaliados, por forma a otimizar a complementaridade entre produção e consumo da eletricidade no edifício. Outro objetivo desta dissertação é analisar a quantidade de CO₂ que pode ser evitado com o potencial da produção PV e fazer o balanço entre o CO₂ evitado e CO₂ advindo do consumo de eletricidade do edifício fornecida pela rede.

1.3. Estrutura da dissertação

No primeiro capítulo é feita a introdução, que estabelece o enquadramento do tema bem como o objetivo que se pretende alcançar e a estrutura da dissertação. No segundo capítulo é feita a revisão bibliográfica relativa à energia solar, onde é abordada a evolução de energia PV ao nível mundial e nacional, são abordadas questões relevantes à implementação de sistema fotovoltaico tais como radiação solar, tipos de sistema e efeito sombreamento. É também feita uma referência a políticas de apoio a energia renováveis e autoconsumo incluindo um enquadramento legislativo que regula o autoconsumo em Portugal. Por último, é referido a contribuição de energia solar para mitigação das emissões de CO₂. No terceiro capítulo é feita a descrição da metodologia, nas várias etapas seguidas para cumprimento do objetivo proposto e descrição do caso de estudo. No quinto capítulo encontram-se os resultados obtidos para o caso de estudo e discussão dos mesmos e no último capítulo são apresentadas as principais conclusões retiradas do trabalho.

2. Energia solar fotovoltaica

2.1. Radiação solar

O sol emite energia na forma de radiação. Devido à distância entre o sol e a terra, apenas uma parte da radiação solar atinge a superfície da terra o que corresponde a uma quantidade de energia de 1×10^{18} kWh/ano (Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie, 2008). A quantidade da radiação solar que atravessa a atmosfera terrestre é atenuada por vários constituintes atmosféricos, nomeadamente gases, partículas líquidas e sólidas e nuvens. As nuvens são consideradas atenuantes mais fortes, pelo que, para estimar a atenuação da cobertura das nuvens, são utilizadas técnicas empíricas simples porque a análise teórica da atenuação da radiação que passa através das nuvens requer muita informação sobre a espessura instantânea, posição e número de camadas de nuvens, bem como as suas propriedades óticas (Joint Research Centre of the European Commission, 2012).

Dado que a condição atmosférica é imprevisível a quantidade da radiação solar que chega a superfície não é sempre o mesmo, logo a produção da eletricidade por sistema PV não é constante, já que este é diretamente proporcional à da radiação solar. Quaisquer alterações no nível da radiação solar causam alterações na quantidade da eletricidade produzida pelo sistema PV (Zahedi, 2011).

A radiação solar numa superfície perpendicular à direção de propagação da radiação solar é maior do que na mesma superfície em qualquer outra posição. O ângulo de incidência da radiação ótima em uma determinada superfície não é constante devido a variação de azimute e altura solar ao longo do dia e ano (Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie, 2008).

A irradiação que chega à superfície inclinada dos módulos PV pode ser decomposta em três contribuições: direta, difusa e refletida pelo chão (Izquierdo et al., 2008). A radiação solar direta vem segundo a direção do sol, entretanto, a radiação difusa carece de direção específica, (Figura 2.1). Nos dias claros, a fração da radiação direta prevalece e nos dias de cobertos de nuvens (especialmente no inverno), a radiação solar é quase completamente difusa (Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie, 2008).

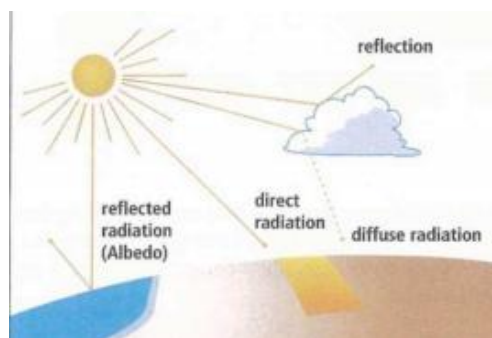


Figura 2.1 Radiação solar direta, difusa e refletida (Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie, 2008)

As horas do sol em Portugal situa-se entre 1 700 a 3 000 horas por ano no Continente, o potencial disponível são bastante consideráveis (AEP, 2010). O valor da radiação solar no plano horizontal em

Portugal poderá situar-se entre os 1 300 kWh/m²/ano e os 1 800 kWh/m²/ano (Figura 2.2), a radiação direta atinge os valores superior a 2 100 kWh/m²/ano (Figura 2.3).



Figura 2.2 Irradiação normal direta, Portugal (SOLARGIS, 2015)

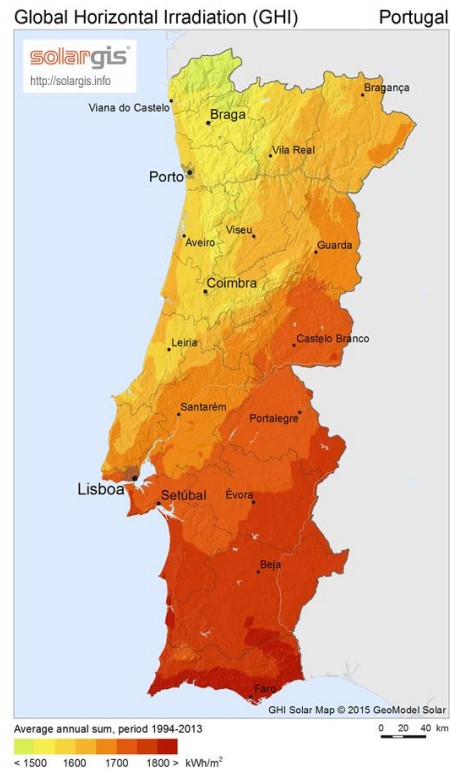


Figura 2.3 Irradiação global horizontal, Portugal (SOLARGIS, 2015)

Portugal é dos países da Europa com maior disponibilidade da radiação solar (Figura 2.4). Segundo Šuri et al. (2007), os países situados no sul da Europa, perto da região mediterrânica nomeadamente Portugal, Malta, Chipre, a maior parte da Espanha, Itália e Croácia, Sul da França e Córsega, Grécia e Sul da Turquia, com fortes picos de verão sem nuvens tem o maior potencial de energia solar. Nestas regiões, nas áreas residenciais urbanas, um típico sistema PV de silício cristalino gera eletricidade anual entre 1 100 e 1 330 kWh por kilowatt pico (kWp) instalado.

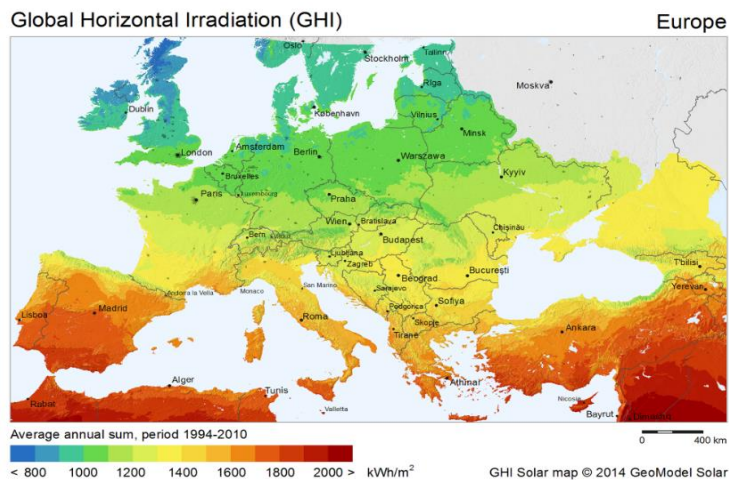


Figura 2.4 Irradiação solar global horizontal, Europa (SOLARGIS, 2014)

2.2. Tipos de sistemas fotovoltaicos

Os sistemas PV podem ser classificados como: sistema ligado à rede (*on-grid*) e sistema autônomo (*off-grid*) ou descentralizado. Enquanto que no primeiro caso a rede serve como uma componente de armazenamento ideal e garante fiabilidade de sistema, o sistema autônomo requer baterias de armazenamento (Eltawil & Zhao, 2010; Timilsina et al., 2012). Ambos os sistemas são usados para resolver o problema de excesso e déficit da eletricidade gerado pelo sistema PV (Colmenar-Santos et al., 2012; Ramirez Camargo et al., 2015). Existe ainda sistemas que combinam os sistemas PV *on-grid* e *off-grid*. Este sistema PV pode ser descrito como sistema PV *off-grid* com eletricidade de reserva da rede ou sistema PV *on-grid* com bateria de armazenamento extra (Maehlum, 2013).

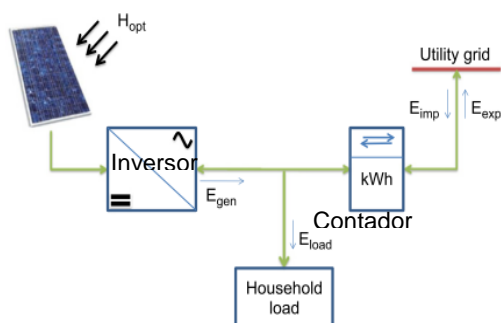
O sistema PV é constituído por vários elementos dependendo se é um sistema ligado à rede ou com baterias. Os principais elementos de sistema PV são: módulos PV, inversores, cabos, baterias e reguladores de carga (sistema com armazenamento).

2.2.1. Sistema PV ligado à rede

Um sistema PV ligado à rede é um sistema conectado à rede elétrica pública, são ideais para locais perto da rede (Muneer et al., 2003). A interligação do sistema PV com a rede tem a vantagem de utilização mais eficiente da eletricidade produzida pelo sistema PV, pois ela atua como uma bateria com uma capacidade de armazenamento ilimitado (Kaundinya et al., 2009; Eltawil & Zhao, 2010).

O sistema PV ligado à rede necessita da eletricidade adicional da rede durante períodos em que sistema PV não é capaz de satisfazer a necessidade da eletricidade exigida. No entanto, durante períodos em que a produção da eletricidade exceda a necessidade do consumo, o excedente é injetado na rede. Com sistema PV ligado à rede o produtor pode recuperar o investimento de duas formas, através de poupança por auto-suficiência ou por remuneração provenientes do excesso da eletricidade injetado à rede (Colmenar-Santos et al., 2012).

O sistema PV ligado à rede pública requer um inversor para a transformação da eletricidade de corrente contínua (CC) gerada a partir do sistema PV para corrente alternada (CA) no nível da tensão da rede (Figura 2.5), requerendo ainda um contador (sistema de medição da eletricidade excedente produzida e injetada na rede) (Shukla et al., 2016).



H_{opt} – Irradiação solar em um plano otimamente inclinado

E_{gen} – eletricidade produzida pelo sistema PV

E_{load} – consumo de eletricidade do edifício

E_{imp} – eletricidade consumida da rede

E_{exp} – eletricidade injetada na rede

Figura 2.5 Diagrama do sistema PV ligado à rede (Colmenar-Santos et al., 2012)

2.2.2. Sistema PV autónomo

Um sistema PV autónomo não tem qualquer ligação à rede elétrica pública, é completamente independente do serviço da rede por esta razão precisa de bateria para armazenamento da eletricidade produzido durante os períodos de pico da produção PV (Kaundinya et al., 2009). A instalação de sistema PV autónomo é implementada principalmente em locais mais remotas onde a ligação à rede é impraticável ou economicamente inviável. O sistema PV autónomo é considerado como a solução mais provável e viável para fornecimento da eletricidade nesse caso (Muneer et al., 2003; Ma et al., 2013; Shen, 2009; Kaundinya et al., 2009).

O sistema PV autónomo sofre de desvantagens como capacidade finita de bateria para armazenamento da eletricidade, quando o sistema PV produzir eletricidade que excede a capacidade da bateria, essa não é aproveitada (é desperdiçada) a outra desvantagem desse sistema é o alto custo de baterias (Kaundinya et al., 2009).

Este tipo de sistema precisa de um controlador de carga (Figura 2.6) com o localizador de ponto de potência máxima (MPPT) (Shen, 2009). Os inversores em sistema autónomo devem regular a sua tensão de CA, fornecendo corrente conforme necessário para manter tensão de armazenamento da eletricidade da bateria (Eltawil & Zhao 2010).

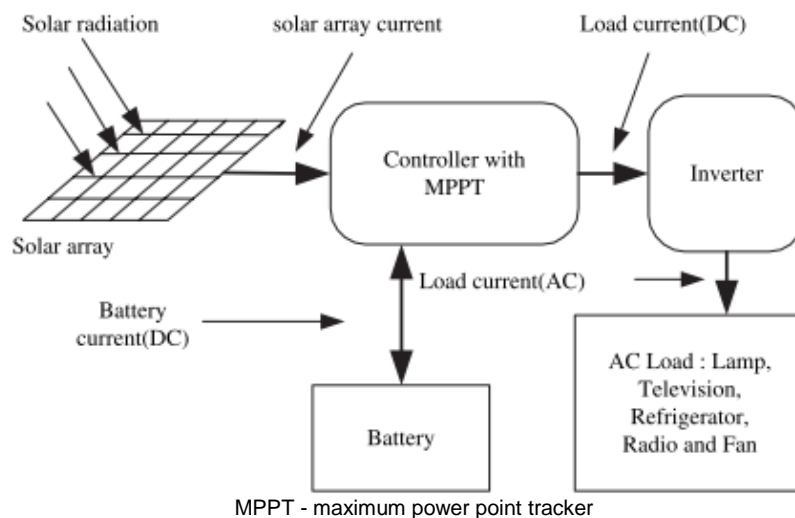


Figura 2.6 Diagrama do sistema PV autónomo (Shen, 2009)

Existem diferentes tecnologias de baterias disponíveis nos mercados adequados para armazenamento de energia, por exemplo ácido-chumbo (Pb-acid), íon de lítio (Li-ion), enxofre de sódio (NaS), níquel-cádmio (NiCd) e hidreto metálico de níquel (NiMH) (Luthander et al., 2015). As tecnologias de armazenamento são caracterizadas por diferentes fatores tais como: capacidade de armazenamento, potência nominal, profundidade da descarga, tempo da descarga, eficiência, durabilidade, auto-descarga, estado de carga (*state of charge* - SOC), tensão nominal, densidade energética, equipamentos de monitorização e controlo, restrições operacionais, aspeto ambiental entre outros fatores (Zahedi, 2011).

O tamanho da bateria é importante não só devido a capacidade de armazenamento, mas também devido ao *stress* crescente do sistema com uma bateria menor reduzindo a sua vida útil. Uma bateria maior reduz os ciclos de descarga da bateria e dessa forma aumenta a sua vida útil (Luthander et al., 2015). Nos sistemas PV a capacidade de armazenamento está geralmente na faixa de 0,1 kWh a 100 kWh, embora alguns sistemas de gama MWh já tenham sido implementados (Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie, 2008).

2.3. Tecnologia fotovoltaico

A tecnologia PV faz uso não só da radiação solar direta, mas também da radiação solar difusa e ainda pode fazer uso da irradiação refletida do chão, juntamente com os parâmetros de projeto de sistema tais como orientação e inclinação do módulo (Singh & Banerjee, 2015). As características mais importantes dos módulos PV são a sua eficiência, a estabilidade a longo prazo e custos (Hwang et al., 2012).

A área das tecnologias solares é um recurso renovável extremamente promissor, considerando que as eficiências da produção e a capacidade de ser utilizadas em inúmeras regiões são cada vez maiores (Devabhaktuni et al., 2013). Os módulos PV mais avançados podem converter cerca de 22% dos raios solares em eletricidade (Suresh Kumar & Manoharan, 2014). Segundo a IRENA (2017), os módulos de silício cristalino (c-Si) comercialmente disponível tem uma eficiência de 21% - 23 % e limite teórico é de 29%.

Atualmente, as tecnologias dos módulos PV de baixa concentração mais utilizadas são essencialmente três: silício monocristalino, policristalino (multicristalino) e filme fino (silício amorfo). O silício monocristalino é a técnica de produção mais antiga e mais cara, mas é a tecnologia de conversão solar mais eficiente disponível. O policristalino tem uma eficiência de conversão solar ligeiramente inferior em comparação com o monocristalino, mas o custo de fabrico também é mais baixo. O módulo de filme fino tem uma eficiência de conversão mais baixa que qualquer outra, mas também o custo de produção é menor (Atmaja, 2013; Hwang et al., 2012; Bergamasco & Asinari, 2011).

A célula de silício cristalino (monocristalino e policristalino) geralmente tem sido usada por causa da sua alta eficiência (Ciulla et al., 2014). Os módulos de silício cristalino (c-Si), sejam ele monocristalino ou policristalino representam aproximadamente 85%-90% do mercado global do solar PV (Ban-Weiss et al., 2013). As células solares de películas finas reduzem a quantidade de materiais semicondutores, conseqüentemente, reduz o custo de produção de células fotovoltaicas (Parida et al., 2011; Ciulla et al., 2014). As películas finas são baseadas em telureto de cádmio (CdTe), seleneto de cobre índico-gálio (CIGS) ou silício amorfo (a-Si) (IEA, 2014).

A Figura 2.7 apresenta as melhores eficiências atingidas em laboratório por *National Renewable Energy Laboratory* (NREL), para diversas tecnologias PV. É possível perceber a evolução no aumento das eficiências ao longo dos anos. Contudo é importante salientar que essas eficiências apresentadas são superiores às eficiências encontradas em módulos PV disponíveis comercialmente.

Best Research-Cell Efficiencies

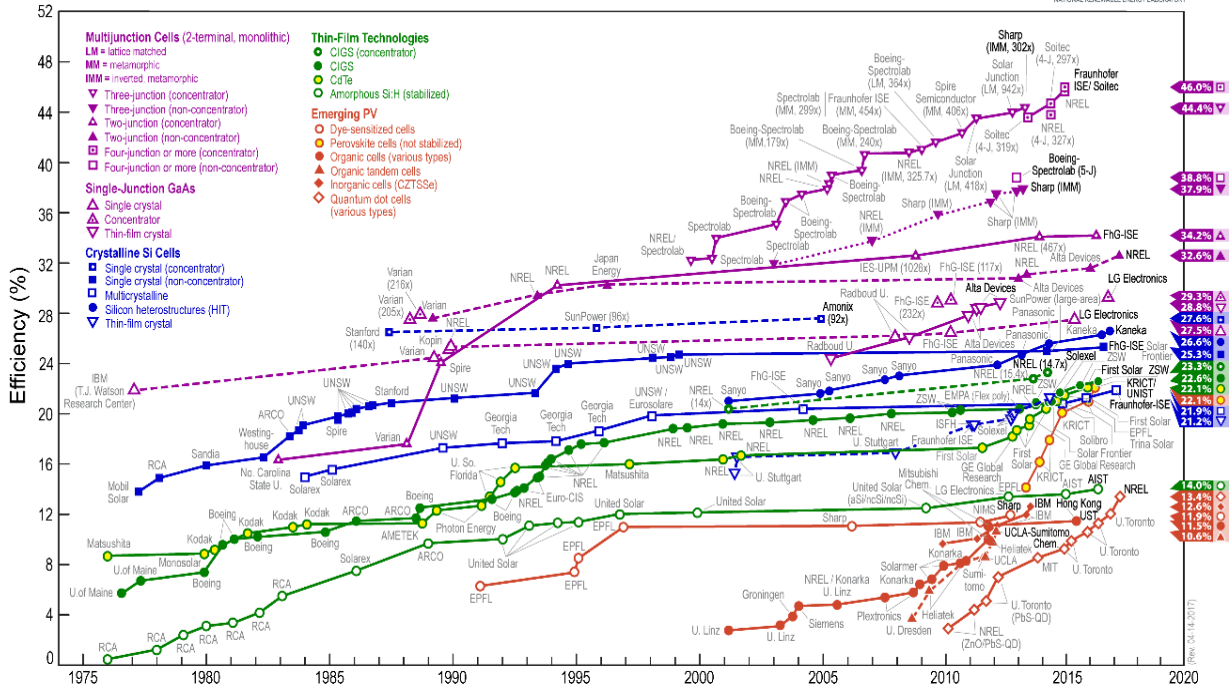


Figura 2.7 Eficiências das tecnologias fotovoltaicos em laboratório (NREL, 2017)

A difusão da tecnologia PV tem enfrentado inúmeras barreiras, tais como custos de investimento elevados e vários custos da transação. Devido aos efeitos combinados de uma descida dos custos do sistema PV e vários programas de políticas de apoio, a tecnologia PV ganhou recentemente quotas notáveis num número crescente de mercados de energia (Strupeit & Neij, 2017). Com a melhoria tecnológica, redução dos custos, a energia solar é um elemento essencialmente importante para a produção de energias renováveis (Freitas et al., 2015).

Com a descida dos custos das matérias-primas, bem como os resultados do efeito da produção dos módulos PV em larga escala, o custo dos sistemas PV tem reduzido significativamente (Peng & Lu, 2013). Desde 2009, os preços dos módulos PV caíram até 80% (IRENA, 2017). No mercado alemão, os preços de módulos PV de silício cristalino diminuíram de 8500-10200 €/2012/kWp no início dos anos 90 para 550-630 €/2012/kWp em 2015, o que corresponde a uma descida de cerca de 92-94%. Os custos com inversores diminuíram cerca de 85 – 87% desde do início dos anos 90 e os custos de montagem de sistema diminuíram em pelo menos 70% desde de final dos anos 90 (Strupeit & Neij, 2017).

Em 2016, o preço médio para sistema PV residencial com instalação sem custo administrativo e de conexão à rede era de 1,60 €/Wp. Para sistemas PV comerciais, o intervalo é de 0,92 €/Wp a 1,80 €/Wp. Na Europa o preço médio para sistemas PV residencial em 2016 incluindo a instalação, mas sem impostos e custos administrativo e de conexão à rede era de 1,25€/Wp variando entre 1,75 €/Wp até 2,62 €/Wp, em alguns casos e o preço para instalação entre 1 e 10 kWp variam entre 1000 €/kWp para mais de 2600 €/kWp (Jäger-Waldau, 2016).

2.4. Introdução à energia solar

A energia solar é uma fonte de energia limpa, que pode ser usada para produzir calor ou eletricidade através de coletores solares ou sistema PV. Devido à abundância da radiação solar, a energia solar tem recebido bastante atenção nos últimos tempos e está a tornar-se cada vez mais atraente (Babatunde & Abbasoğlu, 2015; Shukla et al., 2016). A terra recebe quase quatro milhões de ExaJoules da energia solar em um ano (Nelson et al., 2014), que corresponde a uma quantidade que, tecnicamente, excede toda a necessidade da energia global (Timilsina et al, 2012; Šúri et al., 2007) e em uma hora recebe a quantidade de energia solar equivalente ao consumo de energia global em um ano (Zahedi, 2011). Ao transformar apenas 1% da irradiação solar que atinge a superfície da terra em eletricidade, uma grande quantidade da eletricidade poderia ser gerada (Azadian & Radzi, 2013).

De entre as várias fontes de energias renováveis, a energia solar está a tornar-se cada vez mais popular, uma vez que é ambientalmente sustentável por ter impactos ambientais mínimos, não gera poluição durante a sua fase de operação, não gera ruídos (Ismail et al., 2013; Zahedi, 2011) e principalmente porque a energia solar é amplamente disponível, praticamente independente da localização de sistema PV (Zahedi, 2011). O desenvolvimento do mercado da energia solar e a sua competitividade económica está dependente de vários fatores como recurso solar local, evolução das tecnologias PV, política de apoio a energias renováveis e custos dos sistemas PV (Sun et al., 2013). De acordo com Strupeit & Neij (2017), a energia solar PV alcançou a paridade da rede em varias regiões e com reduções dos custos contínuos, a paridade da rede pode logo ser a norma em muitos lugares no mundo.

A exploração da energia solar é determinada pelo conhecimento da variabilidade geográfica e da dinâmica temporal (Šúri et al., 2007), visto que a produção da eletricidade a partir da energia solar depende de condições climáticas do local onde se vai de instalar o sistema PV. No estudo desenvolvido, Atmaja (2013), demonstra que os fatores como a orientação dos módulos e/ou a orientação do edifício, ângulo da inclinações dos módulos PV, latitude geográfica e condições climáticas locais influênciam o potencial técnico do sistema PV.

2.4.1. Panorama geral da energia fotovoltaica

Segundo *Renewables Global Status Report* (2016), em 2015 a energia PV registou mais um ano de crescimento, com o mercado anual de novas capacidades instaladas a aumentar em 25% em relação ao ano de 2014. Mais de 50 GW foram adicionados em 2015 equivalente a cerca de 185 milhões de painéis solares elevando a capacidade mundial para cerca de 227 GW (Figura 2.8), a expansão do mercado na maior parte do mundo deve-se em grande parte à crescente competitividade técnica e económica dos sistemas PV, bem como novos programas governamentais, ao aumento da procura de energia e, à sensibilização para o potencial do PV, na medida em que os países procuram mitigar a emissão de CO₂ (REN21, 2016).

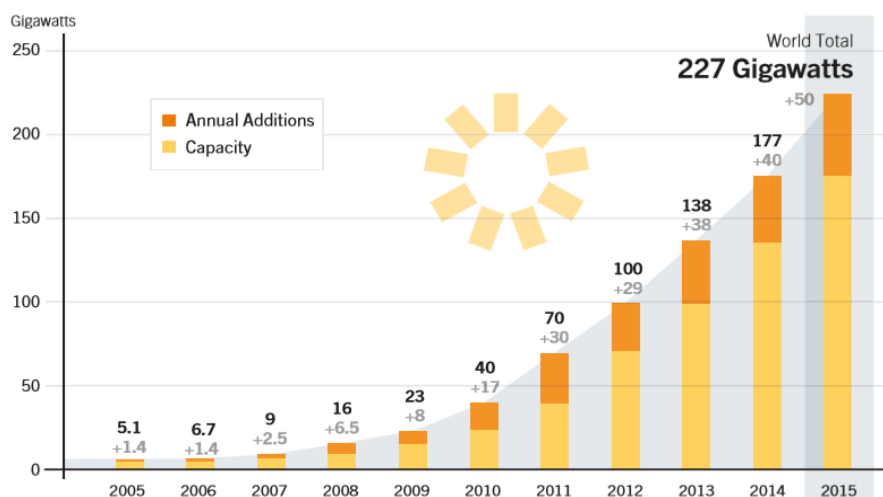


Figura 2.8 Capacidade instalada global do solar PV e adições anuais entre 2005 e 2015 (REN21, 2016)

Como se pode observar na Figura 2.9, China, Japão e Estados Unidos foram os três principais mercados em 2015 e os responsáveis pela maioria da capacidade adicionada da energia solar PV. No mercado Europeu em 2015, o Reino Unido (3,7 GW), a Alemanha (1,5 GW) e França (0,9 GW), foram responsáveis por mais de 74% da nova capacidade ligada à rede da União Europeia (UE). Outros países da UE acrescentaram capacidade instalada, incluído Holanda (450 MW) e a Itália (300MW), onde o mercado registou uma queda drástica, apesar de baixos custos de produção e política de apoio. Espanha, que impulsionou o mercado global em 2008, praticamente desapareceu do quadro de energia PV (Figura 2.9), devido a mudanças de política retroativas e um novo imposto sobre o autoconsumo. Apesar da queda na sua participação, a Europa ainda é líder em capacidade instalada, seguindo-se a Ásia e Estados Unidos (REN21, 2016).

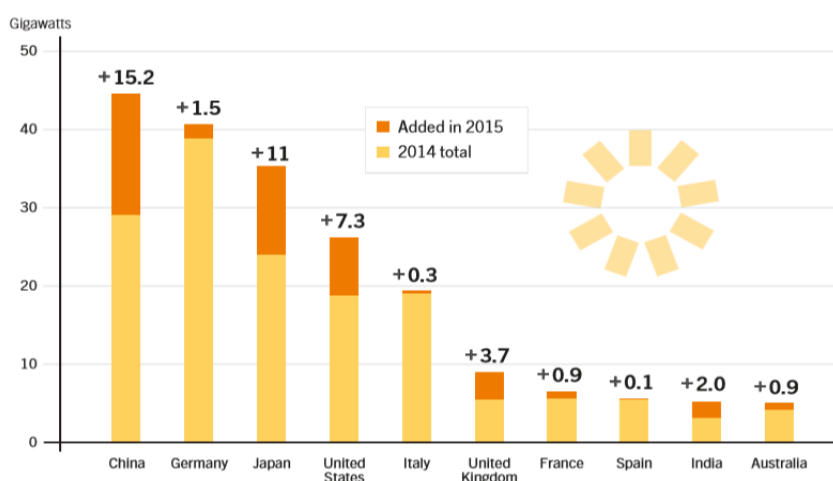


Figura 2.9 Capacidade instalada e adições de solar PV: países Top 10 em 2015 (REN21, 2016)

2.4.2. Panorama da energia fotovoltaica em Portugal

A produção da eletricidade a partir de sistema PV em Portugal tem vindo a apresentar um crescimento sustentado desde 2007 (Figura 2.10). Em 2016 a capacidade instalada da produção da

eletricidade por sistema PV aumentou para 464 MW. Nos últimos anos, a percentagem de energia produzida a partir de fontes renováveis tem aumentado significativamente. Contudo, a produção PV representa apenas 1,4% da produção total da eletricidade em 2016 (DGEG, 2016b). Em Portugal a taxa de instalação de sistema solar PV é baixa comparada com outros países da UE, apesar da alta radiação solar do país (Sarasa-Maestro et al., 2013).

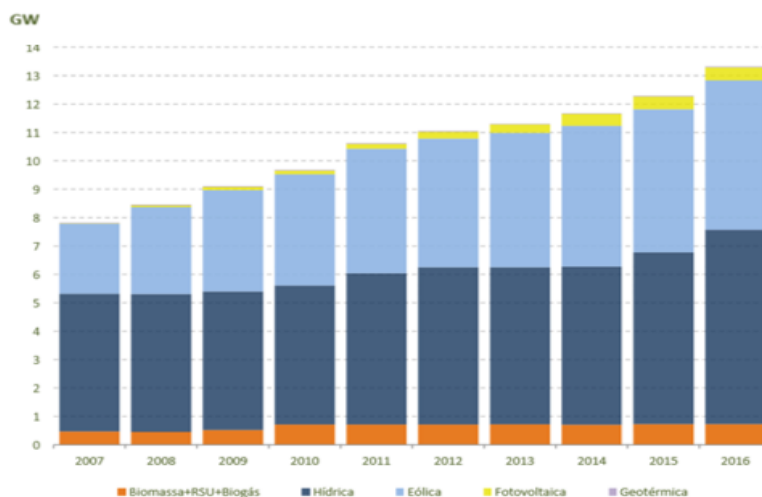


Figura 2.10 Produção da eletricidade a partir de fontes renováveis em Portugal (DGEG, 2016b)

2.5. Integração do sistema PV nos edifícios

O sistema PV pode ser instalado nos telhados ou outras partes de edifícios, tais como fachadas, varandas ou vidros de janela (Azadian & Radzi, 2013). A utilização de telhados dos edifícios é uma opção muito atrativa para a produção da eletricidade a partir do sistema PV, uma vez que não existem usos concorrentes para estas áreas para além de aplicação de energia solar térmica (Mainzer et al., 2014). Sistemas PV nos telhados podem ser um método viável para otimizar a produção da eletricidade (Hernandez et al., 2016). Geralmente os módulos PV em telhados planos são instalados com um ângulo da inclinação para aumentar a proporção de irradiação recebida convertida em eletricidade (Fath et al., 2015).

Os sistemas PV implementados em edifícios são tipicamente menos de alguns 100 kWp em capacidade (Nelson et al., 2014). A implementação do sistema PV nos telhados têm benefícios ambientais locais, assim evitando requisição do espaço adicional para instalação dos sistemas PV (Byrne et al., 2015).

Sistemas PV instalados no telhado são pequenos em comparação com os instalados em centrais fotovoltaicas com capacidade em megawatt (MW). Quando comparados os sistemas PV nos telhados de edifícios residenciais com os de edifícios comerciais ou industriais, tipicamente uma capacidade dos edifícios residenciais são menores, enquanto que aqueles instalados em edifícios comerciais e industriais produzem muitas vezes mais.

2.6. Integração do sistema PV nos parques de estacionamento

As coberturas dos estacionamentos adjacentes aos edifícios comerciais e industriais são lugares promissores para sistemas PV. Uma vez que parques de estacionamento não tem nenhuma outra função, para além de armazenamento dos carros, o espaço existente pode ser transformado em um suporte dos módulos PV. É uma situação *Win-Win*, visto que passa a produzir eletricidade ao mesmo tempo que providencia sombra para os carros (Blue Oak Energy, 2017). Muitos estacionamentos em áreas comerciais frequentemente ocupam mais espaços do que os próprios edifícios. Instalar sistemas PV nessas áreas para produção da eletricidade pode ser muito vantajoso. Os módulos PV nos parques de estacionamento podem ser instalados em diferentes tipos configuração de cobertura, como mostra a Figura 2.11.

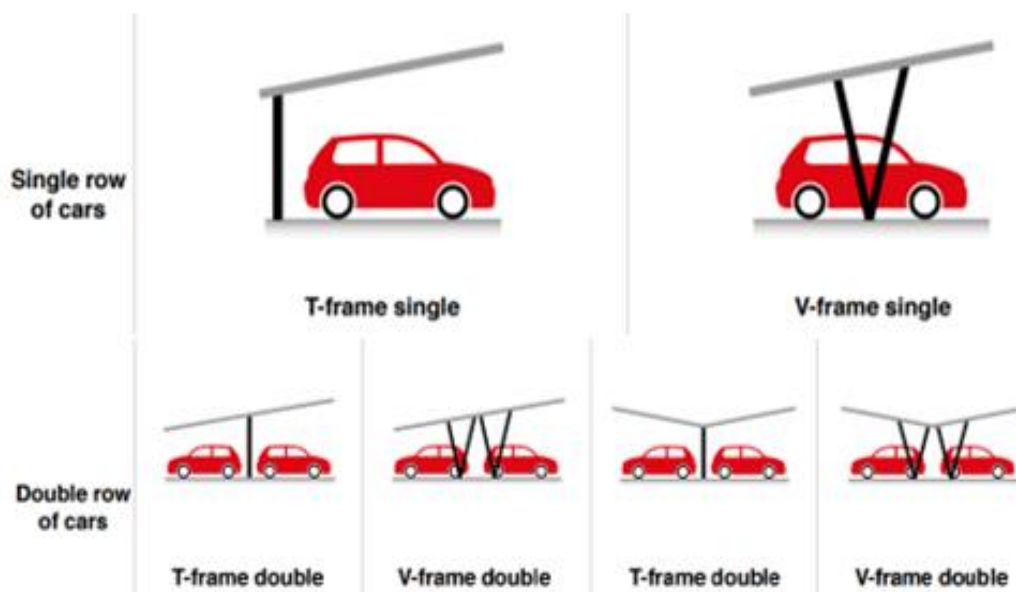


Figura 2.11 Configuração de cobertura de parque de estacionamento com solar PV (Jackson Dip D'ing, 2016)

Muitos setores comerciais, público e governamental nos Estados Unidos já integraram sistemas PV em parque de estacionamento nas suas instalações para transformar espaços de estacionamento existente em produtor de eletricidade PV. Alguns projetos relacionados são: projeto Abbot Labs Solar Campus em Alameda Califórnia, concluído em 2016 e Google Headquarters em Mountain View, Califórnia concluído em 2011 (Figura 2.12). O sistema PV, instalado no parque de estacionamento de Abbot Labs Solar Campus cobrindo 200 lugares de estacionamento, gera aproximadamente 877 GWh por ano. O Google, Inc., instalou seus cobertura de parque de estacionamento com solar PV, o sistema PV instaladas nos 2 estacionamentos e nos 7 telhados dos edifícios da sede em Mountain View, Califórnia tem uma capacidade instalada de quase 2 MW (Blue Oak Energy, 2017).

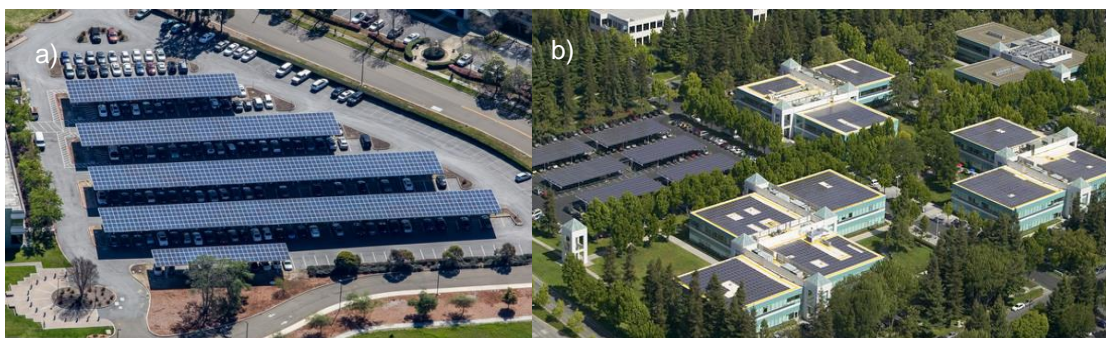


Figura 2.12 a) Projeto Abbot Labs Solar Campus em Alameda, b) Projeto Google Headquarters em Mountain View, Califórnia (Blue Oak Energy, 2017)

2.7. Efeito sombreamento no sistema PV

Idealmente os sistemas PV devem ser instalados em locais sem sombras, devido ao facto de que o sombreamento, evidentemente, irá reduzir a produção da eletricidade dos módulos PV, dependendo da sua configuração, não só por causa da perda na produção onde a sombra ocorre, mas também porque essa sombra reduz a produção de todo o sistema PV. Portanto, se a capacidade de uma célula estiver comprometida por uma sombra, a produção de toda a matriz diminuirá (Schallenberg-Rodríguez, 2013).

O efeito do sombreamento leva em conta o efeito de sombras geradas por edifícios vizinhos, objetos ou pela própria configuração do telhado. É importante ter em consideração que as sombras se movem ao longo do dia e da estação do ano. Portanto, a área afetada pela sombra não é estática e pode ser bastante relevante (Schallenberg-Rodríguez, 2013). A formação e o momento das sombras estão relacionados com a posição do sol, que varia de acordo com a localização e as mudanças sazonais. No entanto, ao estimar o potencial PV no telhado, a sombra no telhado do edifício afetará substancialmente a capacidade instalada (Ko et al., 2015).

O sombreamento direto pode causar altas perdas na produção da eletricidade pelos módulos PV. Quanto mais perto o objeto de sombreamento tiver do módulo PV mais escura é a sombra. Assim a sombra produzida por objeto próximo reduz a luz incidente no módulo PV em aproximadamente 60% a 80%, enquanto que uma sombra parcial leva a uma redução apenas metade de alta. Quanto maior for a distância entre o objeto de formação de sombra e o sistema PV, menor será a perda pelo sombreamento (Deutsche Gesellschaft fur Sonnenenergie, 2008).

O meio urbano oferece variados elementos causadores de sombreamento em sistemas PV integrados num edifício, tais como: chaminés, coberturas em diferentes alturas, árvores, antenas, edifícios vizinhos, postes, entre outros (Deutsche Gesellschaft fur Sonnenenergie, 2008). Para evitar a redução na produção da eletricidade devido ao efeito sombreamento, deve evitar-se o sombreamento sempre que possível, mesmo dos pequenos obstáculos, de forma a minimizar a influência da sombra em todo o sistema PV.

Segundo Schallenberg-Rodríguez (2013), a área sombreada em grandes áreas de serviço não é elevado e estima-se em 10%, pois os grandes edifícios de serviços estão geralmente afastados de

concentrações residenciais, áreas isoladas, portanto, sem edifícios vizinhos. Contudo, os edifícios dos serviços têm geralmente mais elementos no telhado em relação aos edifícios industriais.

Sombreamento entre os módulos inclinados

Na existência de várias filas dos módulos PV, a instalação dos módulos PV com inclinação resulta em sombreamento dos módulos adjacente se não existir uma distância mínima de sombreamento entre eles, a sombra produzida pelos módulos PV da linha da frente reduz o desempenho de quaisquer módulos PV da linha adjacente (Byrne et al., 2015).

A distância entre as filas dos módulos PV depende tanto do comprimento e do ângulo da inclinação dos módulos, como do ângulo da elevação solar. Com baixo ângulo da inclinação dos módulos PV, o sombreamento é menor e a área pode ser melhor utilizada. Contudo, nessa situação a produção anual diminui (Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie, 2008). No entanto, o aumento da distância diminui o número de linhas que podem ser dispostas em determinada área (Verso et al., 2015).

Nos edifícios que não têm telhados planos, os módulos PV são normalmente instalados diretamente nos telhados com a mesma inclinação dos telhados, por conseguinte, não está prevista qualquer distância entre os módulos PV. Nos telhados planos existe também a opção de instalar os módulos PV sobre a estrutura de maneira semelhante aos telhados inclinados, que não faz sombra uns aos outros e nem seria necessário a distância mínima entre os módulos PV. No entanto, se os módulos PV forem instalados de forma plano, essa configuração resultaria numa perda na produção da eletricidade em cerca de 8% (Schallenberg-Rodríguez, 2013).

2.8. Potencial técnico-económico do sistema PV

O potencial técnico do sistema PV representa a quantidade máxima teórica da produção PV em uma dada região, ou seja, a irradiação que é tecnicamente utilizável, tendo em conta a eficiência dos módulos PV e o espaço disponível (Mainzer et al., 2014). O potencial da produção do solar PV no telhado é determinado por múltiplos fatores, incluindo o tipo de tecnologia PV, a superfície do telhado, clima do local, ângulo da inclinação e orientação dos painéis PV e sombreamento nos módulos PV (Hernandez et al., 2016; Atmaja, 2013; Cucchiella et al., 2012). Entre os fatores que influenciam o potencial da produção, a irradiação solar pode ser considerado o fator mais influente, visto que a irradiação solar é fonte de energia primária (Lang et al., 2015; Huld et al., 2010).

O potencial técnico de um sistema PV em um telhado de um edifício pode ser classificado hierarquicamente em três níveis diferentes: (a) o potencial físico: a quantidade total da radiação solar que atinge a superfície do telhado; (b) o potencial geográfico: a disponibilidade do espaço no telhado do edifício, onde a energia solar pode ser transformada, ou seja a área disponível no telhado para instalação de sistema PV; e (c) o potencial técnico: a quantidade total de energia gerada, tendo em conta as características técnicas de sistema PV (Bergamasco & Asinari 2011; Izquierdo et al., 2008). O potencial económico e componente social podem ser consideradas adicionalmente numa perspetiva de uma avaliação mais completa da implementação de sistema PV (Izquierdo et al., 2008), por forma a analisar o rendimento económico e impacto social.

O potencial económico é o subconjunto do potencial técnico, quando o custo necessário para produzir a energia, é economicamente viável do ponto de vista do produtor/investidor, considerando os preços de sistema, as tarifas de energia e a vida útil do solar PV (Fath et al., 2015; Brown et al., 2015). O potencial económico pode ser ainda definido como a quantidade da produção de energia que resultaria em um custo inferior a custo de energia convencional (Brown et al., 2015). Um local é considerado economicamente viável se o seu valor atual líquido (VAL) for positivo. De acordo com Šúri et al. (2007), existem quatro fatores que determinam o desempenho económico de sistema solar PV: radiação solar, custo unitário ou potência pico instalado (€/kWp), a vida útil e custo operacional, incluindo o custo capital.

2.9. Política de apoio a energia solar

Os objetivos das políticas que incentivam os consumidores a adquirir sistema PV são projetados para aumentar a quantidade de energia renovável e reduzir a emissão de GEE. O sistema PV é identificado como tendo um custo elevado na produção da eletricidade, exigindo mecanismo de apoio generoso para ser competitiva com a geração de combustíveis fósseis (Sommerfeld et al., 2017). Um conjunto de medidas de incentivos fiscais e apoio aos investimentos tem facilitado o acesso ao crédito e reduzido a carga fiscal para instalação dos sistemas PV (Sarasa-Maestro et al., 2013).

Existem vários incentivos diferentes para as energias renováveis, os principais instrumentos incluem *feed-in tariffs* (FiT), créditos fiscais de investimento, subsídios, financiamento favorável, acesso e compra obrigatórios, padrões de carteira de energia renovável e investimento público (Luthander et al., 2015; Timilsina et al., 2012; Peng & Lu 2013; Sommerfeld et al., 2017). Os países da UE empregam quatro tipos principais de programas para incentivar o uso de sistema PV que são: FiT, certificados verdes com sistemas de quotas, incentivos fiscais e de investimento e licitações no sistema de quotas (Sarasa-Maestro et al., 2013).

O FiT é o programa utilizado para encorajar as instalações dos sistemas PV, a preço contrato fixo para um período especificado de tempo com condições operacionais processuais. O FiT pode ser definido como um modelo financeiro em que um produtor de energia através de fonte de energia renovável pode vender a energia gerada à rede e assim receber um subsídio por cada kWh vendido (Sarasa-Maestro et al., 2013).

Entre os instrumentos de políticas de apoio a energias renováveis, FiT têm provado ser o mais eficaz de incentivo para as tecnologias renováveis (Wiginton et al., 2010), é talvez o instrumento mais bem-sucedido da política para promover o desenvolvimento de sistema PV (Peng & Lu, 2013). Em muitos países da UE, o FiT é utilizado uma vez que se revela mais adequado para aumentar a difusão dos sistemas da produção de energia, assegurando o investimento de longo prazo para os investidores, independentemente das flutuações de preço da eletricidade no mercado energético (Tudisca et al., 2013).

Em Portugal os mecanismos da política de apoio de para energias renováveis mais importante incluem FiT e incentivos fiscais. Os incentivos fiscais e financiamento público são: subsídio de capital,

subsídio ou desconto, créditos fiscais de investimento ou de produção; investimentos públicos, empréstimos ou subsídios (REN21, 2016).

2.9.1. Autoconsumo

O autoconsumo pode ser definido como a parcela da eletricidade da produção total PV consumida diretamente pelo próprio proprietário do sistema PV, (Figura 2.13). A eletricidade produzida para autoconsumo destina-se predominantemente a consumo na instalação associada à unidade da produção, com a possibilidade de ligação à rede elétrica de serviço público para venda da parcela não autoconsumida (Luthander et al., 2015; Masson et al., 2016). O autoconsumo permite reduzir significativamente a quantidade da eletricidade que é adquirida da rede, deixando assim de comprar toda a eletricidade necessária ao comercializador (Masson et al., 2016). A Figura 2.13 representa exemplo de um perfil diário de autoconsumo em uma instalação Alemã de fabricação de plásticos, localizada em Hessen. O edifício tem um consumo anual de ~ 320 000 kWh e um sistema PV instalado no telhado tem uma capacidade de 63 kWp. Com a produção de eletricidade anual de 60 000 kWh o edifício consegue consumir diretamente do sistema PV cerca de 50 000 kWh (European Commission 2015).

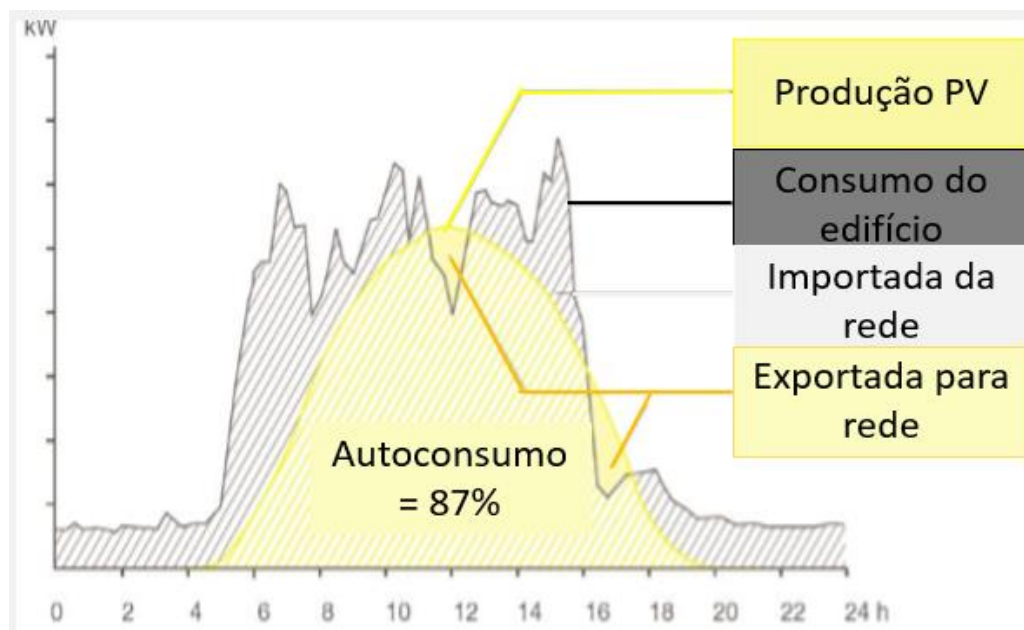


Figura 2.13 Comparação da Produção PV com perfil do consumo de edifício industrial adaptado de (European Commission 2015)

Para quem tem consumo da eletricidade significativo durante o dia (consumidores comerciais e industriais), o autoconsumo PV responde bem essas necessidades, podendo atingir altas taxas de autoconsumo, uma vez que a energia PV é produzida durante as horas do dia. Diferente dos edifícios residenciais, as instalações industriais e alguns edifícios comerciais conseguem atingir um nível de autoconsumo elevado, possivelmente podendo atingir índice de autoconsumo perto de 100%, uma vez que funcionam durante o dia podendo então ser rentável o investimento em autoconsumo (Masson et al., 2016).

2.9.2. Enquadramento legal de autoconsumo em Portugal

Em Portugal, o Decreto-lei n.º 153/2014 de 20 de outubro de 2014 regula as políticas de unidades de produção para autoconsumo (UPAC). Também a portaria nº14/2015 regula o autoconsumo. O Decreto-lei n.º 153/2014 estabelece o regime jurídico aplicável à produção de energia, destinada ao autoconsumo na instalação de utilização associada à respetiva unidade produtora, com ou sem ligação à rede elétrica pública, baseada em tecnologias da produção renováveis ou não renováveis. O decreto-lei estabelece ainda o regime jurídico aplicável à produção de energia, vendida na sua totalidade à rede elétrica de serviço público (RESP), por intermédio de instalações de pequena potência, a partir de recursos renováveis, designadas por unidades de pequena produção (UPP).

Com o Decreto-lei n.º 153/2014 a UPAC com uma potência instalada superior a 1 MW carece de licença de produção e exploração. A UPAC com uma potência superior a 200 W e igual ou inferior a 1,5 kW ligado à rede está sujeito a mera comunicação prévia de exploração. Para a UPAC não ligado a RESP que pretende transacionar garantias de origem, está sujeita a registo prévio e à obtenção de certificado de exploração independentemente da potência instalada que utiliza fontes de energia renováveis. A UPAC cuja potência instalada seja igual ou inferior a 200 W está isenta de controlo prévio.

O Decreto-lei n.º 153/2014 informa que a UPAC não pode ser dimensionada para uma potência instalada superior a duas vezes a potência máxima de injeção na rede. A potência de injeção da UPAC tem de ser $\leq 100\%$ da potência contratada na instalação de utilização. O produtor de uma UPAC ligada à RESP deve assegurar previamente as condições adequadas para a entrega na rede de eventuais excedentes da eletricidade, procedendo, nomeadamente, a medições de tensão nesse local, e salvaguardando os limites e condições técnicas estabelecidos no Regulamento da Qualidade de Serviço e no Regulamento Técnico e de Qualidade.

De acordo com o Decreto-Lei nº 153/2014, sempre que a energia proveniente de uma UPAC tenha origem em fonte de energia renovável, a capacidade instalada nesta unidade seja inferior a 1 MW e a instalação de produção encontra se ligado a rede pública, o produtor pode celebrar com o comercializador um contrato de venda de energia produzida não consumida. O valor da remuneração da venda é determinado da seguinte forma:

$$RUPAC,m (\text{€}) = E_{\text{fornecida},m} * OMIE_m * 0.9 \quad (2.1)$$

Onde: $RUPAC,m$ – remuneração da energia fornecida à RESP no mês 'm', em €; $E_{\text{fornecida},m}$ – energia fornecida no mês 'm', em kWh; $OMIE_m$ – valor resultante da média aritmética simples dos preços de fecho do Operador do Mercado Ibérico de Energia (OMIE) para Portugal (mercado diário), relativos ao mês 'm', em €/kWh; m – mês a que se refere a contagem da energia fornecida à RESP.

O mesmo Decreto-Lei diz ainda que todas as UPAC com potência instalada superior a 1,5 kW e cuja instalação se encontra ligado à RESP, estão sujeitas ao pagamento de uma compensação mensal fixa nos primeiros 10 anos após obtenção do certificado de exploração. Esse valor de compensação é determinado com a expressão seguinte:

$$CUPAC, m (\text{€}) = PUPAC * VCIEG, t * Kt \quad (2.2)$$

Onde: CUPAC,m – compensação paga no mês m por cada kW de potência instalada, que permita recuperar uma parcela dos custos decorrentes de medidas de política energética, de sustentabilidade ou de interesse económico geral (CIEG) na tarifa de uso global de sistema, relativa ao regime de produção de energia em autoconsumo; PUPAC – valor da potência instalada da UPAC, constante no respetivo certificado de exploração; VCIEG,t - valor que permite recuperar os CIEG da respetiva UPAC, medido em €/kW, apurado no ano «t» nos termos do número seguinte; Kt – coeficiente de ponderação, entre 0 % e 50 %, a aplicar ao «VCieg,t» tendo em consideração a representatividade da potência total registada das UPAC no Sistema Elétrico Nacional (SEN), no ano «t»; e t – ano de emissão do certificado de exploração da respetiva UPAC.

2.10. Mitigação das emissões de GEE através da energia solar

As energias renováveis contribuem para a sustentabilidade ambiental, através da mitigação de emissões de GEE globais e locais associados ao consumo de energia (IRENA, 2017). O sistema PV é uma fonte promissora de produção da eletricidade para economia de baixo carbono. A aplicação do solar PV em larga escala tem um potencial significativo para reduzir a potenciais de emissões de CO₂ de outras fontes de energia (Lukač et al., 2014; Sun et al., 2013).

O impacto de uma tecnologia energética sobre o clima pode ser caracterizado pela sua intensidade de emissão de CO₂ ou CO₂ equivalente emitida por unidade de energia produzida (Nelson et al., 2014). Uma vez que as emissões de CO₂ estão diretamente relacionados aos combustíveis fósseis consumido todos os anos, o potencial anual de mitigação de CO₂ depende de tipo e quantidade de combustível que é substituído por energia PV.

As tecnologias de combustíveis fósseis existentes possuem elevados fatores de emissão de CO₂ através de combustão de quaisquer combustíveis ricos em carbono, enquanto tecnologias renováveis como o solar PV produzem poucas ou nenhuma emissão durante a operação (Nelson et al., 2014). Contudo, a tecnologia PV apesar de quase não consumir energia e nem emitir GEE durante o seu funcionamento, tem grande quantidade de energia que é consumida no seu ciclo de vida tais como na fase de fabricação, transporte, instalação e processos de reciclagem e posteriormente GEE são emitidas (Peng & Lu, 2013; Nelson et al., 2014).

O acordo Paris procura limitar o aumento da temperatura média global abaixo dos 2°C acima dos níveis da era pré-industrial e ainda prosseguir reforços para limitar o aumento da temperatura 1,5°C, reconhecendo que isso reduzirá significativamente os riscos e impactos das mudanças climáticas (Agência Portuguesa do Ambiente 2017a). A redução abaixo dos 2°C requer uma redução nas emissões de GEE. Para que isso ocorra deverá existir melhoria da eficiência energética e aumento da quota das energias renováveis. Neste sentido a energia solar apresenta como uma tecnologia que possui potencial de aplicação, por não haver emissões de GEE durante a produção de energia.

Como parte de sua estratégia de sustentabilidade, o Conselho Europeu de Março de 2007 aprovou como objetivo obrigatório uma quota de 20 % de energia proveniente de fontes renováveis no consumo energético comunitário global até 2020. Cada Estado-Membro deve assegurar que a quota de energia proveniente de fontes renováveis no consumo final bruto de energia em 2020 seja, pelo menos, a sua meta global nacional de quota de energia renovável. Esses objetivos globais obrigatórios nacionais são coerentes com um objetivo de, pelo menos, 20% da energia proveniente de fontes renováveis no consumo final bruto de energia da Comunidade em 2020. A quota imposta a Portugal de para energia proveniente de fontes renováveis no consumo final de energia até 2020 é de 31%.

De acordo com o Programa Nacional para as Alterações Climáticas 2020/2030, Portugal tem como objetivo alcançar valores globais de redução entre 18% e 23%, em 2020 face a 2005. Em 2030, a meta fixada está entre -30% e -40% face a 2005 (Agência Portuguesa do Ambiente, 2015).

Em Portugal o setor de energia é o principal responsável pelas emissões de GEE. Segundo *Portuguese national inventory report (2017)* relativo ao ano 2015, o setor energético representa 70% das emissões nacionais. As emissões de GEE contabilizadas para ano 2015 são 68,9 Mt CO₂eq (Figura 2.14) sem as emissões de alteração do uso do solo e florestas. As emissões de GEE em 2015 aumentaram 7,1 % face ao ano 2014 (Agência Portuguesa do Ambiente, 2017b).

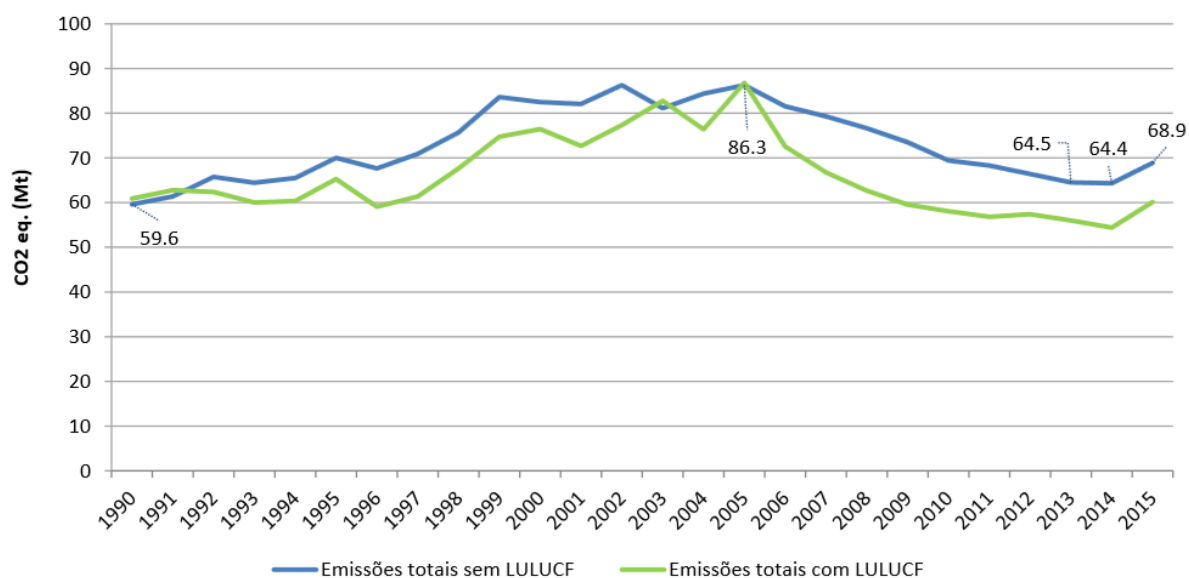


Figura 2.14 Evolução das emissões nacionais de Gases com Efeito de Estufa (Agência Portuguesa do Ambiente, 2017b).

3. Metodologia para determinar o potencial técnico-económico do sistema PV de produção da eletricidade em edifícios de serviços e respetivas emissões evitadas de CO₂

3.1. Abordagem geral

No presente capítulo são abordadas as metodologias seguidas para a avaliação do potencial técnico-económico, bem como a avaliação do respetivo potencial de mitigação de emissões de CO₂ para um edifício de serviços no município de Almada. A metodologia definida consiste em varias fases (Figura 3.1), em que a primeira fase diz respeito à análise das condições do local onde a instalação do sistema PV será implementada e coleta dos diversos dados de importância fundamental para determinar o potencial técnico. Embora esta dissertação tenha como objetivo analisar o potencial técnico-económico do telhado, é de realçar que também é avaliada a disponibilidade do parque de estacionamento para instalação do sistema PV, uma vez que o edifício escolhido possui grande espaço de estacionamento.

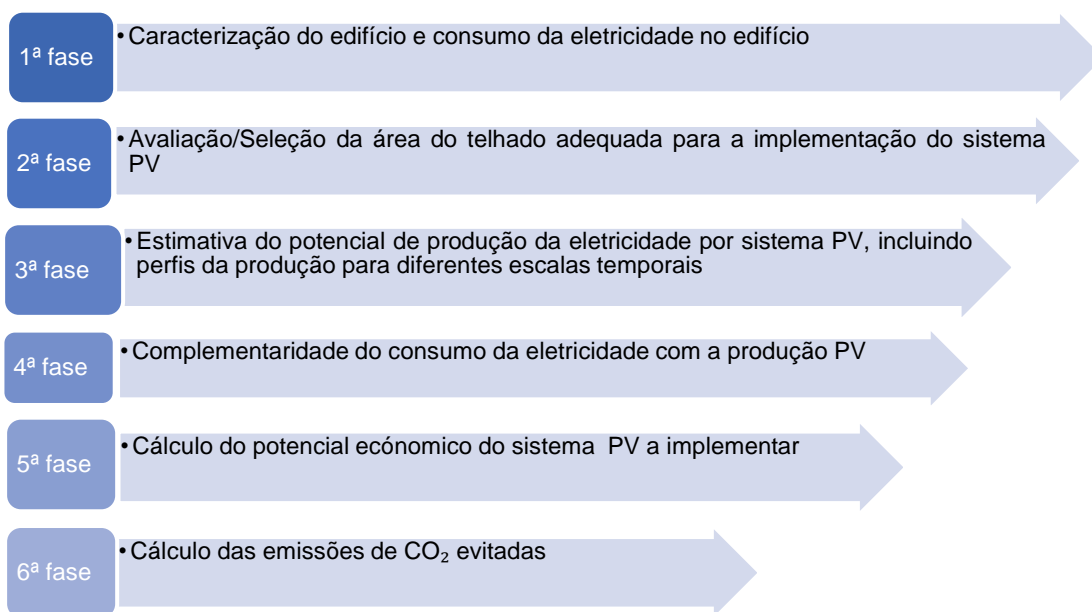


Figura 3.1 Estrutura metodológica

3.2. Caso de estudo

A unidade comercial Decathlon no município de Almada, ilustrada na Figura 3.3, é o edifício selecionado para o caso estudo. Encontra-se localizado na Quinta dos Espadeiros, Almada, com as coordenadas 38°39'27"N, 9°10'18"W. A área em estudo não apresenta grande variedade dos edifícios nas proximidades por ser uma zona ocupada maioritariamente por unidades comerciais como se pode constatar na Figura 3.3.

A zona de Almada apresenta um clima mediterrânico de sub-húmido inferior, até seco superior. A temperatura média anual ronda os 17° C, sendo as ocorrências das temperaturas mais elevadas nos

meses de verão (julho e agosto) e as mais baixas no inverno (novembro, dezembro e janeiro), porém o inverno é considerado quente/tépido (mínimas superiores a 6°C). As características variam em função do relevo e da exposição, a temperatura é influenciada pela geografia e pela proximidade do oceano atlântico, do estúrio do rio tejo e serra da Arrábida (PDM-Almada, 2011).

Na distribuição espacial de insolação no concelho de Almada observa-se que os valores anuais de insolação se situam nas 2 990 horas a norte e 3 000 a sul do rio tejo. A exposição solar predominante é a Este e Sul, já a Oeste e Norte apresentam uma menor exposição em termos relativos. As exposições a Sul são mais favoráveis em termos da radiação recebida ao longo do ano (PDM-Almada, 2011).

O regime de vento da região de Almada possui rumo predominante para o noroeste, sendo frequente a sudoeste, nordeste e norte, que sopram, quase sempre, de fracos a moderados. Os meses de dezembro, janeiro e fevereiro são os mais pluviosos, e os meses menos chuvosos são julho e agosto. Nos meses de outubro e março existe uma considerável variação sazonal da quantidade de precipitação, e o mês de junho verifica-se a transição para o período seco. Os valores médios anuais da precipitação rondam 585 mm, ocorrendo em cerca de 90 dias por ano (PDM-Almada, 2011).

De acordo com os dados extraídos do PVGIS para o ano 2016, a localização em estudo apresenta uma radiação solar anual aproximadamente de 1 845 kWh/ (m².ano) no plano horizontal e a média anual da radiação solar diária é estimada em 5,1 kWh/ (m².dia) no período de um ano, enquanto que com inclinação ótima a média anual da radiação solar diária é estimada em 5,8 kWh/ (m².dia) e a radiação solar anual recebida no plano inclinado ótimo é cerca de 2 109 kWh/ (m².ano) (PVGIS, 2017). Na Figura 3.2 pode observar a variação da radiação solar médio diário.

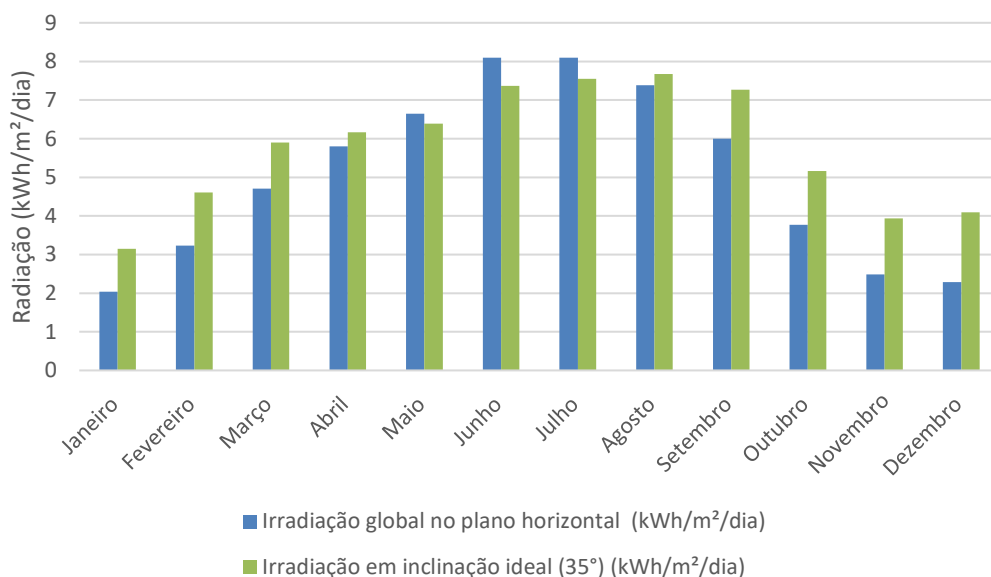


Figura 3.2 Radiação solar média diária do ano 2016 da área do estudo (PVGIS, 2017)

Através da Figura 3.2, observa-se que o sistema instalado na posição horizontal obtém maior incidência solar no mês de maio, junho e julho, enquanto que o sistema com uma inclinação ótima (35°) direcionado ao sul, a incidência solar sobre os módulos PV é maior nos restantes meses. Essas

variações entre a inclinação ideal e plano horizontal pode justificar pelo ângulo solar que difere para diferentes épocas do ano. Consta-se assim, que a inclinação ótima dos módulos PV resulta num ganho na eficiência de sistema PV, porque se caracteriza pelo máximo da radiação solar anual nos módulos PV. A radiação solar total incidente no plano inclinado inclui as componentes direta e difusa.



Figura 3.3 Unidade comercial Decathlon Almada, via Google Earth.

Descrição do edifício

A unidade comercial logística – Decathlon Almada é um edifício de serviço, caracteriza por um espaço de loja destinada a oferecer artigos de equipamentos para o desporto e lazer. O edifício funciona das 9h00 às 23h00 todos os dias. O edifício tem grande espaço disponível, apresenta um telhado plano, parcialmente ocupado por sistema de aquecimento ventilação e ar condicionado (AVAC) e por claraboias como pode observar na Figura 3.4. A área do telhado não demonstra ter inclinação e tem boa exposição solar, o que facilita a instalação dos módulos solares. Por ser um telhado plano, a orientação do telhado não tem qualquer influência nesse caso.



Figura 3.4 Área do telhado e parque de estacionamento do edifício, via ferramenta SIG

A área total do telhado de edifício é de 4 328 m². A Unidade Comercial apresenta um estacionamento automóvel exterior (frontal ao edifício) com uma área total de 4 136 m² com uma lotação máxima de 168 lugares para veículos ligeiros. O parque não possui qualquer estrutura de sombreamento para automóveis como é possível constatar na Figura 3.4. A Unidade Comercial apresenta ainda um parque traseiro destinado a carga e descarga dos produtos da loja com uma área de 1 458 m². O espaço no telhado reservada para claraboias tem uma área total de 90 m² e o espaço delimitado ao sistema AVAC é de 633 m². A área total disponível no telhado para instalação do sistema PV é cerca de 3 391m², considerando uma zona de segurança perimetral em volta do telhado de 174 m² e zona vazia em volta das claraboias de 41 m².

Consumo da eletricidade do edifício

Na ausência de dados do consumo da eletricidade relativamente ao edifício Decathlon Almada, foi assumido que o edifício funciona em potência de baixa tensão especial (BTE). Os dados do consumo da eletricidade analisados pertence ao edifício Decathlon Évora. Esses dados foram obtidos no âmbito do projeto *InSmart* para dissertação com temática “perfis de consumo da eletricidade de setores económicos” desenvolvida pelo (Miguel, 2017).

Após obtido o consumo anual do edifício Decathlon Évora, foi estimado o consumo de cada mês e foi realizado o perfil do consumo médio diário. De seguida foi feito ajustes para edifício Decathlon Almada em função da relação da respetiva área total dos dois edifícios, pois a área do edifício Decathlon Évora é pequena em relação ao edifício Decathlon Almada.

Para a realização do perfil diário do consumo da eletricidade, realizou-se a média dos valores de cada hora (das 00 às 24h) para cada mês. Para representar o perfil sazonal do consumo escolheu um dia típico do mês correspondente a cada estação do ano. A análise do perfil para cada estação do ano é importante uma vez que as estações apresentam uma diferença variada no consumo da eletricidade devido a necessidade diferentes de aquecimento e arrefecimento. O perfil do consumo da eletricidade representa o consumo da eletricidade ao longo de um determinado período de tempo.

3.3. Caracterização do edifício

Para o planeamento da implementação do sistema PV, tendo em vista o seu posterior dimensionamento e análise dos custos, é fundamental conhecer bem o local da instalação. Esta etapa consistiu na recolha da informação referente ao edifício escolhido para estudo. É importante efetuar a caracterização do edifício, de modo a obter-se os conhecimentos necessários que permite adquirir um maior rigor na avaliação da área do telhado do edifício. A caracterização da área do telhado pode ser feita de diversas formas como por exemplo planta arquitetónica, levantamento de dados de campo (vista ao local), fotografias aéreas, sistema de informação geográfico (SIG).

Uma visita ao local da instalação permite efetuar uma avaliação prévia sobre as condições básicas existentes (tamanho e orientação do telhado), para a instalação do sistema PV e ajudará a identificar adequadamente as obstruções (fatores de sombreamento, outros usos do telhado, aberturas no telhado). Uma análise inicial aprofundada dos dados disponíveis sobre o telhado do edifício será

fundamental para que se evitem erros nos cálculos do potencial técnico-económico do sistema PV a instalar.

Os parâmetros sobre o edifício relevantes para instalação do sistema PV são: tipo do telhado, inclinação e orientação do telhado, altura do edifício, planta da área de construção, área total do telhado, área do telhado disponível para PV e a funcionalidade do edifício (Hofierka & Kaňuk, 2009). Os telhados podem ser classificados, em função da sua inclinação, da seguinte forma: telhados planos (inclinação inferior a 5°); telhados ligeiramente inclinados (inclinação de 5° a 22°); telhados com uma inclinação normal (inclinação de 22° a 45°); telhados íngremes (inclinação superior a 45°) (PortalEnergia, 2004).

Para o efeito da presente dissertação, a caracterização do edifício foi feita através da análise da imagem *Google Earth*, sistema informação geográfica. Em seguida foram recolhidos os seguintes dados necessários para os cálculos da área disponível e adequada: dimensão do telhado, tipo do telhado, elementos no telhado e sombreamento.

3.4. Avaliação da área do telhado adequada para instalação de sistema PV

Esta etapa é dedicada à análise minuciosa do espaço disponível de telhado e a existência dos obstáculos e sombreamento no telhado, com o objetivo de identificar a área adequada no telhado para instalação dos módulos PV. É também analisada a distância mínima entre as filas dos módulos PV devido ao sombreamento entre elas de forma a obter a área efetiva que será ocupada pelos módulos PV.

O espaço disponível adequado no telhado para instalação é condicionado por fatores tais como o tipo de construção, orientação, ângulo de inclinação do telhado, localização, sombreamento, bem como outros usos concorrentes, como caso da instalação do ar condicionado e aquecimento (Ordóñez et al., 2010). Segundo Khan & Arsalan (2016), os edifícios com telhados planos a área adequada não é afetado pela sua orientação.

Uma avaliação da área adequada para sistema PV no telhado geralmente começa com a determinação da área bruta do telhado. Uma vez determinada a área bruta do telhado, a área fracionária disponível para fins fotovoltaicos deve ser recalculada considerando os fatores que influenciam a fração da área do telhado disponível incluindo o sombreamento de outras partes do telhado ou edifícios vizinhos, utilização do espaço do telhado para outras aplicações, como AVAC, escadas ou chaminés. Esses fatores que definem a área adequada para sistema PV são chamados de fatores de utilização (Schallenberg-Rodriguez, 2014; Khan & Arsalan, 2016; Izquierdo et al., 2008; Singh & Banerjee, 2015; Wiginton et al., 2010).

Existem três métodos principais para estimar a fração da área do telhado adequada para implementação do sistema PV: métodos de valor constante, seleção manual e métodos baseados em SIG (Gagnon et al., 2016; Melius et al., 2013). Métodos de valor constante assume que uma certa percentagem da área do telhado é adequada para instalação do sistema PV. Este método é fácil de usar e fornece resultado rapidamente. No entanto, muitas vezes têm tido pouca validação e não

considera características específicas dos edifícios, tais como a AVAC em grandes edifícios comerciais. Em alternativa, a seleção manual avalia os edifícios individualmente para determinar a área total adequada para sistema PV. A seleção manual fornece uma estimativa mais precisa da área total do telhado adequada para sistema PV, mas é demorada e não pode ser replicada facilmente em grande escala. Por último, os métodos mais robustos para estimativa em larga escala da área do telhado adequada são baseados em SIG. Estes métodos são mais precisos do que os métodos de valor constante e podem lidar com conjuntos de dados muito maiores do que a seleção manual permite. Os métodos baseados em GIS são detalhados e replicáveis em várias regiões (Gagnon et al., 2016; Melius et al., 2013).

No estudo desenvolvido por Izquierdo et al. (2008), a área do telhado disponível foi calculada a partir da área bruta do telhado aplicando as restrições definidos pelos seguintes coeficientes: (i) o coeficiente de fração de vazio para considerar vazios e recessos em edifício; (ii) o coeficiente de sombreamento para ter em conta o efeito das sombras geradas por outros edifícios, objetos ou pela própria configuração do telhado e (iii) o coeficiente de facilidade para excluir superfícies que têm outras aplicações específicas (por exemplo: antenas, equipamento de ventilação).

A abordagem adotada nesta dissertação para a quantificação da área no telhado adequada e efetiva é dividida nas seguintes etapas (Figura 3.5):

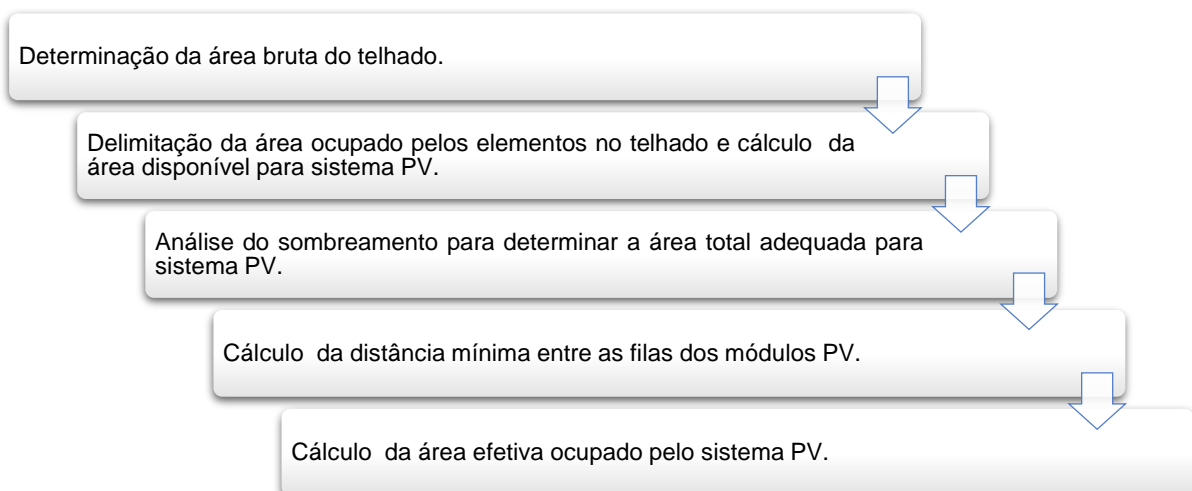


Figura 3.5 Abordagem para a quantificação da área adequada e efetiva para sistema PV

Área do telhado disponível para implementação do sistema PV

Tendo obtido a área bruta do telhado através da ferramenta SIG e identificado os elementos no telhado do edifício, a área disponível para instalação de sistema PV é dado pela:

$$AdPV = Ab - Ae - Zsp - Zv \quad (3.1)$$

Onde: AdPV – área disponível para instalação de sistema PV (m²); Ab – área bruta do telhado (m²); Ae – área de elementos de telhado (m²); Zsp – zona de segurança perimetral em volta do telhado (m²) e Zv – zona vazia em volta de claraboias (m²).

Análise do sombreamento para avaliar o total da área do telhado adequada

A análise do sombreamento é uma etapa essencial para evitar a instalação de sistema PV em áreas que permanecem sombreadas por longos períodos durante o dia, principalmente nas horas de máxima radiação solar, compreendida como hora solar. Para avaliar a sombra que resulta de sistema PV, é preciso proceder a uma análise de sombreamento por objetos circundante. Essa avaliação geralmente é feita a partir da análise e registo do caminho percorrido pela sombra dos elementos no telhado e elementos em volta do edifício.

A área adequada no telhado para instalação do sistema PV é largamente dependente das sombras, principalmente nas zonas urbanas. Portanto as áreas afetadas pela sombra devem ser determinadas ao calcular a área do telhado adequado para instalação de sistema PV, de forma a excluir áreas afetada pela sombra (Hong et al., 2017; Ko et al., 2015).

Há dois tipos de sombreamento a ter em conta nessa análise: sombreamento de elementos distantes e sombreamento de objetos relativamente próximos da instalação do solar PV. De acordo com *Deutsche Gesellschaft fur Sonnenenergie* (2008), a proporção do espaço afetados pela sombra numa dada área é determinada por dois fatores principais, que são: altura e distância do objeto em relação ao local onde vai ser instalado o solar PV.

A identificação dos elementos de sombreamento foi feita através da imagem de satélite. A trajetória da sombra e ângulo do sombreamento foi analisada através de aplicação *online sunpath*¹. Conhecendo bem a altura e distância dos elementos que causam sombreamento, o ângulo azimutal (y) de todos os obstáculos que rodeia o sistema PV é dado por (Deutsche Gesellschaft fur Sonnenenergie, 2008):

$$\tan y = \frac{h2 - h1}{d} \Leftrightarrow y = \arctang \frac{h2 - h1}{d} \quad (3.2)$$

Onde: $h1$ – altura de sistema PV (m); $h2$ – altura do objeto que causa sombreamento (m); d – distância entre sistema PV e o obstáculo (m).

Após a identificação do sombreamento (área sombreada – AS ao longo do dia) foi determinado o fator sombreamento (FS) que corresponde a percentagem da área sombreada, estimando assim a fração da área adequada para sistema PV ($AaPV$). O FS (%) é da pela:

$$FS = \frac{AS}{AdPV} * 100\%$$

Onde: AS – área sombreada (m²) e AdPV – área disponível para instalação do sistema PV (m²).

Conhecendo FS, a $AaPV$ (m²); é dado por (Karteris et al., 2013):

$$AaPV = AdPV * (1 - FS) \quad (3.3)$$

¹ <http://andrewmarsh.com/apps/releases/sunpath3d.html>.

Distância entre as filas dos módulos PV

Na presença de várias filas dos módulos PV, é necessário definir uma distância mínima entre eles para que não se faça sombra entre eles. Considerando intervalo suficiente entre os módulos PV nos telhados planos a fim de evitar o indesejável sombreamento dos módulos PV adjacentes é possível assumir a área efetiva que os módulos PV vão ocupar. As dimensões e o ângulo da inclinação dos módulos determinam as sombras causadas pelos mesmos durante o decorrer do dia. A Figura 3.6 apresenta o esquema da distância entre as filas dos módulos PV.

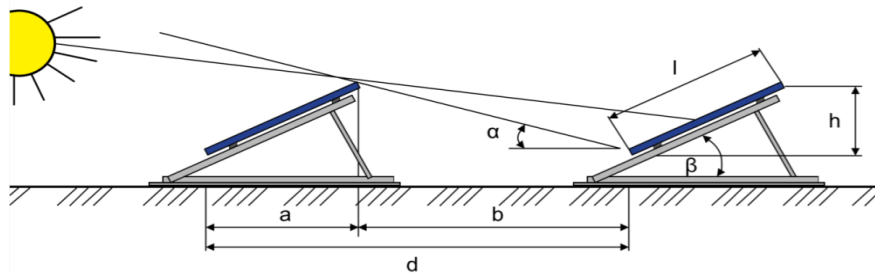


Figura 3.6 Esquema da distância entre as filas dos módulos PV (IFC, 2015)

A distância de sombreamento calcula-se para o dia com menos elevação solar, isto é, para solstício de inverno (21 de dezembro) às 10:00. A distância de sombreamento entre as linhas dos módulos PV é dada por:

$$d = a + b \quad (3.4)$$

$$a = \frac{l}{\cos \beta} \quad (3.5)$$

$$b = \frac{h}{\operatorname{tg} \alpha} \quad (3.6)$$

$$h = l * \operatorname{sen} \beta \quad (3.7)$$

Onde: d – distância de sombreamento (m); a – distância na base do módulo (m); b – distância entre os módulos (m); α – ângulo da incidência solar no solstício de inverno às 10:00 (23.98°); β – ângulo de inclinações dos módulos; l – comprimento do módulo PV (m) e h – altura da montagem do módulo PV (m).

Área efetiva ocupada pelos módulos PV

Para calcular a utilização de uma área específica (área ocupada pelo módulo PV no telhado), é dado o fator de exploração da área (F). Isso é definido pela proporção do comprimento (l) do módulo escolhido para a distância (d) da linha do módulo. Geralmente, o fator de exploração da área varia entre 0 e 1, ou 0 % e 100% (Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie, 2008).

$$F = \frac{l}{d} \quad (3.8)$$

Logo a área efetiva ocupada pelo sistema PV (AePV em m²) será:

$$AePV = F * AaPV \quad (3.9)$$

Onde: AePV – área efetiva ocupada pelo sistema PV (m²); F – fator de exploração da área (%) e AaPV – área adequada para sistema PV (m²).

É de realçar que a área efetiva varia conforme o ângulo da inclinação escolhida para os módulos PV, para este caso o ângulo usado foi 30° e 35°, de forma a comparar qual a opção é mais viável.

Visto que a área do telhado não será usada na sua totalidade, foi determinada a razão entre AePV (m²) e Ab (m²) para estimar a proporção da AePV (%) em relação à área bruta do telhado.

$$AePV = \frac{AePV}{Ab} \quad (3.10)$$

A partir da área efetiva ocupada pelos módulos PV, o número dos módulos PV necessários (N) é determinado em função da distância entre as filas e a largura (L em m) do módulo PV:

$$N = \frac{AePV}{d * L} \quad (3.11)$$

Uma questão que muitas vezes se levanta relativamente ao número de módulos PV que podem ser instalados em uma determinada área plana, relacionada com a orientação em que os módulos PV são instalados (vertical e horizontal) é que a escolha de uma orientação em vez da outra conduzirá a aumento da capacidade instalada. No entanto, quando é considerado o sombreamento entre as filas dos módulos PV, isto é, a distância mínima entre as filas de forma a evitar sombreamento, a orientação não influencia a capacidade instalada, uma vez que o número de módulos é determinado em função da distância entre as filas dos módulos PV e largura do módulo PV. Ou seja, quando se trata dos módulos com as mesmas características e instalados com a mesma inclinação a orientação não afeta o número de módulos PV a instalar quando é otimizado o espaçamento necessário entre as linhas dos módulos PV.

3.5. Cálculo da potência a instalar no telhado e parque de estacionamento

Nesta fase será estimado a potência a instalar de acordo com a área efetiva para os módulos PV, por forma a selecionar o inversor compatível com a potência instalada. A potência instalada é determinada considerando a eficiência do módulo em condições de teste padrão (kWh/m²) do módulo adotado. Optou-se por utilizar o módulo *Sunmodule Pro-Series XL SW 310 MONO* da marca *SolarWorld*. O módulo PV selecionado é Monocristalino com eficiência de 15,77 % e potência máxima 310 Wp. A seleção do módulo PV teve por base a análise dos diferentes tipos de solar PV existente no mercado português considerando a sua eficiência de conversão de energia dos módulos e os respetivos custos. De acordo com a informação do produto, o módulo tem uma degradação anual na produção de 0,7% (Anexo 3: Características técnicas dos componentes do sistema PV, Ilustração 7.1). A vida útil considerada para o módulo PV é de 25 anos. A potência pico nominal, capacidade de um sistema PV é definida em kWp ou Wp, que é medida em condições padrão com a seguinte expressão:

$$P_p = A_{ePV} * eff \quad (3.12)$$

Onde: P_p – potência pico instalada (kWp); A_{ePV} – área efetiva de sistema PV (m^2) e eff – eficiência do módulo PV em condições de teste padrão (kWp/ m^2)

Escolha do inversor

Para conseguir a máxima eficiência do conjunto sistema PV e inversor, a relação entre a potência nominal de inversor (P_i) e potência pico do solar PV (P_p) que se conecta com o inversor deve ser em ordem de: $0,7 * P_p < P_i CC < 1,2 * P_p$ para o clima de Portugal (PortalEnergia, 2004). O tipo de inversor optado para sistema PV é o *Sunny Tripower STP25000TL-30* fabricado pela *SMA Solar Technology AG*. É um inversor central trifásico com eficiência máxima de 98 % com potência máxima nominal de 25550 W, tensão de entrada de corrente contínua (CC) máxima de 1000V e a potência atribuída é de 25000 W (Anexo 3: Características técnicas dos componentes do sistema PV, Ilustração 7.2). A vida útil do inversor foi assumida igual à vida útil do módulo PV, uma vez que a marca escolhida normalmente é fabricada para ter uma vida útil acima dos 20 anos. A seleção do inversor teve por base os critérios como: inversor existente no mercado português, eficiência de transformação de CC para CA, tipos de inversor e os custos. A potência de inversor não pode ser inferior à potência PV instalada. O número de inversores necessários depende da potência pico PV instalada. O número de inversor (N_i) necessário é dado por:

$$N_i = \frac{P_p}{P_i} \quad (3.13)$$

Onde: P_p – potência pico nominal de sistema PV (kWp) e P_i – potência do inversor (kW).

De forma a fazer ligação entre os módulos PV e as restantes componentes (inversor, caixa de junção) são necessários cabos de corrente contínua, cabos de corrente alternada e cabos de fileiras. Designam-se por cabos de fileira, os condutores que estabelecem a ligação elétrica entre os módulos individuais e a caixa de junção. O cabo de corrente contínua estabelece a ligação entre a caixa de junção do gerador e o inversor. O cabo de corrente alternado é o cabo de ligação de corrente alternada que liga o inversor à rede recetora. Contudo o principal objetivo deste trabalho não visa desenvolver o estudo detalhado das instalações elétricas, mas sim determinar o potencial técnico, pelo que não vai ser feito o dimensionamento dos cabos.

3.6. Estimativa do potencial de produção da eletricidade

No presente subcapítulo pretende calcular diferentes cenários de produção da eletricidade baseada nos dados da radiação solar local. Para o telhado foram considerados dois cenários conforme ângulos da inclinação dos módulos PV (30° e 35°) e para o parque de estacionamento foi considerado um cenário com ângulo da inclinação dos módulos de 15° .

A eletricidade produzida pelo sistema PV é determinada diretamente pela incidência da radiação solar recebida pelos módulos e pela eficiência de sistema, portanto os módulos devem ser instalados com melhor orientação e ângulo de inclinação para maximizar a eletricidade produzida pelo solar PV

(Peng & Lu, 2013). A radiação solar representa um dos dados de entradas mais importante para avaliação do potencial técnico de sistema PV, visto que é o principal fator que afeta a capacidade da produção de um sistema PV (Schallenberg-Rodriguez, 2014; Shukla et al., 2016; Ko et al., 2015).

Dados da radiação solar

Para considerar se uma determinada superfície é apta para uso de implementação de sistema PV torna-se necessário conhecer a radiação solar incidente sobre a dita superfície. Segundo Schallenberg-Rodriguez (2014), os dados da radiação disponíveis podem ser dados pontuais, como dados de uma rede de piranômetros, ou dados contínuos como os incluídos num mapa da radiação solar. Os dados sensíveis aos pontos são específicos do local, enquanto que o mapa da radiação solar fornece dados contínuos para uma região específica.

Os mapas de potenciais solares, estão a tornar-se ferramentas cada vez mais populares para promover a produção de energia elétrica através das instalações dos sistemas PV nos telhados da cidade e escalas municipais (Ramirez Camargo et al., 2015). Em geral, os mapas de potenciais solares fornecem informações sobre a irradiação solar anual em uma superfície (kWh/m²/ano) e estima a produção elétrica anual do sistema PV em kWh (Ramirez Camargo et al., 2015; Bergamasco & Asinari, 2011).

Os mapas de potenciais solar usam uma constante suposição e prevê que cada ponto de um telhado recebe a mesma quantidade da irradiação solar, independentemente da orientação e do contexto envolvente. Normalmente, esse valor é derivado das medições de irradiação global anual num plano horizontal de uma estação meteorológica nas proximidades. O uso de valor constante da radiação solar num telhado em muito dos casos será imprecisa, por exemplo, um edifício em que cada parte do telhado esta orientado para seção diferente do céu, o valor da radiação solar não é o mesmo em todo o telhado (Jakubiec & Reinhart, 2013).

Entre os dados da radiação solar disponível, para a presente dissertação são considerados irradiação solar global em superfície otimamente inclinada (35°) e valores da radiação com ângulo escolhido (30° e 15°). Os dados da radiação solar foram extraídos da base de dados PVGIS, e esses dados são do ano 2016. Efetuou-se a extração de dados da irradiação média mensal e média diária para cada mês. Os dados obtidos da radiação diária apresentação intervalo de uma hora.

Existem vários *softwares* disponíveis como PVsyst, PV*SOL, PVGIS, PVwatts entre outros, que disponibilizam dados da produção da eletricidade por sistemas PV a partir de base de dados da radiação solar e das características dos sistemas PV, tais como tecnologia fotovoltaica utilizada, azimute e o ângulo da inclinação dos módulos PV. Segundo Ma et al. (2014), as ferramentas/*software* utilizados para as simulações são bastantes sofisticados e destinadas aos usuários experientes ou demasiado geral com os resultados que não são tão precisos.

Para o efeito da presente dissertação o potencial da produção foi determinado manualmente utilizando folha de cálculo de *Excel*. Foi avaliado o potencial anual, mensal e sazonal da produção de energia. Nessa dissertação é importante conhecer a distribuição horaria da eletricidade produzida

pelo sistema PV, pelo que foi avaliado o potencial horário de tal produção para cada mês, com base nos dados de perfil da radiação solar recebidos com intervalo de uma hora.

O potencial de produção da eletricidade foi estimado a partir da expressão (Martins, 2017):

$$Ep = AePV * \eta * H * PR \quad (3.14)$$

Onde: Ep – eletricidade produzida (kWh/ano); AePV – área efetiva ocupada pelos módulos PV (m²); η – rendimento do módulo solar ou eficiência (%); H – radiação solar recebida pelo módulo inclinado no ângulo ideal ou no ângulo escolhido (kWh/m²/ano) e PR – *performance ratio*, coeficiente de perdas (intervalo entre 0,5 e 0,9, valor padrão = 0,75). O valor de PR considerado para efeito da presente dissertação é 0,75.

Os fatores que influenciam o valor de PR são: perdas do inversor, perdas por temperatura superiores a 25° C, perdas cabos CC e CA, perdas por sombreamento; perdas em radiação fraca e perdas devido à sujidade. A perda por cabos CC e CA compreendem-se pelas perdas resistivas dos cabos e fios utilizados em todo o sistema PV, incluindo a rota do módulo fotovoltaico para a rede elétrica principal quando o sistema é ligado à rede.

3.7. Análise da complementaridade de produção da eletricidade com o perfil do consumo do edifício

O objetivo é analisar o potencial técnico proveniente da instalação do sistema PV com o consumo da eletricidade do edifício determinado a quantidade da eletricidade autoconsumida e a auto-suficiência do edifício. Para isso torna-se necessário conhecer o perfil do consumo da eletricidade. É feita uma avaliação da necessidade de injeção da eletricidade na rede ou de armazenamento na bateria quando a quantidade produzida não é consumida na sua totalidade, assim como avaliar necessidade da importação da rede ou extração da bateria quando há déficit da eletricidade.

É importante conhecer o perfil do consumo da eletricidade nessa fase, para determinar se eletricidade produzida coincide ou não com o consumo e determinar a quantidade da eletricidade autoconsumida. O conhecimento do consumo pode influenciar a escolha do tipo de sistema a instalar (sistema PV ligado à rede ou sistema PV com bateria), também tem papel importante para estudo da viabilidade económica do sistema PV para autoconsumo. Ao conhecer o consumo da eletricidade e a área disponível para sistema PV, o sistema PV pode ser dimensionado para três situações diferentes:

- 1) Produção máxima, ou seja, utilizando a área total adequada;
- 2) Produção PV equivalente ao consumo total do edifício;
- 3) Produção PV para atender uma determinada fração do consumo do edifício.

Quando o sistema PV é dimensionado para a primeira situação, geralmente ela é interligada à rede elétrica pública, com o objetivo principal de injetar na rede todo o excedente da produção PV e receber um valor da remuneração da venda à rede. Na segunda situação o foco principal é evitar excedente na produção PV, neste caso, o dimensionamento deve levar em conta os meses de maior produção, de modo a determinar qual a potência a instalar é mais adequada para alcançar o

equilíbrio entre o consumo e produção da eletricidade. A segunda situação é adequada tanto para sistema PV ligado à rede como sistema PV com bateria. A última situação é mais comum no dimensionamento de sistema PV ligado à rede em que o produtor tem interesse em reduzir a sua dependência da rede elétrica pública.

3.7.1. Análise do perfil para sistema PV ligado à rede

O sistema de produção PV é projetado para utilizar a eletricidade da rede elétrica local, durante o período em que a produção do sistema PV não consegue atender as necessidades da eletricidade do edifício e seja necessário importar eletricidade da rede. Por outro lado, nos períodos em que a produção da eletricidade é maior que o consumo do edifício, a eletricidade excedente é exportada para rede. O fluxo da eletricidade trocada com a rede será registado separadamente em ambas as direções por um contador bidirecional. A quantidade da eletricidade consumida diretamente do sistema PV é essencial para determinar a quantidade necessária a importar da rede. A eletricidade exportada e importada da rede é dada por:

$$Se (E_p > E_c) \Leftrightarrow E_{exp} = E_p - CD \quad (3.15)$$

$$Se (E_p < E_c) \Leftrightarrow E_{imp} = E_c - CD \quad (3.16)$$

Onde: E_c – Consumo diário da eletricidade do edifício (kWh); E_p – eletricidade produzida (kWh); E_{exp} – eletricidade exportada para rede (kWh), CD consumo direto do sistema PV (kWh) e E_{imp} – eletricidade importada da rede (kWh).

O balanço da importação e exportação da eletricidade (BIE em kWh) pode ser calculada da seguinte forma:

$$BIE = E_{exp} - E_{imp} \quad (3.17)$$

Durante o período em que o sistema PV é capaz de atender toda a necessidade do consumo ao gerar o excedente, a troca será maior que zero (positivo), isto porque a quantidade exportada para rede é maior que a quantidade importada da rede. Durante o período em que o sistema PV não é capaz de satisfazer toda a necessidade sozinho, ou seja, a produção PV total é menor que consumo do edifício, logo a troca é menor que zero (negativo)

3.7.2. Análise do perfil para sistema PV com bateria

Ao nível do consumidor, o sistema com bateria oferece a possibilidade do consumidor gerir ativamente a sua dependência elétrica. Para isso é necessário dimensionar o sistema de armazenamento. Contudo, o custo atual de armazenamento continua a ser muito elevado, não só pelo investimento inicial, mas também devido ao facto da bateria exigir substituição ao longo da vida útil de sistema PV, dependendo do seu ciclo de vida. Em todo o caso, optou-se por considerar esta opção no âmbito da presente dissertação. É de realçar que o sistema PV com bateria aqui

considerada não é completamente autônomo, é combinação do sistema PV *off-grid* com sistema PV *on-grid*, isto é, sistema PV com bateria com o fornecimento extra da rede.

Dimensionamento de sistema de armazenamento

A bateria escolhida é *Lithium-ion*, modelo *Tesvolt TLC 120* do sistema trifásico e carga eclética de 2 400 Ah. Possui eficiência máxima de 90%, capacidade de energia de 122,9 kWh e potência nominal DC 51,2 V. A máxima potência nominal (carga/ descarga) é de 36 kW. A capacidade utilizável com profundidade máxima de descarga (DOD) de 70% é de 86 kWh (8 000 ciclos) e capacidade utilizável com DOD de 90% é de 110,6 kWh (5 000 ciclos) (Anexo 3: Características técnicas dos componentes do sistema PV, Ilustração 7.3). A bateria é permitida descarregar até um dado limite definido pela profundidade máxima da descarga (DOD em %), DOD é especificado pelo *designer* da bateria. A maioria das baterias de ciclo profundo são projetadas para descarregar até 80% da sua capacidade, sem danos. Com base no ciclo de bateria (5 000 ciclos) e com o regime de carga e descarga diária (365 ciclos por ano) e com uma profundidade máxima de descarga considerada de 90% foi estimado que a bateria tem uma vida útil de 13 anos e 7 meses. Escolheu a bateria *Lithium-ion* por ter ciclo de carga/descarga e DOD mais elevado em relação as outras baterias consultadas.

A capacidade nominal (C_n) da bateria depende principalmente da eletricidade que é consumida durante o dia e o período necessário para fornecer este consumo do banco de baterias na ausência da radiação solar. O número de dias em que o banco de bateria deverá fornecer a eletricidade é chamado dias de autonomia, este valor deve ser levado em conta para determinar a capacidade de armazenamento (Ismail et al., 2013). Contudo, na presente dissertação não vai ser considerado dias de autonomia, nem o consumo diário, a bateria vai ser dimensionada para armazenar a quantidade da eletricidade excedente da produção para consumo posterior nas horas sem produção.

No entanto, a bateria não é dimensionada para armazenar todo o excedente, ela terá a capacidade para uma parcela do excedente que cobre o consumo em falta quando não há produção. O objetivo é dimensionar a bateria com a capacidade que permite o melhor uso possível da mesma, considerando a quantidade da eletricidade que deve ser descarregada da bateria e a quantidade que deve ser injetada na rede devido ao tamanho restrito do armazenamento. Por esta razão foi considerado os meses em que a produção é elevada (meses de verão) para determinar a capacidade mais adequada da bateria.

A capacidade nominal de bateria para armazenamento de energia é dada por:

$$C_n = \frac{E_e}{\eta_{inv} * \eta_B * DOD} \quad (3.18)$$

Onde: C_n – capacidade nominal da bateria (kWh); E_e – eletricidade excedente da produção PV (kWh); η_{inv} – eficiência bidirecional do inversor (%) e η_B – eficiência da bateria (%).

A capacidade nominal de bateria, deve ser convertida em Ampere-hora (Ah), por forma a determinar número de baterias necessárias. A capacidade de banco de baterias (Ah) é dada por:

$$Cn(Ah) = \frac{Cn(Wh)}{\text{Tensão do sistema (V)}} \quad (3.19)$$

$$\text{Numero de baterias} = \frac{Cn \text{ de banco de bateria}}{\text{Capacidade de uma bateria}} \quad (3.20)$$

A quantidade da eletricidade armazenada na bateria (EB) tem as seguintes restrições:

$$Cmin \leq EB \leq Cmax \quad (3.21)$$

Onde: Cmin – capacidade mínima admissível que deve permanecer na bateria (kWh); EB – eletricidade armazenada na bateria (kWh) e Cmax – capacidade máxima da bateria (kWh).

Descarga da bateria

Sempre que não há produção da eletricidade, no caso no período noturno a eletricidade armazenada na bateria é utilizada para satisfazer a necessidade em défice. A descarga para atender o consumo é dada por:

$$EB \text{ extraído da bateria} = (EB * DOD) - D \quad (3.22)$$

Onde: DOD - profundidade máxima de descarga (%) e D - défice da eletricidade (kWh).

A capacidade mínima (Cmin) admissível da bateria durante a descarga é dada por:

$$Cmin = (1 - DOD) * EB \quad (3.23)$$

Se a bateria não tiver a eletricidade suficiente para atender o consumo do edifício, a parte em falta será fornecida pela rede elétrica. A quantidade da eletricidade fornecida pela bateria e a quantidade importada da rede (Eimp) é dada pela:

$$EB \text{ extraído da bateria} = EA * DOD \quad (3.24)$$

$$Eimp = D - EB \text{ extraído da bateria} \quad (3.25)$$

Carga da bateria

Quando a eletricidade produzida não é autoconsumida na sua totalidade ela é alocada no sistema de armazenamento, tendo em conta a sua capacidade máxima para armazenamento. Contudo, o processo de armazenamento na bateria não é linear devido ao facto de que a quantidade da eletricidade que é armazenada durante o período de carga depende da eletricidade que se encontra armazenada na bateria no dia n. A quantidade da eletricidade armazenada na bateria durante o período da carga é calculada por:

$$EB = EB(n) + ((EP - CD) * \eta_{inv} * Cmax) \quad (3.26)$$

Onde: EB (n) – eletricidade armazenada na bateria no dia “n” (kWh), CD – consumo direto do sistema PV (kWh); e Cmax – capacidade máxima da bateria (%). A capacidade máxima da bateria nesse caso é determinada da seguinte forma:

$$C_{max} = 1 - \% EB(n) \quad (3.27)$$

No caso de sistema de armazenamento não ser capaz de armazenar toda a eletricidade que não é consumida, a parte da eletricidade excedente (Eexd em kWh) pode ser exportada para rede elétrica. A quantidade exportada é dada por:

$$E_{exp} = E_{exd} - EB \quad (3.28)$$

Rácio de autoconsumo e auto-suficiência

O rácio de autoconsumo resulta da quantidade da eletricidade consumida diretamente de sistema PV e da quantidade total da eletricidade que é produzida pelo sistema PV. Enquanto que o rácio de auto-suficiência é a razão entre o consumo PV e consumo total do edifício. O autoconsumo é normalizado pela produção total da eletricidade e auto-suficiência pela necessidade total da eletricidade. A auto-suficiência expressa o grau em que a produção PV local é suficiente para satisfazer as necessidades da eletricidade do próprio edifício (Luthander et al.; 2015; Masson et al., 2016). O rácio de autoconsumo (%) e auto-suficiência (%) é dado por:

$$Auto - consumo = \frac{CPV}{E_p} \quad (3.29)$$

$$Auto - suficiência = \frac{CPV}{C} \quad (3.30)$$

Onde: CPV – consumo PV (kWh); Ep – eletricidade produzida pelo sistema PV (kWh) e C – consumo total da eletricidade do edifício (kWh).

3.8. Análise da viabilidade económica de sistema PV a implementar

A produção da eletricidade a partir de sistema PV gera custos e benefícios a várias escalas. Numa análise da viabilidade económica os benefícios são comparados com o custo da aquisição e instalação de sistema PV de forma a estudar a rentabilidade da implementação do sistema PV. A análise da viabilidade económica leva em considerações os custos esperados, incluindo os custos de investimento e os custos de operações e manutenção bem como as receitas. Os custos anuais de operação e manutenção são levados em conta para ser constante e definida como uma fração do custo anualizado. Os custos do investimento inicial são cruciais para a análise da viabilidade económica, pois apesar dos benefícios que podem ser esperados com a instalação do sistema PV, muitas das vezes o investimento inicial inviabiliza a instalação do sistema PV.

Os custos mais importantes para instalação PV são: os custos dos módulos PV (40-55% do valor total), os custos do inversor/ cabo/ proteção (10%), os custos da integração e/ou instalação no edifício (10-15%), custos da conceção, custos burocráticos-documentos (5-10%), os custos da estrutura de

suporte dos módulos PV influencia de forma reduzida, sem integração de construção completa (Spertino et al., 2013).

Embora os custos de *hardware*, como módulos PV e inversores são quase os mesmos em diferentes países, a grande diferença nos custos da implantação de sistema PV entre diferentes países são encontradas no chamado “custo flexível”, como custos de mão-de-obra, despesas gerais de operação, custos da cadeia de suplementos, taxas de coordenação, bem como custos de permissão, interconexão e inspeção. O custo flexível por si só resulta na grande diferença no custo total de instalação (Peng & Lu, 2013).

A análise do investimento na presente dissertação é feita para os diferentes cenários de perfil de correspondência entre produção PV e consumo do edifício tanto para sistema PV ligado à rede como para sistema PV com bateria.

Os indicadores económicos utilizados para avaliar a viabilidade económica da implementação de sistema PV foram os seguintes: período de retorno de investimento (PRI), valor atual líquido (VAL), taxa interna de rentabilidade (TIR), *Levelized Cost of Energy* (LCOE) e retorno sobre o investimento (RSI), esses indicadores serão descritos de seguida.

Período de retorno do investimento (PRI)

O PRI é o tempo necessário para que o projeto possa recuperar todo o capital investido, com base nas economias estimadas. O PRI pode ser indicado sem atualização de fluxo de caixa o que é menos rigoroso ou com atualização, em que se designa por PRI atualizado, onde é considerada uma taxa de desconto. O PRI sem atualização é um dos métodos de análise financeira mais utilizados e mais simples, contudo esse método apresenta uma certa limitação por não contar com a taxa de desconto. O PRI com atualização de fluxo de caixa representa o número de anos necessários para que o fluxo de caixa descontado acumulado igualar ao investimento inicial. Nesta dissertação os dois métodos foram aplicados para comparar o período de retorno dos dois. O PRI sem atualização de fluxo de caixa é dado pela:

$$PRI \text{ (anos)} = \frac{\text{Custos de investimento inicial (€)}}{\text{Rendimento anual (€/ano)}} \quad (3.31)$$

O custo de investimento inicial (€) é dado por:

$$C_{inv} = P_p * C_{ins} \quad (3.32)$$

Onde: P_p – potência instalada (kWp) e C_{ins} – custo de instalação (€/kWp), incluindo já material, transporte e mão-de-obra, mas sem custos burocráticos e ligação à rede.

O rendimento anual (€) é determinado por:

$$\text{Rendimento anual} = E_p * T - C_{mat} + RPV \quad (3.33)$$

Onde: E_p – eletricidade produzida pelo sistema PV utilizado (kWh); T – tarifa (€/kWh) que se paga a fornecedor de eletricidade; C_{mat} – custo de manutenção (€); RPV – receita da eletricidade PV injetada na rede (€/kWh).

O PRI com atualização de fluxo de caixa é dado por:

$$\sum_{t=1}^{PRI} \frac{FCt}{(1+r)^t} \geq C_{inv} \quad (3.34)$$

Onde: FCt – fluxo de caixa durante o período t (€); r – taxa de desconto (%) e t – número de períodos de tempo (anos).

O fluxo de caixa depende de vários fatores como variação no preço de eletricidade, custo de manutenção, taxa de remuneração e custos da reparação dos componentes de sistema PV como inversores. Contudo, na presente dissertação não considerou a variação no custo de manutenção, preço da eletricidade e taxa de remuneração da injeção da eletricidade na rede.

Valor atual líquido (VAL)

O VAL visa avaliar a viabilidade do investimento num projeto através do cálculo do valor atual de todos os seus fluxos de caixa. Inclui todos os custos e receitas que ocorrem dentro da vida útil do projeto, com fluxos de caixa futuros descontados até o presente. O VAL é o valor presente de um determinado montante a obter no futuro, ou seja, o VAL é o benefício financeiro que resultaria se o projeto pudesse fornecer todas as suas economias hoje (Colmenar-Santos et al., 2012). O VAL (€) é determinado com seguinte fórmula (Sarasa-Maestro et al., 2013):

$$VAL = \sum_{t=1}^T \frac{FCt}{(1+r)^t} - C_{inv} \quad (3.35)$$

O VAL pode ser negativo, positivo ou nulo, se o fluxo de caixa gerado for superior ao valor do investimento, o VAL será positivo ($VAL > 0$) e nesse caso o projeto apresenta uma rentabilidade positiva e o investimento é considerado aceitável. Quando o VAL é negativo ($VAL < 0$) é um mau investimento, significa que o projeto não é economicamente viável, quando VAL é nulo ($VAL = 0$) é uma situação limite em que o projeto pode ser viável.

Taxa interna de retorno (TIR)

TIR é definido como a taxa de juros r no qual o VAL é zero, ou seja é a taxa atualizada que anula o valor atual líquido (Colmenar-Santos et al., 2012). O TIR é a taxa de retorno usado no orçamento de capital para medir e comparar a lucratividade do investimento. O TIR (%) dado por (Colmenar-Santos et al., 2012):

$$0 = \sum_{t=1}^T \frac{CFt}{(1+TIR)^t} - C_{inv} \quad (3.36)$$

Levelized Cost of Energy (LCOE) – Custo Nivelado de Energia

O custo da eletricidade proveniente de PV pode ser expresso como *Levelized Cost of Energy* (LCOE). LCOE é o custo de produzir energia (€/kWh) com uma determinada fonte de energias renováveis específica para alcançar o ponto de equilíbrio considerando o tempo de vida do projeto, o custo do investimento inicial, o custo da operação e manutenção e da produção total de energia estimada durante a vida útil do projeto. Quanto mais longo for a vida útil de um sistema PV melhor será para o produtor, uma vez que quanto mais tempo o sistema PV estiver ativo mais baixo será o LCOE e assim mais barata será a produção de energia (Denholm & Margolis, 2008; Branker et al., 2011). O LCOE (€/kWh) pode ser determinado com a seguinte expressão (Branker et al., 2011):

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^T \frac{Ct}{(1+r)^t} + C_{inv}}{\sum_{t=1}^T \frac{Et}{(1+r)^t}} \quad (3.37)$$

Onde: Ct – custo durante a vida de sistema PV (€); Et – produção da eletricidade ao longo da vida útil (kWh); T – vida útil de sistema PV (anos) e r – taxa de desconto (em %).

Se o resultado final de LCOE for menor que a tarifa de compra da eletricidade à rede, significa que o projeto é viável. Em contrapartida, se for maior quer dizer que não há viabilidade económica.

Retorno sobre o investimento (RSI)

RSI é a percentagem do valor obtido pelo valor investido durante um período de tempo específico (normalmente um ano). RSI relaciona o lucro com investimento inicial do projeto. É utilizado para comparar a eficiência de um investimento onde, quanto maior for o RSI (%) maior o retorno obtido.

$$RSI = \frac{\text{Rendimento anual}}{C_{inv}} * 100 \quad (3.38)$$

Para além dos indicadores referidos, existe ainda o indicador chamado “retorno sobre o capital próprio” (RSCP em %) que é aplicado quando uma parte do capital investido no projeto é emprestado pelo um banco, por exemplo. O RSCP representa cada euro obtido por cada euro investido a partir do próprio capital do dono do projeto. Nesse caso as economias são mais baixo devido ao juro pago no empréstimo o que faz com que o VAL e TIR sejam mais baixo, que por sua vez aumenta o PRI. Para determinar o RSCP primeiro deve-se determinar o pagamento dos juros e custo líquido economizado. O pagamento anual do juro depende da taxa anual do juro.

Pressupostos assumidos para análise económica

Os custos dos componentes de sistema PV foram obtidos através de pesquisa de mercado. Foram feitas também contactos com algumas empresas da área (instalação e venda) de sistema PV para conhecer valores de custos de instalação por kWp e alguns componentes específicos como estrutura para parques de estacionamento. Na Tabela 3.1 encontra-se o preço unitário para as várias componentes de sistema PV considerados. Os valores para instalação por kWp variam com diferentes fatores, nomeadamente a capacidade instalada, tipo e modelo dos componentes escolhidos, transporte entre outros.

Segundo a informação fornecida por parte da FFSOLAR - Energias renováveis – Lda, o custo da instalação por kWp instalado para setor comercial varia consoante a capacidade instalada (Tabela 3.2). Pode-se notar na Tabela 3.2 que a medida que aumenta a potência instalada o custo unitário da instalação para cada classe de potência diminui. Foi considerado um valor médio para os cálculos.

Tabela 3.1 Custo unitário consultado para cada componente do sistema PV

Componente	Preço unitário	Referência
Módulo PV Sunmodule Pro-Series XL SW 310 MONO (310 Wp)	228,87 €	(FF SOLAR-Energias renováveis - Lda, 2017)
Inversor TRIPOWER – 25000TL (25 000 W)	3 819,38 €	(FF SOLAR-Energias renováveis - Lda, 2017)
Estrutura suporte alumínio à 30°	23 €/Módulo	(Iziwalker-Lda, 2017)
Bateria Tesvolt TLC 120	116 394,27 €	(FF SOLAR-Energias renováveis - Lda, 2017)
Estrutura para parque estacionamento	90 €/Módulo	(Iziwalker-Lda, 2017)

Tabela 3.2 Custo da instalação do sistema PV para cada classe de potência instalada

Classe da potência (kWp)	Custo (€/kWp)
Até 100	1200-1400
Até 500	1000-1200
Superior a 500	900-1000

Assumindo que o contrato de fornecimento da eletricidade é em BTE, a tarifa de consumo para o ano 2017 de acordo Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) é composta conforme a Tabela 3.3. Foi feita uma média ponderada para determinar o preço unitário por kWh da compra da eletricidade, a tarifa por kWh foi estimada em 0,14 €/kWh (Tabela 3.3). O preço da venda da eletricidade excedente à rede foi estimado em 0,047€/kWh, considerando a dedução de 10% do preço do Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL) para compensar os custos com injeção de acordo com o Decreto-lei n.º 153/2014 de 20 de outubro diz que o excedente da produção instantânea é remunerado em 90% do preço de mercado. O preço de mercado diário de eletricidade consultado na data para presente dissertação foi de 0,05 €/kWh (OMIE, 2017). A taxa de registo da potência instalada da UPAC com ligação à rede (sem IVA) com a potência instalada de 250 kW a 1 MW é de 750 € segundo a Portaria n.º 14/2015 de 23 de janeiro.

Tabela 3.3 Tarifa da eletricidade para potência BTE, adaptado de ERSE (2017)

Tarifa BTE			
	Horas/dia	€/kWh	Média ponderada da tarifa (€/kWh)
Horas de ponta	5	0,221	0,14
Horas cheias	12	0,1311	
Horas vazio normal	3	0,0914	
Horas super vazio	4	0,0801	

Os custos da operação e da manutenção anual considerado é 1% do investimento inicial (Miranda et al., 2015) e a taxa de desconto anual assumido é de 3%. O custo da manutenção apesar de ser definido como um valor anual constante, é de realçar que varia muito com o tipo da manutenção e

operação requerida. A manutenção pode ser preventiva ou corretiva onde a manutenção preventiva geralmente restringe-se a uma inspeção visual e limpeza dos módulos.

3.9. Avaliação do potencial da mitigação de CO₂

Neste subcapítulo pretende-se determinar a quantidade de emissões de CO₂ que podem ser evitadas pela geração da eletricidade através dos sistemas PV durante a vida útil do sistema. A redução de emissão de CO₂ depende da quantidade da eletricidade produzida pelo sistema PV durante o período de vida útil. O principal objetivo de calcular a quantidade de emissão de CO₂ evitada é de analisar a sua contribuição na redução de emissão de CO₂ no concelho de Almada, em particular a emissão derivada do consumo elétrico dos edifícios comerciais. Ainda se pretende determinar o *payback time* de CO₂ no consumo da eletricidade do edifício em análise, comparando as emissões de CO₂ advindo do consumo da eletricidade da rede com as emissões evitadas pelo autoconsumo do edifício.

As emissões de CO₂ evitadas traduzem-se em montante da eletricidade que deixa de ser consumida da fonte convencional, que promove mitigação de CO₂ quando se consideram as emissões provenientes da produção eletricidade pelas fontes fósseis. Quanto maior for a quota das energias renováveis, menores serão as emissões de CO₂.

Nesta dissertação o método utilizado para calcular as emissões evitadas de CO₂ (EECO₂) advindo da instalação de sistema PV consiste na multiplicação da quantidade de produção da eletricidade pelo sistema PV pelo fator de emissão (FE) da produção de eletricidade. O EECO₂ foi determinado considerando a produção da eletricidade no telhado com inclinação de 30° e parque de estacionamento. A EECO₂ (t) que é evitado é dado pela:

$$EECO_2 = E_p * FE \quad (3.39)$$

Onde: E_p – produção da eletricidade pelo sistema PV (MWh) e – fator de emissão da produção da eletricidade (t CO₂/MWh)

O fator de emissão da produção eletricidade é o rácio que relaciona as emissões de CO₂ com a produção da eletricidade de uma determinada fonte de emissão ou mix de fontes expressa em kg CO₂/kWh ou t CO₂/MWh, isto é, FE indica a quantidade de CO₂ que é emitido durante a produção de cada kWh ou MWh de eletricidade. O FE varia consoante o tipo de fonte utilizada na produção de eletricidade. Quanto maior for a proporção dos combustíveis fósseis para a produção da eletricidade maior será o fator de emissão de CO₂.

Para determinar o FE foram usados os dados de emissão de CO₂ e do consumo da eletricidade relativo ao ano 2015. A emissão total de CO₂ do país foi obtida através do *Portuguese National Inventory Report (2017)* e consumo total eletricidade do país através de balanço energético (2015) da Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG). Segundo *Portuguese National Inventory Report (2017)*, a contribuição da energia elétrica nas emissões totais do país é de 23% o que corresponde a uma emissão de 15,8 Mt (Agência Portuguesa do Ambiente, 2017b) e o consumo da eletricidade é de 45 TWh (DGEG, 2016a). O FE é dado por:

$$FE \text{ (t CO}_2\text{/MWh)} = \frac{\text{Emissões de CO}_2 \text{ advindo da produção de eletricidade (t)}}{\text{Consumo total da eletricidade (MWh)}} \quad (3.40)$$

O FE foi estimado em 0,346 t CO₂/MWh, esse valor diminui consoante o aumento da quota das energias renováveis na produção da eletricidade. Em 2016 a produção renovável abasteceu 57% do consumo nacional da eletricidade (REN, 2016). Está prevista que em 2020 a quota das energias na produção de eletricidade será de 60% (Da Costa, 2017). Foi assumindo que a quota das fontes das energias renováveis para a produção da eletricidade vai aumentar para 65% em 2030 e 70% em 2040.

Visto que se pretende analisar a contribuição de EECO₂ na mitigação das emissões de CO₂ do município de Almada, torna-se necessário conhecer as emissões de CO₂ do município de Almada. As emissões de CO₂ no concelho de Almada para o ano de referência 2006 no consumo da eletricidade é de 190 023 t CO₂ eq/ano, considerando o setor de transportes, edifícios residenciais, edifícios e equipamentos terciários e indústria (AGENEAL, 2010). A contribuição de cada uma delas na emissão total de CO₂ está representada na Tabela 3.4. A análise da contribuição de CO₂ evitado deu-se com intuito de determinar o impacto de implantação de sistema PV para produção da eletricidade, com baixa emissão de CO₂, considerada energia limpa. É de realçar que na análise da contribuição das emissões de CO₂ evitada na mitigação das emissões CO₂ no concelho de Almada, as emissões de referência (2006) foram assumidas ser constante ao longo tempo considerado para projeto.

Tabela 3.4 Emissões de CO₂eq de referência no município de Almada, adaptado de AGENEAL (2010)

Setor	Emissão (t CO₂ eq./ano)
Transportes	1 998
Edifícios residenciais	86 416
Edifícios e equipamentos terciários	91 887
Indústria	9 722

Na presente dissertação não foram consideradas as emissões do ciclo de vida de sistema PV (fabricação transporte, operação e reciclagem). A forma utilizada nesta dissertação é uma forma simplificada de determinar o potencial de mitigação, uma vez que a análise do ciclo de vida do solar PV está além dos objetivos propostos para a presente dissertação.

Contudo, a intensidade de emissão evitada de uma determinada tecnologia renovável não é tão linear como parece, uma vez que depende não apenas da tecnologia, mas também onde e como ela foi produzida (Nelson et al., 2014). Uma avaliação completa de mitigação de CO₂ inclui uma análise minuciosa de ciclo de vida completo de sistema PV e todos os componentes, desde da sua fabricação, transporte, instalação até ao final da sua vida útil (reciclagem). A análise das emissões do ciclo de vida de sistema PV é realizada para determinar as emissões totais produzidas ao longo do ciclo de vida de sistema, o CO₂ equivalente emitido pelo sistema PV (fabricação, transporte e operação) e a energia que a mesma produz durante a sua vida útil. Segundo Pvresources (2017), um sistema PV ao longo da sua vida útil produzirá mais eletricidade do que aquela que é utilizada na sua fabricação, logo, possui um potencial para redução de CO₂. Por exemplo, a utilização de um módulo

PV com potência de 100 W evitará a emissão de mais de duas toneladas de CO₂ ao longo da sua vida útil.

Para saber se a quantidade da eletricidade produzida pelo sistema PV compensa a eletricidade que ela consome durante a sua produção, é usado o indicador chamado “tempo de retorno de energia”, que é definido como os anos necessários para o sistema PV gerar uma certa quantidade da eletricidade que compensa o consumo da eletricidade ao longo do seu ciclo de vida. Também é possível calcular a quantidade de CO₂ que é evitada (Peng et al., 2013).

A emissão de CO₂ do solar PV durante a sua fabricação depende do tipo de energia consumida na sua produção e do respetivo fator de emissão de CO₂. A emissão advinda do transporte do solar PV deve ter em conta a distância percorrida pelo transporte, tipo de combustível que o transporte usa e seu relativo fator de emissão. Na fase da operação é considerada energia consumida para instalação de sistema PV.

Payback time de CO₂

Dado que com o sistema PV ligado à rede o edifício vai continuar a importar eletricidade da rede, é necessário conhecer o balanço de emissão de CO₂ do consumo da eletricidade no edifício. Para determinar se a quantidade da emissão evitada com o sistema PV durante a vida útil compensa a emissão advinda do consumo da eletricidade da rede foi aplicada o indicador *payback time* de CO₂ (PBTCO₂), que indica a partir de que ano o edifício fica com um balanço zero na emissão de CO₂ no consumo de eletricidade. Foi feita uma relação entre as emissões geradas pela importação da eletricidade com as emissões que são evitadas anualmente pela produção PV.

Para analisar quantos anos leva um edifício para compensar a emissão de CO₂ do consumo da eletricidade da rede, torna-se necessário conhecer o balanço ideal entre o consumo total da eletricidade do edifício e a produção da eletricidade pelo sistema PV. Deve-se calcular a quantidade da emissão de CO₂ associada ao consumo da eletricidade fornecida pela rede e fazer um balanço em relação ao CO₂ evitado com a produção pelo sistema PV. Deve ser considerado dois tipos de combinações de balanço: a) consumo e produção PV e b) eletricidade exportada à rede e importada da rede. É importante realçar que o consumo da eletricidade do edifício foi considerado ser constante ao longo do período considerado. O PBTCO₂ é dado pela:

$$PBTCO_2(\text{anos}) = \frac{\text{Emissão total da importação (t CO}_2\text{)}}{\text{Emissão anual evitada (t CO}_2\text{/ano)}} \quad (3.41)$$

4. Resultados e discussão

Neste capítulo serão apresentados os resultados obtidos do potencial técnico-económico e emissões de CO₂ evitadas, assim como os perfis do consumo da eletricidade do edifício Decathlon Almada. Os resultados do potencial técnico incluem, área para implementação do sistema PV e diferentes perfis da produção PV. Ainda é apresentada a discussão dos resultados provenientes do estudo e também dos cenários criados com o objetivo de contribuir para uma análise mais profunda acerca do tema.

4.1. Área efetiva para instalação do sistema PV

Os resultados relativos as distâncias mínimas entre os módulos no telhado que permitiu determinar a área efetiva ocupado pelos módulos PV para diferentes cenários (ângulo da inclinação dos módulos de 30° e 35° e orientado ao sul), assim como altura de montagem dos módulos e fator de exploração da área estão apresentadas na Tabela 4.1. Para uma melhor leitura dos resultados presente na Tabela 4.1, é apresentado um esquema da distância entre os módulos PV (Figura 4.1) idêntica ao esquema representado no subcapítulo 3.4 para os cálculos das distâncias entre os módulos PV.

A área total utilizável do telhado e parque de estacionamento do edifício Decathlon Almada para instalação dos sistemas PV, capacidade instalada e número de módulos estão apresentados na Tabela 4.2. O resultado apresentado relativamente a área total disponível no parque de estacionamento para instalação do sistema PV, diz respeito apenas a cobertura dos lugares de estacionamento excluindo a área assinalada com número 7 na Figura 3.4.

Tabela 4.1 Resultados das distância mínimas entre os módulos PV, altura de montagem do módulo PV e fator de exploração para diferentes cenários

	$\beta = 30^\circ$ horizontal	$\beta = 30^\circ$ vertical	$\beta = 35^\circ$ horizontal	$\beta = 35^\circ$ vertical
Altura de montagem do módulo PV (h em m)	0,5	1	0,57	1,14
Distância entre os módulos PV (b em m)	1,1	2,2	1,3	2,6
Distância da base do módulo PV (a em m)	0,9	1,7	0,8	1,6
Distância total entre as linhas dos módulos PV (d em m)	1,9	4	2	4,2
Fator de exploração da área (%)	50	50	47	47

Horizontal - instalação do módulo PV na posição horizontal

Vertical - instalação do módulo PV na posição horizontal

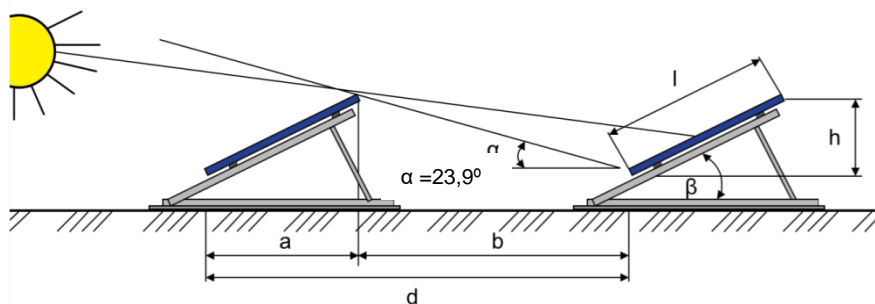


Figura 4.1 Esquema da distância mínima entre os módulos, adaptado de (IFC, 2015)

Pode constatar-se que a altura de montagem do módulo PV e a distância para os diferentes cenários é influenciada pela dimensão dos módulos e a posição que o mesmo é instalado. Quanto maior for o comprimento do módulo PV e o ângulo da inclinação do módulo PV, maior será a altura de montagem e a distância mínima que deve existir entre eles.

Há de notar que o fator de exploração, isto é, a percentagem da área que os módulos PV ocupam não é influenciada pela posição em que os módulos são instalados (vertical ou horizontal). O fator de exploração é a mesma para ambas as posições. Como explicado na secção 3.4, a área total que é ocupada pelos módulos PV inclinados é definida pela distância mínima entre eles e pela dimensão do módulo PV, não pela posição da sua instalação.

Tabela 4.2 Área efetiva para ocupação dos módulos PV, respetiva capacidade instalada e números de módulos necessários

	Cenários	Área efetiva (m²)	Capacidade instalada (kWp)	Número de módulos necessários
Telhado	Módulos PV com inclinação 30°	1 704	269	868
	Módulos PV com inclinação 35°	1 608	254	819
Parque estacionamento	Módulos PV com inclinação 15°	1 930	304	982
Telhado e parque de estacionamento	Módulos PV com inclinação 30° e 15°	3 634	573	1 850

O aproveitamento da área do telhado com inclinação dos módulos a 30° corresponde cerca de 39% da área bruta, enquanto que, com inclinação de 35° o aproveitamento é na ordem de 37%. Pode notar-se que com a inclinação de 30° o aproveitamento da área aumenta, devido às distâncias mais curtas entre filas dos módulos PV. A utilização da área do telhado com inclinação dos módulos PV a 30° é mais viável uma vez que tem maior aproveitamento da área e quanto maior o número de módulos possível de instalar maior será a área da incidência da radiação solar. Como-se pode constatar a diferença da área que pode ocupar com inclinação de 35° para o caso com inclinação de 30° é de 96 m² o que em termos capacidade instalada corresponde a 15 kWp, ou seja, é possível aproveitar mais 5,5% da área se utilizar uma inclinação de 30°. Em relação a área disponível no parque de estacionamento corresponde cerca de 47% da área bruta.

4.2. Produção anual da eletricidade e perfis mensais e sazonais

A produção sofre alterações com diferentes ângulos da inclinação dos módulos PV. O potencial técnico anual total no telhado para ângulo de 30° e 35° é estimado em 424 MWh e 401 MWh respetivamente. Pode constatar que entre os dois ângulos, a inclinação de 30° tem uma maior produção anual, isso deve-se ao facto de maior capacidade instalada. O potencial técnico para o parque de estacionamento com a uma inclinação de cobertura de 15° é estimada em 464 MWh. O parque de estacionamento tem maior produção em comparação com o telhado, visto que tem a maior disponibilidade da área. O potencial técnico anual considerando a instalação no telhado com

inclinação de 30° e no parque de estacionamento é estimado em 888 MWh. A Tabela 4.3 mostra a produção total diária estimada para cada mês para os diferentes cenários.

Tabela 4.3 Produção diária total estimada nos diferentes meses para cada um dos cenários

Produção da eletricidade total diária (kWh)			
Meses	Telhado - Inclinação 30°	Parque - Inclinação 15°	Telhado - Inclinação 35°
Janeiro	621	601	599
Fevereiro	914	913	876
Março	1 183	1 244	1 123
Abril	1 249	1 407	1 173
Maio	1 300	1 531	1 215
Junho	1 505	1 818	1 401
Julho	1 541	1 848	1 436
Agosto	1 554	1 774	1 460
Setembro	1 458	1 560	1 382
Outubro	1 027	1 04	982
Novembro	779	744	748
Dezembro	806	736	779
Total anual (kWh)	424 310	463 661	401 028

Apesar de que com a inclinação de 30° a radiação solar recebida tem um valor ligeiramente inferior à inclinação ótima, existe um maior rendimento na produção nesse ângulo, visto que há mais aproveitamento da área e a diferença da radiação solar recebida no ângulo ótimo para ângulo de 30° é de 0,86%, como pode verificar essa diferença não é um valor elevado.

A Figura 4.2 ilustra a variação na produção da eletricidade mensal no primeiro ano da produção com instalação no telhado (30° e 35°) e no parque de estacionamento. A partir da Figura 4.2 verifica-se que a produção da eletricidade varia com menos produção em janeiro e alta produção em julho. No mês de janeiro a produção é claramente muito menor do que nos outros meses do inverno devido ao clima chuvoso.

A estimativa da produção da eletricidade para mês de dezembro é relativamente maior que a produção do mês de novembro, esse resultado é inesperado, mas isso vem da diferença dos valores da radiação solar entre os dois meses observados na Figura 3.2. A outra observação que pode fazer na Figura 4.2 é que do mês de novembro a janeiro o parque de estacionamento tem menos produção em comparação com a produção no telhado, esse resultado é devido a baixa inclinação dos módulos no parque de estacionamento que faz com os módulos recebe menos radiação solar nesses meses em que a inclinação solar é mais baixa, por outro lado no mês de julho e agosto o parque de estacionamento tem maior produção, pois recebe maior radiação solar devido à baixa inclinação dos módulos, uma vez que nessa época o ângulo solar é mais elevado.

A maior produção da eletricidade verifica-se durante a temporada de verão como é de se esperar e menor produção no inverno (Figura 4.3). Com a inclinação de 30°, a produção total no verão é

estimada em 141 MWh e no inverno 69 MWh. Com a inclinação de 35° a produção é estimada em 132 MWh no verão e 67,3 MWh no inverno. A baixa produção da eletricidade no inverno é devido à baixa radiação solar e curto período solar. Para o parque de estacionamento o período de verão tem uma produção total de 167 MWh e para o período de inverno 67 MWh. Na Figura 4.3 pode constatar ainda que no outono e inverno a variação de produção entre os cenários não é tão elevado em comparação com a temporada de primavera e verão.

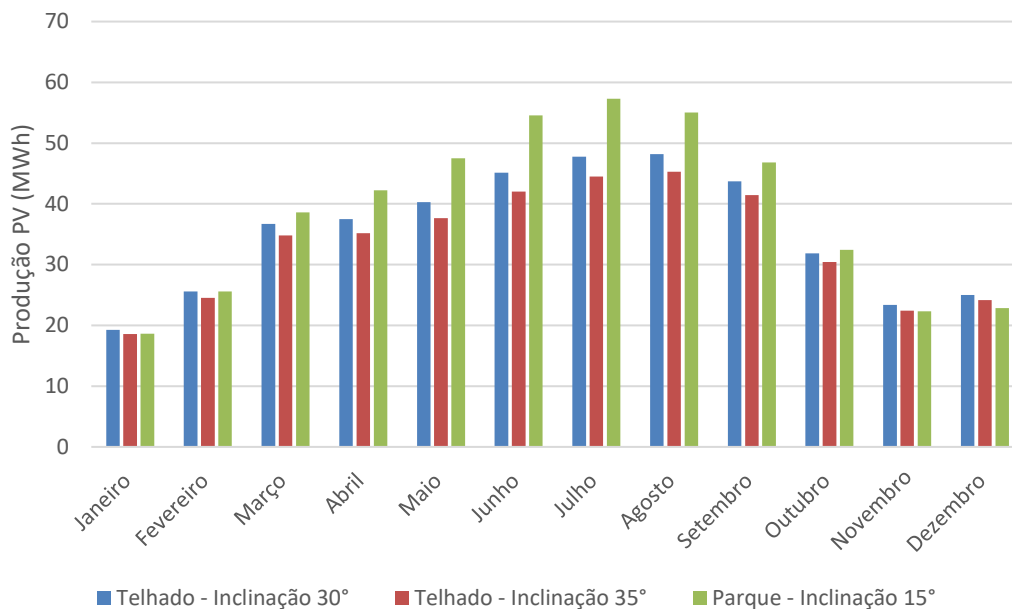


Figura 4.2 Produção mensal da eletricidade para as 3 opções do sistema PV no telhado e parque de estacionamento do edifício Decathlon Almada

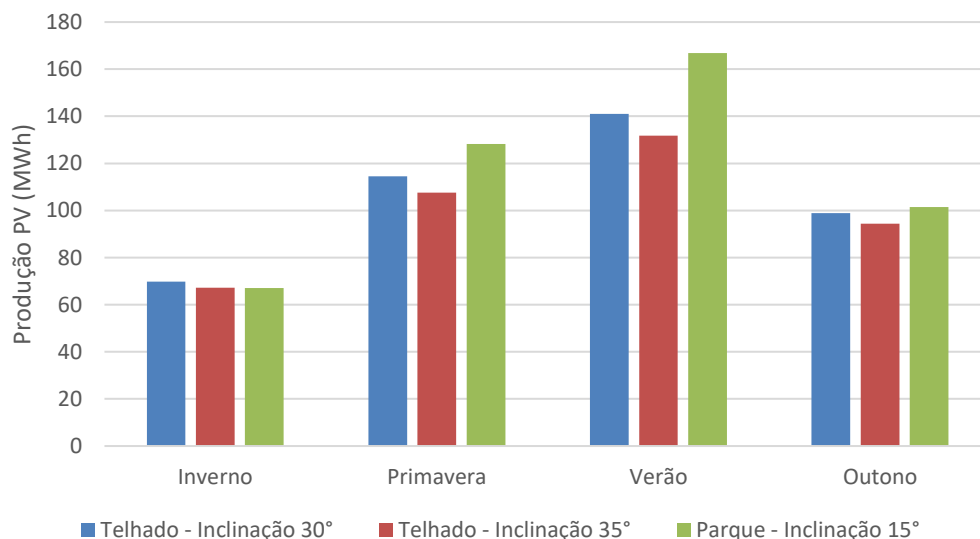


Figura 4.3 Produção sazonal da eletricidade para as 3 opções do sistema PV no telhado e parque de estacionamento do edifício Decathlon Almada

As percentagens de participação em produção total da eletricidade para período de verão, primavera, outono e inverno podem ser observadas na Figura 4.4. Pode constatar que a taxa da produção da eletricidade no verão é quase o dobro da produção no inverno para a produção no telhado e mais do

que dobro com a produção no parque de estacionamento. A diferença que se nota entre as duas figuras (Figura 4.4) advém da radiação solar incidente nos módulos PV em diferentes estações do ano. O parque de estacionamento recebe maior radiação solar nos módulos PV durante o verão e menor radiação solar no inverno devido a baixa inclinação dos módulos PV. No telhado a produção no inverno é maior que no parque, visto que os módulos com maior ângulo da inclinação permitem uma maior eficiência na produção durante época do inverno.

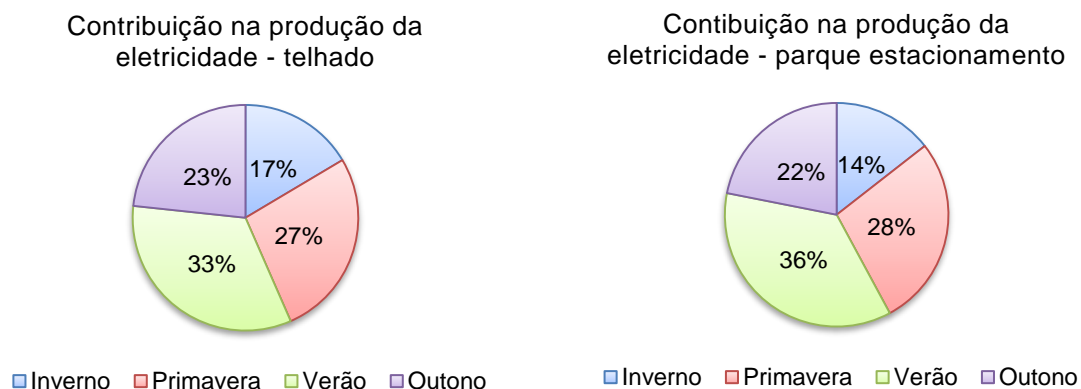


Figura 4.4 Contribuição sazonal na produção total anual da eletricidade no telhado e no parque de estacionamento

A produção PV num período de 25 anos é ilustrada na Figura 4.5, considerando a degradação anual no rendimento 0,7% a partir do primeiro ano. O total da produção que pode ser esperado no final dos 25 anos com inclinação de 30° e 35° no telhado e parque de estacionamento é estimado em 9,7 GWh, 9,1 GWh e 10,6 GWh, respetivamente.

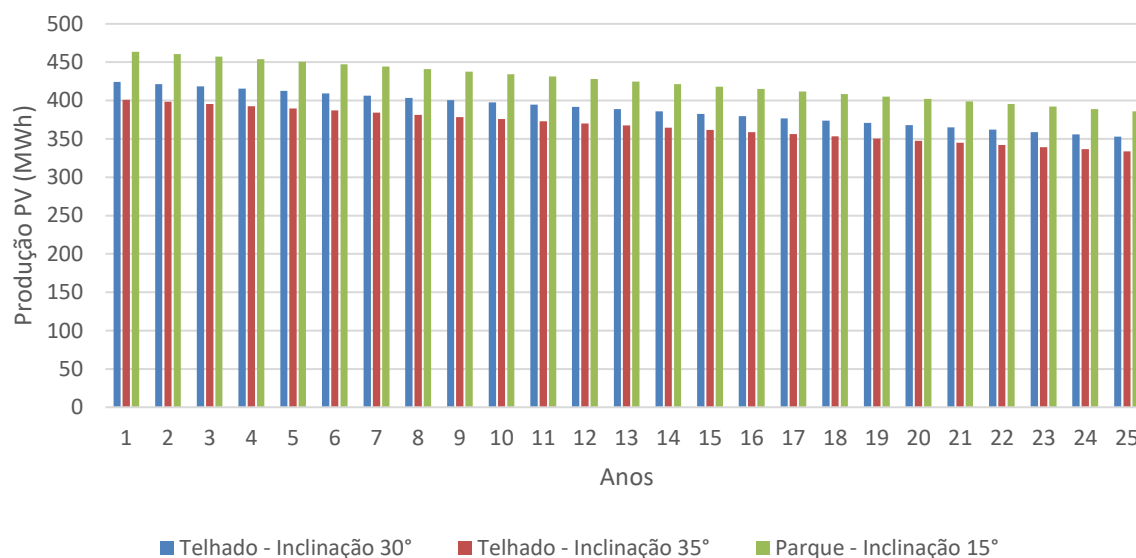


Figura 4.5 Produção da eletricidade no período de 25 anos com degradação anual para as 3 opções do sistema PV no telhado e parque de estacionamento do edifício Decathlon Almada

4.2.1. Perfis diários da produção de eletricidade

Os perfis da produção diária são apresentados com intervalos de uma hora ao longo do dia para cada mês. Para demonstrar a curva dos perfis da produção diário foi considerado o cenário da produção no telhado com inclinação de 30° e cenário de produção no telhado e parque de estacionamento. O cenário de produção no telhado com ângulo da inclinação de 35° deixou-se de usar nesta fase, visto que o relativamente ao perfil diário com intervalos horários não existe grandes diferenças entre a inclinação dos módulos de 30° e 35°, a diferença entre os dois ângulos só se nota em produção acumulados.

A produção diária tem um perfil característico, ou seja, tem produção zero da eletricidade durante as horas em que não há radiação solar, apresentando um aumento progressivo até ao meio dia e depois uma diminuição da produção de eletricidade, como pode constatar na Figura 4.6 e Figura 4.7 que mostram o perfil de produção diária com um comportamento horário para todos os meses no primeiro ano da produção.

A maior produção regista-se no momento em que os raios solares começam a incidir perpendicular à superfície dos módulos PV. É de constatar que a curva de produção segue a trajetória da curva da irradiação solar durante o percurso solar.

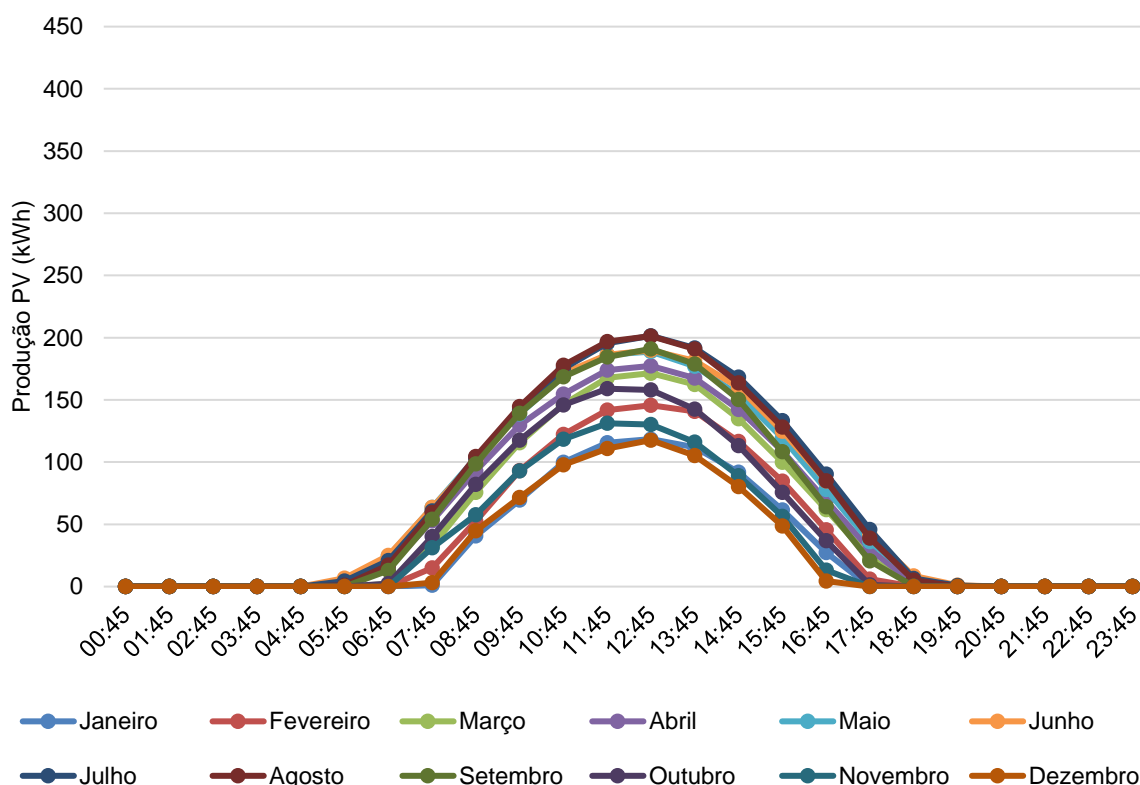


Figura 4.6 Perfil da produção diária no telhado do edifício Decathlon Almada para cada mês

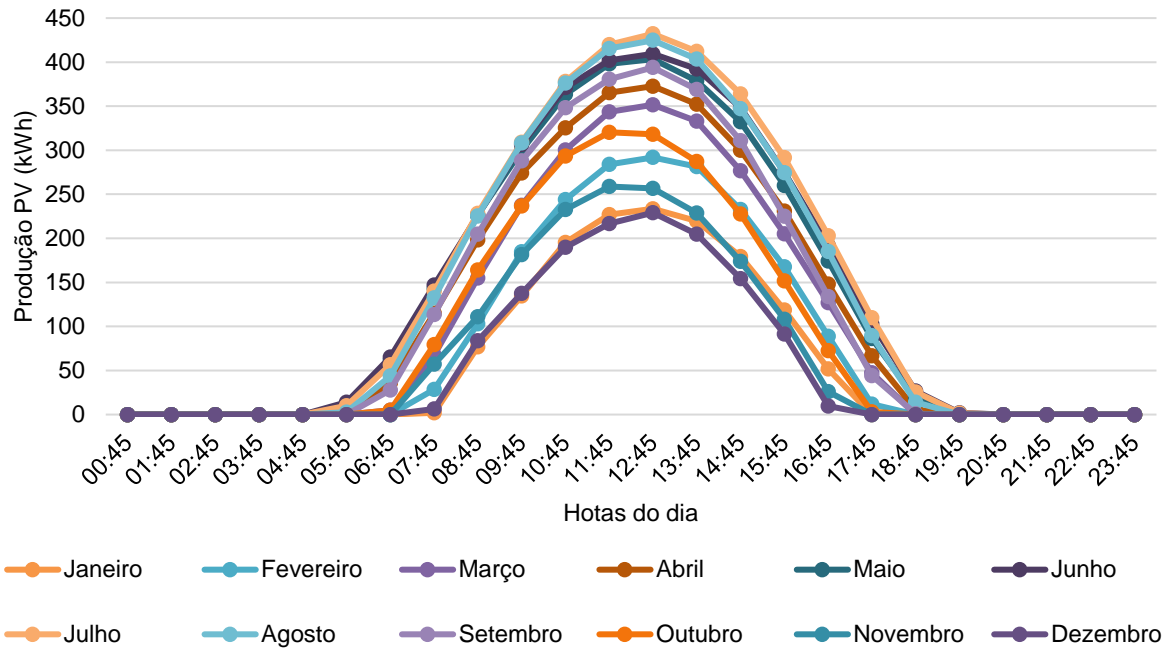


Figura 4.7 Perfil de produção diária no telhado e parque de estacionamento do edifício Decathlon Almada para cada mês

O perfil sazonal da produção PV, é demonstrado na Figura 4.8. A diferença na produção PV no período de inverno para verão com produção só no telhado é na ordem dos 13 % e com a produção no telhado e parque de estacionamento a diferença é cerca de 18%.

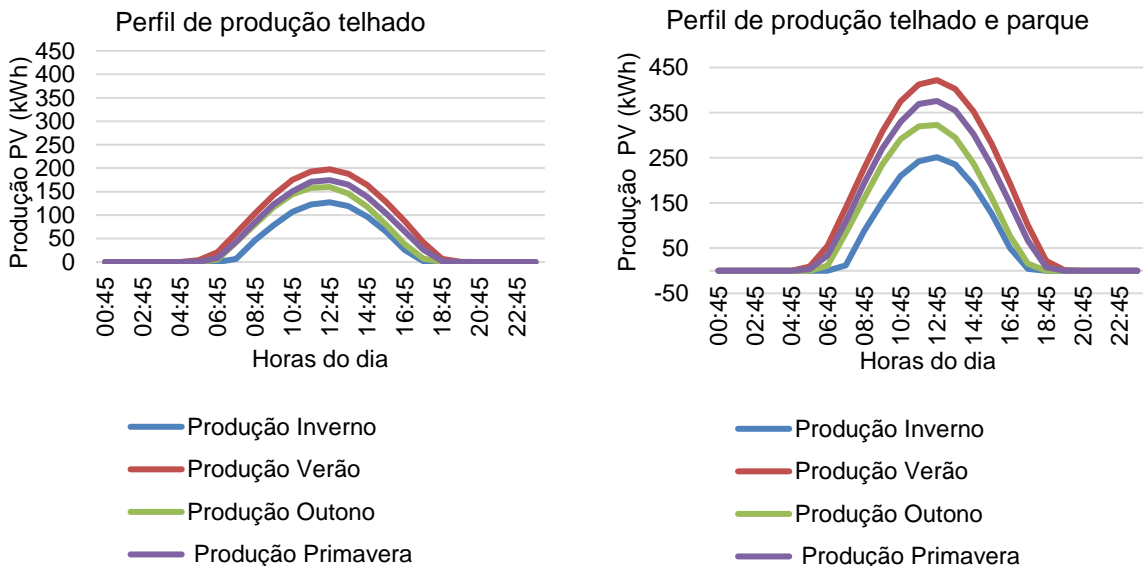


Figura 4.8 Perfil de produção diária para cada estação com sistema PV no telhado e no telhado e parque de estacionamento do edifício Decathlon Almada

4.3. Consumo de eletricidade no edifício Decathlon Almada

Há que recordar aqui que o consumo estimado para edifício Decathlon Almada foi ajustado a partir da adaptação do perfil do consumo diário/horário do edifício Decathlon Évora como explicado no subcapítulo 3.2. Dado que os meses com maior consumo elétrico é definido pelo uso de aquecimento e arrefecimento é importante referir da diferença de temperatura entre concelho de Évora e Almada. Segundo CME (2014), o concelho de Évora, influenciado pela latitude e pelo afastamento marítimo, os meses de verão atingi temperaturas muito elevadas e nos meses de inverno a temperatura é medianamente baixas, sendo o maior valor de temperatura máxima registado no mês de julho com 42°C e menor valor de temperatura mínima registada em janeiro com -2,9°C. Pelos dados da temperatura de Almada referido anteriormente na subcapítulo 3.2, a temperatura verão e inverno no concelho de Almada é inferior a temperatura de Évora, pelo que o uso de sistema de aquecimento e arrefecimento pode ser maior no concelho da Évora.

O consumo anual da eletricidade do edifício foi estimado em 205 MWh. Na Tabela 4.4 está apresentado o consumo diário e mensal do ano 2015. A partir da Figura 4.9 é de notar diferentes variações no consumo ao longo ano, em que o mês de janeiro é o que apresenta maior consumo seguido pelo mês de agosto, fevereiro e julho, ao passo que o mês de outubro é o que tem menor consumo. Os meses com elevado consumo são determinados pelo funcionamento do sistema de aquecimento e ar condicionado (meses de inverno e verão).

Tabela 4.4 Estimativa do consumo diário e mensal da eletricidade (ano 2015) para edifício Decathlon Almada

Meses	Consumo mensal (kWh)	Consumo diário (kWh)
Janeiro	38 431	1 240
Fevereiro	19 522	697
Março	17 287	558
Abril	11 323	377
Mai	12 437	401
Junho	16 354	545
Julho	19 068	615
Agosto	20 372	657
Setembro	11 617	387
Outubro	9 864	318
Novembro	12 830	428
Dezembro	15 574	502

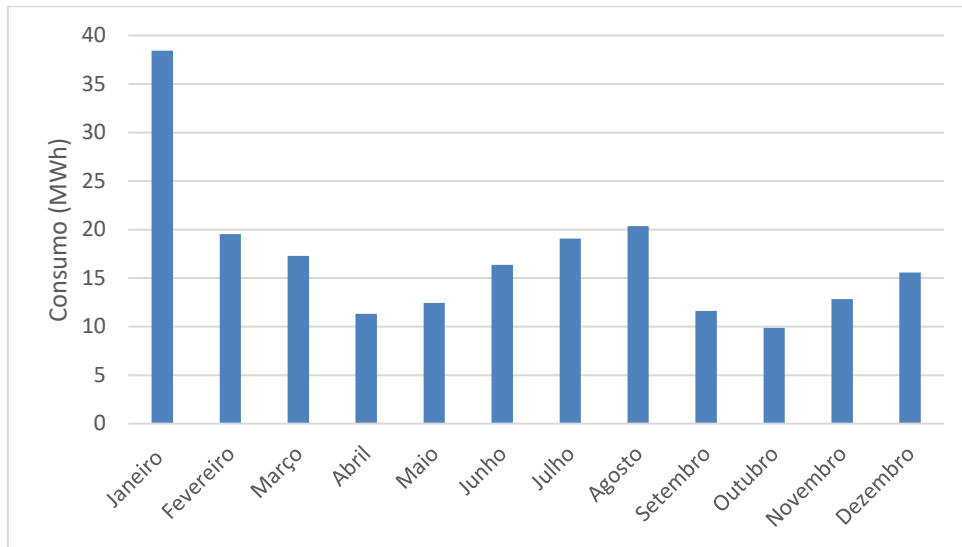


Figura 4.9 Estimativa do consumo mensal (ano 2015) no edifício da Decathlon Almada

A variação do perfil diário para um mês de cada estação com intervalo de uma hora é ilustrada na Figura 4.10. A variação no perfil do consumo diário da eletricidade apresentou comportamentos diferentes para os diferentes meses. Pode verificar-se através Figura 4.10 que o mês de outubro apresenta um perfil do consumo com poucas flutuações, enquanto que os outros apresentam maiores flutuações no consumo, sendo o mês de julho o que apresenta a maior flutuação. Pode ainda constatar que o consumo diário é maior no período de inverno do que no verão. Este ciclo sazonal é devido a variação de uso da eletricidade em sistema AVAC. É possível observar ainda que o no período de 22:00 a 9:00 o consumo é constante, pois o edifício encontra encerrado nessas horas.

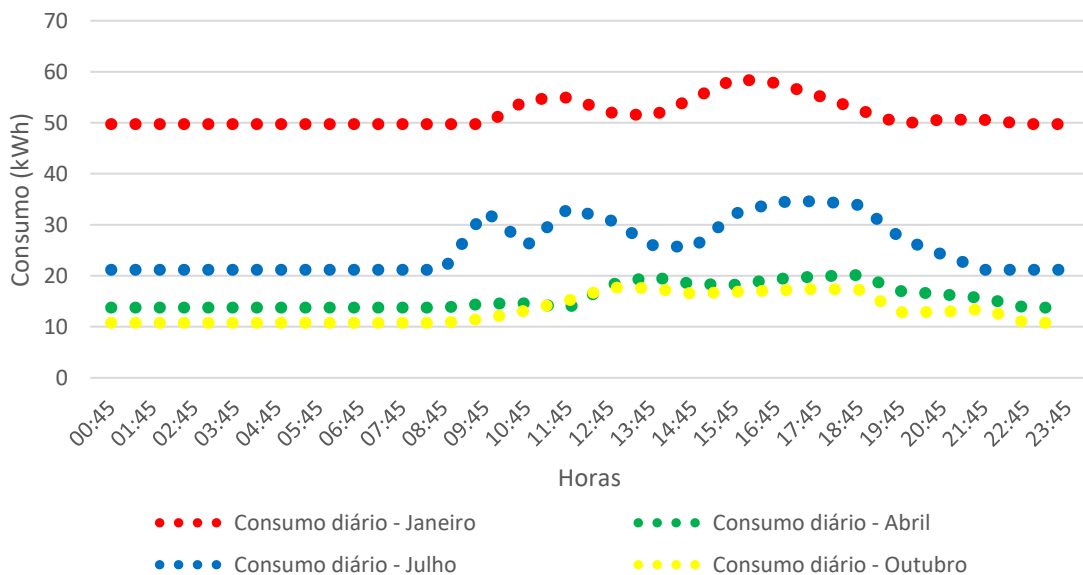


Figura 4.10 Perfil do consumo diário do consumo (ano 2015) para um mês de cada estação "Inverno, Verão, Primavera e Outono" no edifício da Decathlon Almada

4.3.1. Relação entre o consumo e produção da eletricidade do edifício

Dado que a produção e o consumo da eletricidade nem sempre coincidem, quer ao longo do dia, quer ao longo do ano, a curva de produção é comparada com a perfil do consumo diário da eletricidade. A produção PV é intermitente que não está disponível 24 por dia, pelo que torna necessário combinar a produção com sistema ligado à rede ou um sistema com bateria. A parte da eletricidade autoconsumida pelo edifício corresponde ao período da produção PV. O aproveitamento da eletricidade para autoconsumo, depende da totalidade de correspondência entre a produção e consumo.

A Figura 4.11 ilustra a relação entre o perfil da produção PV diário para um dia típico do mês de cada estação do ano com consumo da eletricidade diário da mesma, onde podem ser observadas a quantidade da eletricidade produzida pelo sistema PV que é autoconsumida pelo edifício Decathlon Almada. Pela Figura 4.11 verifica-se que aproveitamento da eletricidade produzida é muito reduzido, grande parte da produção PV corresponde ao excesso produzido.

Visto que o aproveitamento é muito reduzido com a produção no telhado e parque de estacionamento, a potência instalada foi reduzida de forma a otimizar a produção PV em função do consumo para aumentar o aproveitamento da produção PV. A Figura 4.12 apresentado um perfil da relação de consumo com produção em que foi considerado a produção só no telhado. No entanto com a produção em toda à area do telhado como há grande produção da eletricidade em reação ao consumo uma parcela significativa da eletricidade produzida corresponde à eletricidade excedente que não é aproveitada pelo edifício. Pode constatar pela Figura 4.12 que o aproveitamento da produção PV continua a ser reduzida, há muito excesso produzido, o que não é muito vantajoso para o produtor.

Por forma a ter uma produção mais otimizado em função do consumo, criou-se um novo perfil de produção (Figura 4.13), com uso de uma parcela da área telhado efetiva para instalação dos módulos (29,6%), assim possibilita a instalação de uma potência mais adequada à necessidade de consumo. A produção PV total do novo perfil corresponde ao consumo do mês outubro, que é mês que tem menor consumo de eletricidade. Dessa forma minimiza excedente produzido e boa parte de produção é absorvida pelo consumo, como pode constatar na Figura 4.13.

Comparando os três perfis (Figura 4.11, Figura 4.12 e Figura 4.13), pode verificar pela Figura 4.11 e Figura 4.12 que o sistema PV está sobredimensionada, pois uma parte significativa da produção PV é excedente da produção, visto que a produção é muito maior que consumo, já na Figura 4.13 verifica-se que a curva de consumo e produção tem mais equilíbrio. Conclui-se assim que quando a produção PV total for menor que a quantidade total consumida pelo edifício o autoconsumo é maior. Verifica-se ainda que na temporada de verão a taxa de aproveitamento da eletricidade é menor em comparação com a temporada de outono, primavera e inverno, pois na temporada de verão há maior produção. No período de verão o sistema PV é capaz de satisfazer toda a necessidade da eletricidade para arrefecimento durante as horas que há radiação solar.

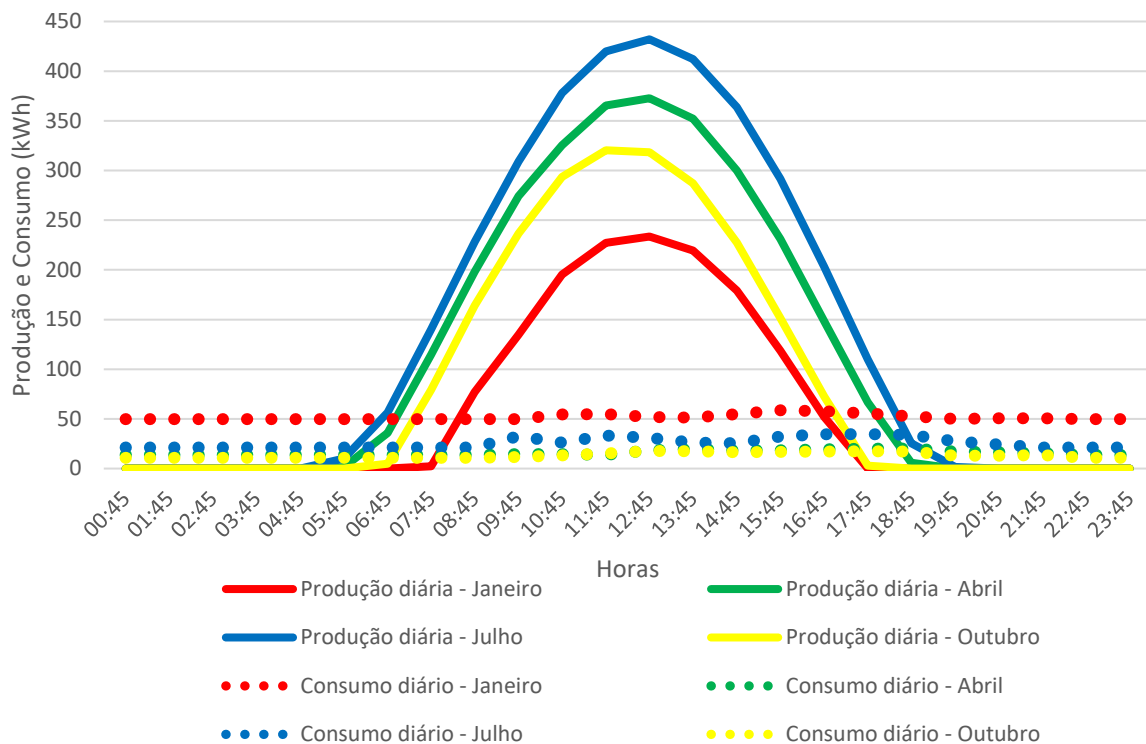


Figura 4.11 Perfil diário da produção PV no telhado e parque de estacionamento com o consumo da eletricidade do edifício Decathlon Almada

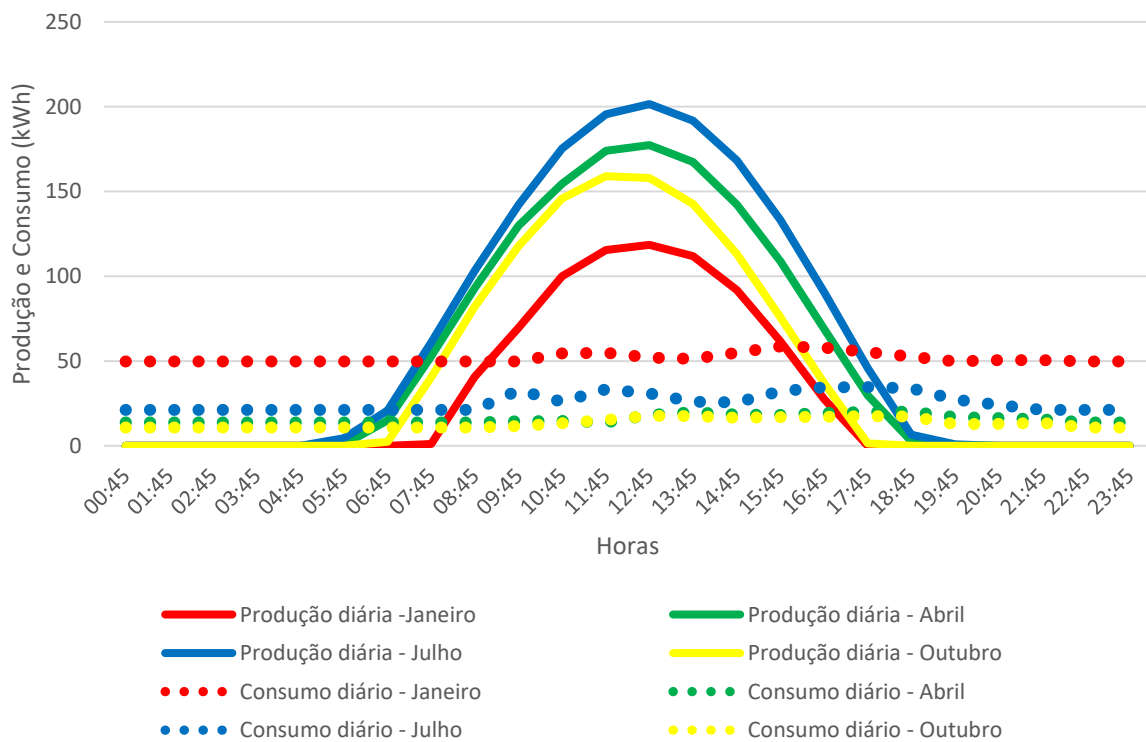


Figura 4.12 Perfil diário da produção PV com o uso de toda a área do telhado com o consumo da eletricidade do edifício Decathlon Almada

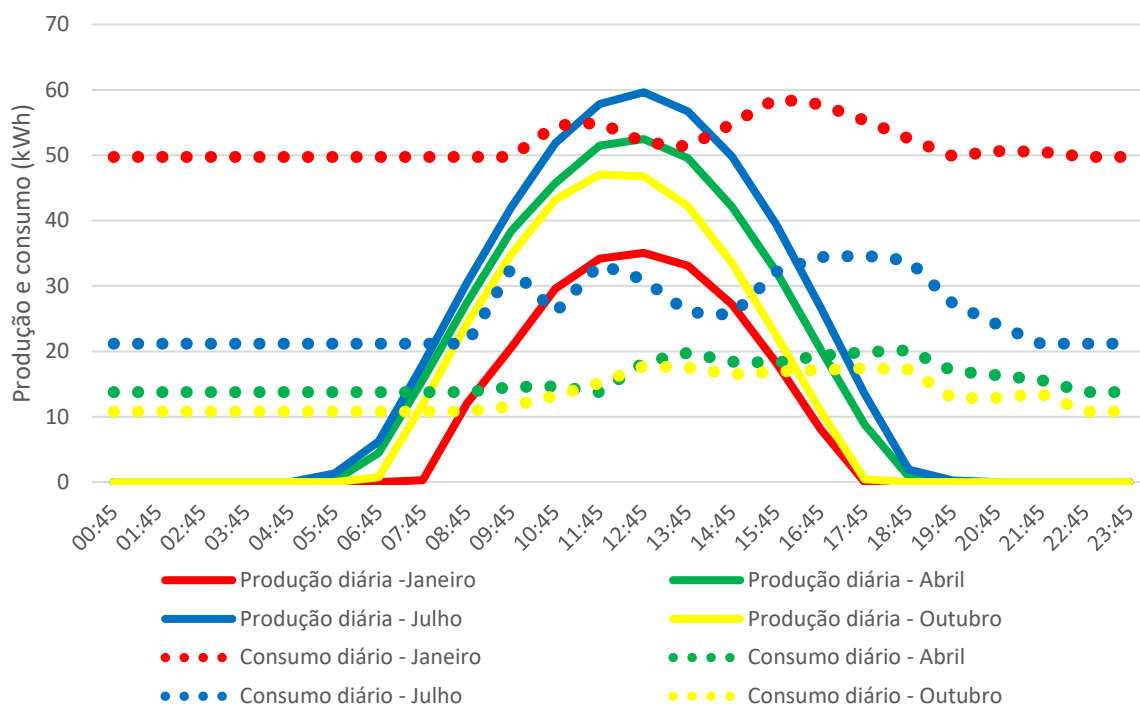


Figura 4.13 Perfil diário da produção PV com uso só de uma parcela da área do telhado com o consumo da eletricidade do edifício Decathlon Almada

Durante o período de um ano analisado, a produção da eletricidade com o uso de toda a área adequada do telhado é superior ao consumo e grande parte da eletricidade pode ser exportada para a rede com sistema PV ligado à rede. No entanto para uma análise mensal pode notar pela Figura 4.14 que o mês de janeiro e fevereiro o consumo é maior que a produção. Entretanto ter uma produção maior que consumo não significa que a produção PV pode atender todas as necessidades do consumo, uma vez que o consumo PV só é possível nas horas de produção PV e essa não está disponível 24 horas por dia. Porém quanto é considerado o cenário da produção com uso só de uma parcela da área do telhado a produção total anual é inferior ao consumo, logo a quantidade injetada na rede é menor como pode constatar pela Figura 4.15.

É visível pelas Figura 4.14 e Figura 4.15 que o mês com menor produção tem maior aproveitamento da eletricidade, ou seja, no período inverno têm maior taxa de autoconsumo. Verifica-se que à medida que a produção aumenta a quantidade da eletricidade injetada à rede aumenta devido ao baixo autoconsumo. A quantidade da eletricidade que é injetada na rede depende da variação sazonal. Nota-se pelas figuras que na temporada de verão existe uma maior taxa de injeção na rede, pois é onde ocorre a maior produção. É importante realçar que devido a degradação do rendimento na produção com o decorrer dos anos começa a diminuir a taxa de injeção da eletricidade na rede e autoconsumo, por outro lado a quantidade da eletricidade que é importada da rede aumenta.

A curva que representa a eletricidade injetada na rede foi obtida pela diferença entre o autoconsumo e a produção PV. A curva da eletricidade importada da rede é dada pela diferença entre autoconsumo

e consumo do edifício. A curva de autoconsumo é evidente que é obtido através do consumo no momento da produção da eletricidade pelo sistema PV (Figura 4.14 e Figura 4.15).

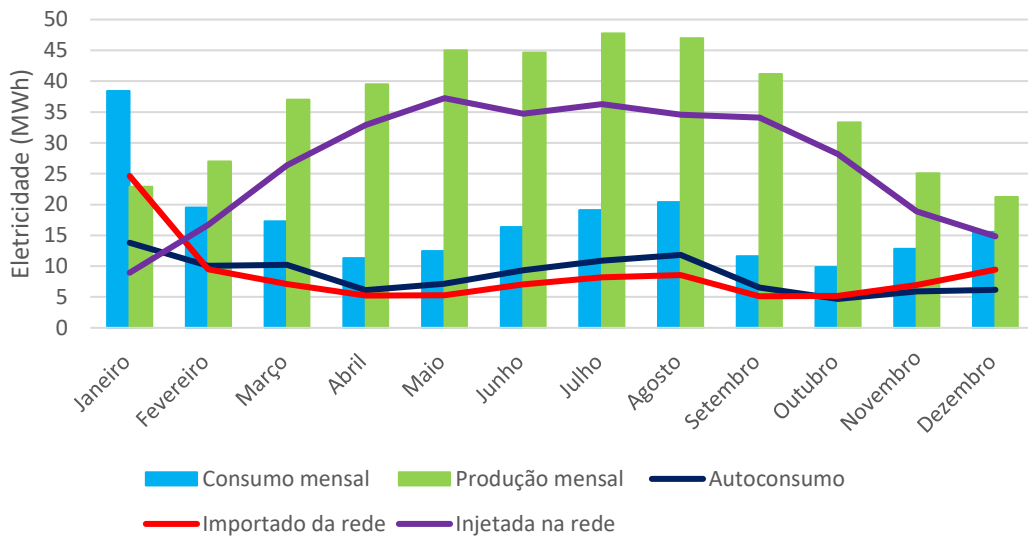


Figura 4.14 Cenário de autoconsumo para 1º ano da produção PV com instalação do sistema PV no telhado do edifício Decathlon Almada ligado à rede

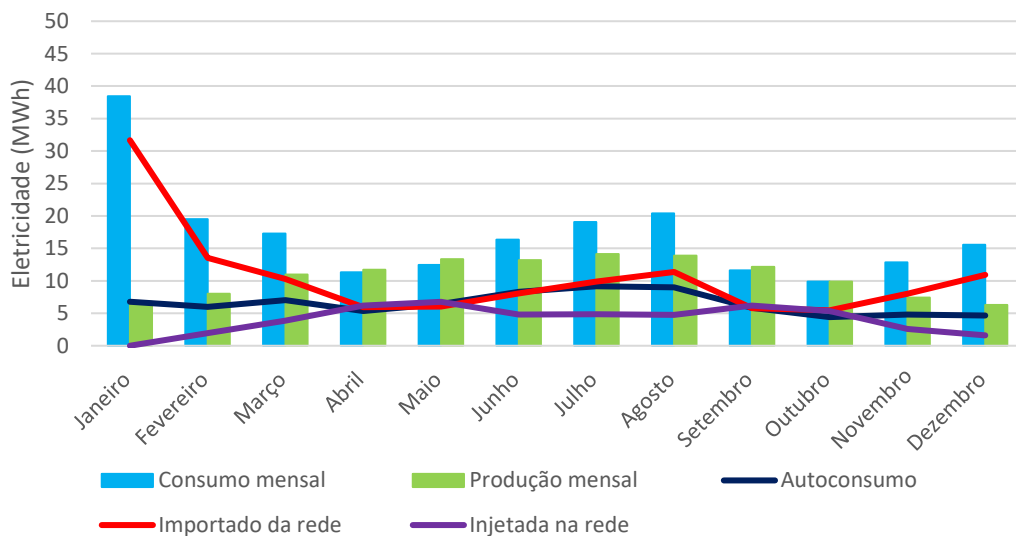


Figura 4.15 Cenário de autoconsumo para 1º ano da produção PV com instalação do sistema PV só numa parte do telhado do edifício Decathlon Almada ligado à rede

Relativamente a sistema com bateria pode notar através da Figura 4.16 que mesmo com uso de bateria para armazenamento, com capacidade de 491 kWh, uma boa parte da eletricidade é injetada na rede, pois a produção excede o consumo na maioria dos meses. Pode concluir-se que para que para aumentar o autoconsumo em sistema PV com bateria, o sistema deve ser dimensionado para ter uma produção equivalente ao consumo nos meses da maior produção, por forma a evitar a produção em excesso. Quando é considerado a produção PV com uso só de uma parcela do telhado com uma

bateria com capacidade para armazenar 224 kWh, evita que haja o excedente para ser injetada na rede como pode constatar na Figura 4.17. A curva de autoconsumo para sistema com baterias representa a quantidade da eletricidade que consumida diretamente do sistema PV e a quantidade extraída da bateria. Para os meses em que o consumo não é elevado e a quantidade que é necessária para as horas que não há produção é inferior a capacidade da bateria a curva de importação da eletricidade da rede iguala a zero (Figura 4.16, Figura 4.17).

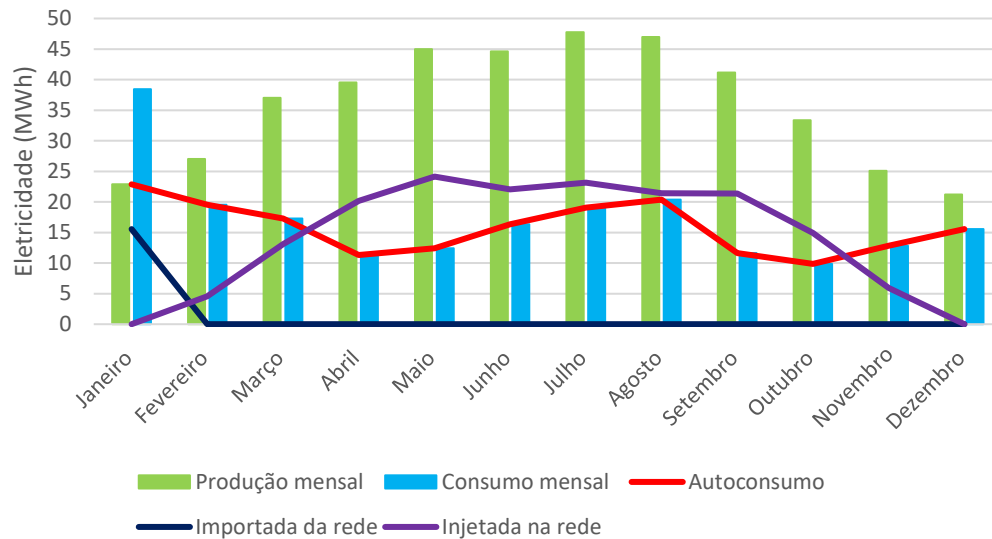


Figura 4.16 Cenário de autoconsumo com bateria para 1º ano de produção PV com instalação de sistema PV no telhado do edifício Decathlon Almada

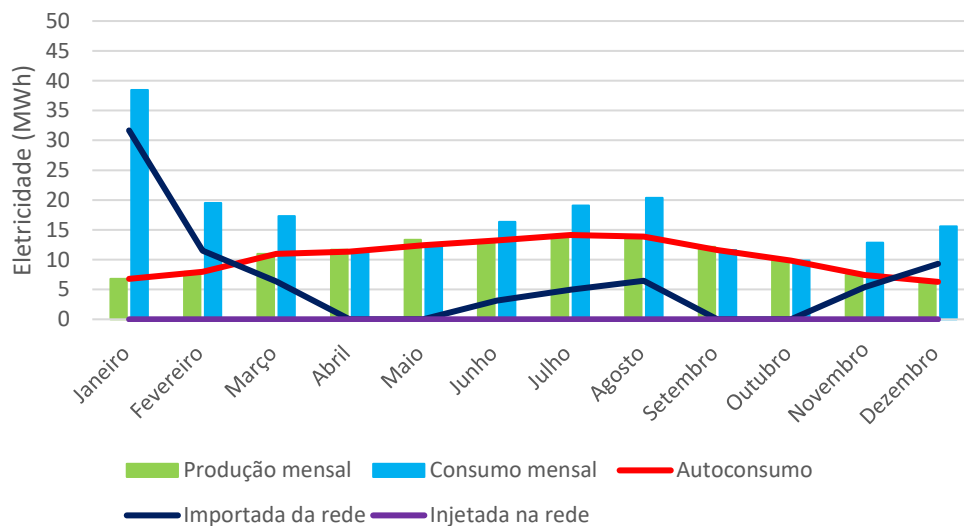


Figura 4.17 Cenário de autoconsumo com bateria para 1º ano de produção PV com instalação de sistema PV numa parcela da área do telhado do edifício Decathlon Almada

Taxa de autoconsumo e auto-suficiência

A Figura 4.18 ilustra a variação taxa de autoconsumo (quantidade da eletricidade que o edifício é capaz de utilizar no momento da produção da eletricidade pelo sistema PV) para sistema ligado à

rede e Figura 4.19 ilustra taxa de autoconsumo para sistema PV com bateria. Observando os valores de rácio de autoconsumo, verifica que com a produção em toda a área do telhado existe um menor índice de autoconsumo em comparação com a produção só numa parcela do telhado, pois existe maior produção PV com cenário da produção em toda a área do telhado.

Para sistema ligado à rede (Figura 4.18), o autoconsumo no período de um ano representa cerca 26% do consumo do edifício com produção em toda a área do telhado do edifício. Se for com a produção só numa parcela da área do telhado o autoconsumo anual representa cerca de 61% do consumo de edifício, isto porque existe menor produção que faz com que o índice de autoconsumo aumenta. Pode constatar que ao longo do ano o edifício não conseguiu aproveitar nem a metade da eletricidade que produz com sistema PV em toda a área do telhado, isto é, a medida que a potência instalada aumenta em relação ao consumo, o excedente produzido aumenta e a taxa de autoconsumo diminui. De acordo com o indicador de autoconsumo é preferível escolher um perfil em que não haja muito excesso de produção e a eletricidade autoconsumida é maior, ainda que haja excesso.

Ao contrário do sistema PV ligado à rede no sistema PV com bateria, a quantidade da eletricidade que é autoconsumida é maior (Figura 4.19), uma vez que o excedente é armazenado para ser consumida nas horas quando não há produção. A Figura 4.19 mostra o índice de taxa de autoconsumo para cada mês para sistema com baterias. A percentagem de autoconsumo no período de um ano é de 44%, considerando a produção em toda a área do telhado com sistema de armazenamento com capacidade para armazenar 491 kWh. Quando é considerado a instalação do sistema só numa parcela da área do telhado com a capacidade de bateria para armazenar 224 kWh o índice de autoconsumo anual aumenta para 99% devido redução no excesso produzido. Pode constatar ainda na Figura 4.19 que com a produção só numa parcela da área do telhado a taxa de autoconsumo atinge valores elevados quase sempre 100%.

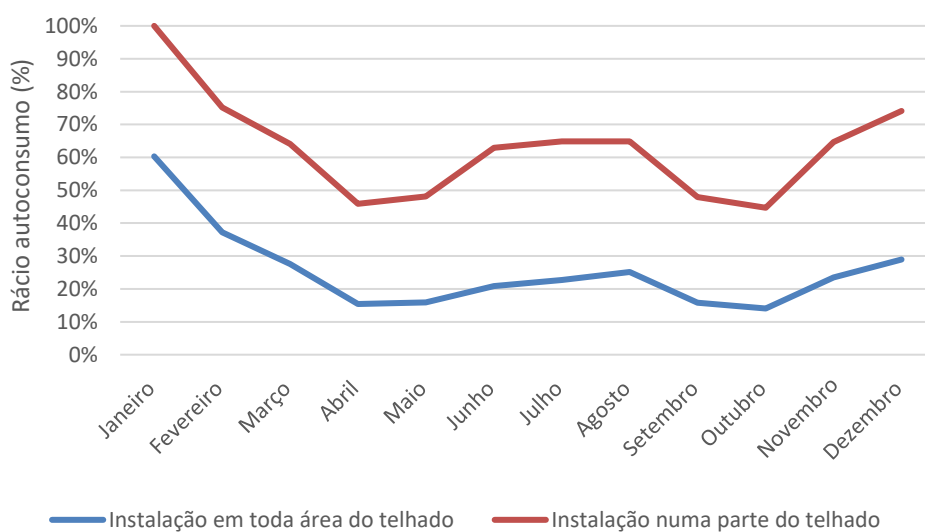


Figura 4.18 Cenário de índice de autoconsumo do edifício Decathlon Almada para 1º ano com sistema ligado à rede

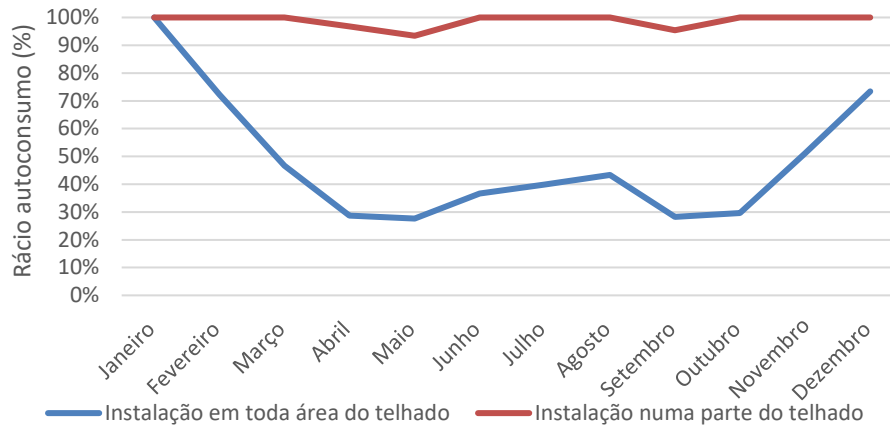


Figura 4.19 Cenário de índice de autoconsumo do edifício Decathlon Almada para 1º ano para sistema com bateria

A Figura 4.20 ilustra taxa de auto-suficiência (dependência elétrica) para sistema PV ligado à rede. Pode constatar que nos meses em que a produção é elevada a auto-suficiência é maior. Portanto, aumentar a produção em relação à necessidade do edifício sempre diminuirá o autoconsumo, enquanto a auto-suficiência será aumentada ou permanecerá inalterada e quando a produção é reduzida o autoconsumo aumenta. O índice da auto-suficiência com instalação do sistema PV em toda a área do telhado período de um ano é na ordem dos 52%, com a produção numa parcela da área do telhado o índice de auto-suficiência anual reduz para 38%.

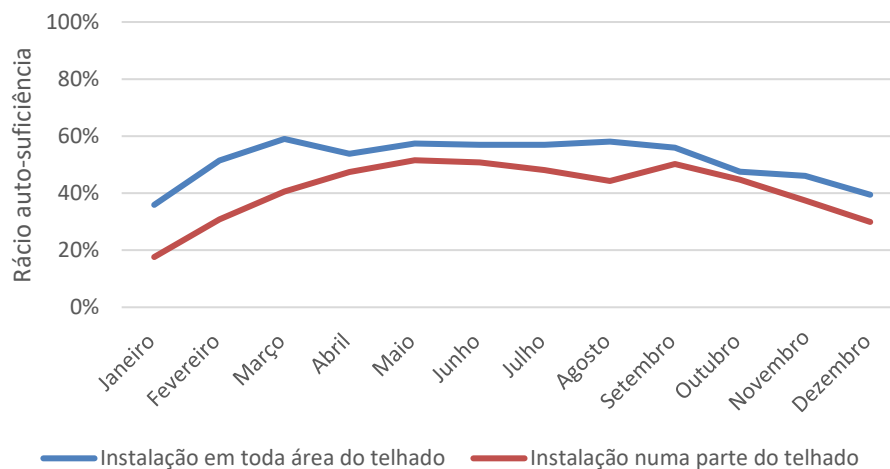


Figura 4.20 Cenário de índice de auto-suficiência do edifício Decathlon Almada para 1º ano com sistema ligado à rede

No caso de sistema com bateria a taxa de auto-suficiência é maior atingindo os 100% na maioria dos meses com a instalação do sistema PV em toda a área do telhado como pode constar na Figura 4.21, visto que devido ao uso da bateria a dependência elétrica é maior, pois a quantidade da eletricidade necessária da rede é menor em comparação com sistema ligado à rede. O índice da auto-suficiência de sistema com bateria com instalação do sistema PV em toda a área do telhado período de um ano é na ordem dos 92% e com instalação PV só numa parcela da área do telhado o índice de auto-suficiência anual reduz para 62%. Conclui-se assim que apesar de existir mais dependência elétrica

com uso de toda a área do telhado, a otimização do sistema a implementar é importante por forma que o produtor evita produzir o excesso.

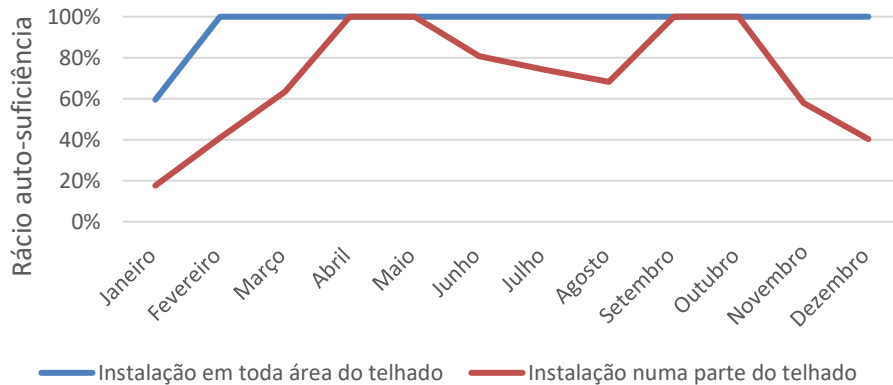


Figura 4.21 Cenário de índice de auto-suficiência do edifício Decathlon Almada para 1º ano com sistema com bateria

Balanço da eletricidade importada para a rede e exportada da rede no sistema PV ligado à rede

O balanço entre eletricidade importada da rede e exportada para rede pode ser observada na Figura 4.22 e Figura 4.23. O balanço é negativo quando a eletricidade importada da rede é maior que eletricidade injetada, significa que a produção total da eletricidade não é capaz de corresponder todas as necessidades do consumo do edifício, quando o balanço é positivo acontece o inverso. O balanço positivo corresponde a quantidade da eletricidade excedente. A quantidade da eletricidade que é injetada na rede é de todo maior que quantidade que é importada da rede com a instalação em toda a área do telhado como pode constatar na Figura 4.22. Com a produção em todo área do telhado entre janeiro e fevereiro a eletricidade produzida está sempre em défice perante o consumo. Por outro lado, com a produção numa parte do telhado a défice acontece na maioria dos meses como pode observar na Figura 4.23.

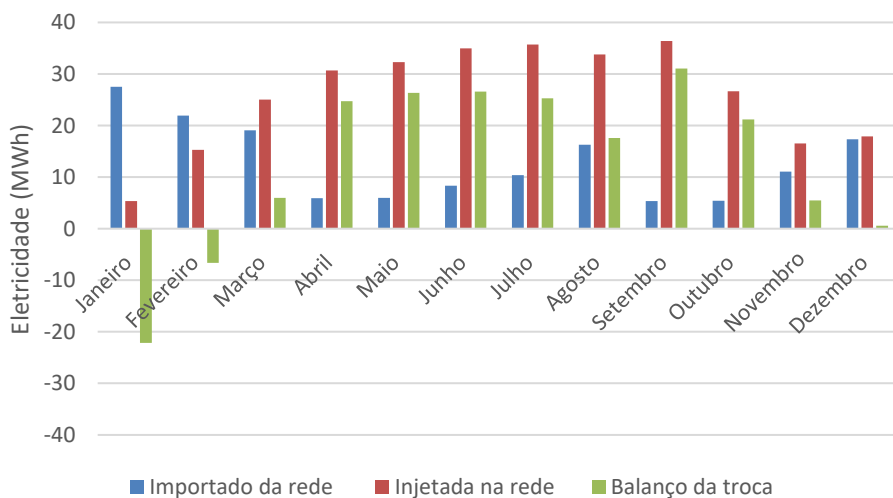


Figura 4.22 Cenário de balanço da eletricidade importada da rede e exportada para rede com a produção no telhado do edifício Decathlon Almada

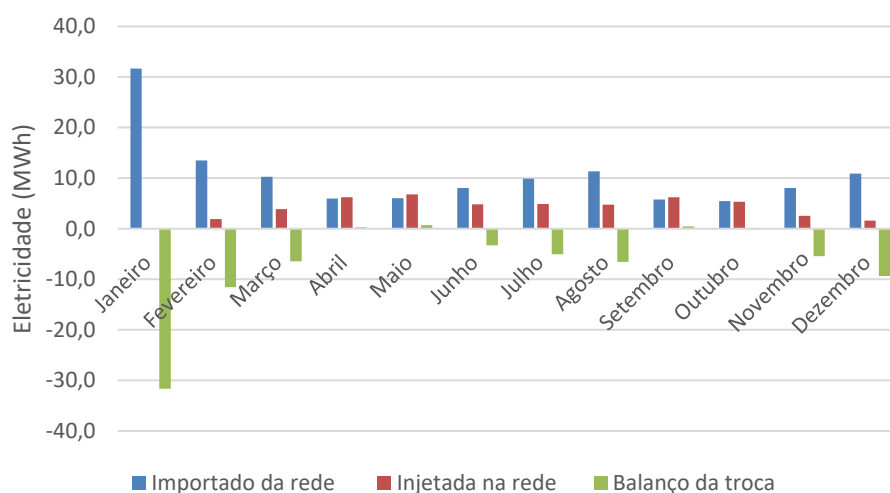


Figura 4.23 Cenário de balanço da eletricidade importada da rede e exportada para rede com a produção numa parcela da área do telhado do edifício Decathlon Almada

4.4. Viabilidade económica

O investimento na instalação do sistema PV só é possível quando a capacidade instalada é capaz de gerar receita suficiente para pagar investimento inicial feito e os custos globais de operação e manutenção e produzir um retorno razoável sobre o capital investido. Dependendo de vários fatores, o sistema PV pode não fornecer o desempenho financeiro inicialmente esperado. A receita obtida através da eletricidade produzida advém da venda da eletricidade ao comercializador. As despesas indicam os custos com a compra da eletricidade à rede, custo de operação e manutenção. Na Tabela 4.5 encontra-se de forma resumida os resultados de viabilidade económica para os cenários considerado e a tabela completa de apoio aos resultados dos parâmetros económico encontra em (Anexo 1: Indicadores económicos relativos a diferentes cenários de instalação).

Tabela 4.5 Resultados da viabilidade económica para sistema PV ligado à rede e com bateria

	Sistema PV ligado à rede			Sistema PV com bateria	
	Telhado e parque de estacionamento	Toda a área do telhado	Uma parte da área do telhado	Toda a área do telhado	Uma parte do Telhado
Investimento inicial (€)	719 448	296 305	96 150	761 882	328 938
PRI simples (anos)	17	11	8	>25	>25
PRI com taxa de desconto (anos)	>25	14	11	>25	>25
LCOE (€/kWh)	0,06	0,07	0,12	0,15	0,15
VAL (€)	-10 850	127 794	99 763,6	-655 426	-255 613
TIR (%)	2,9	6,7	11,2	-9,4	-7,9%
Poupança na compra ² (€)	348 745	328 629	249 267,9	606 331	403 577
RSI médio (%)	5,6	8,1	11,6	0,7	1,1

Os resultados com melhores valores de PRI, VAL e TIR correspondem à melhor rentabilidade face ao investimento. O TIR e VAL são iguais em termos de viabilidade do um projeto, isto porque o VAL só é

² A poupança na compra da eletricidade é a poupança acumulada durante a vida útil do sistema PV

positivo ou nulo quando TIR se igualar a taxa de desconto para determinar o VAL. O PRI com a taxa de desconto proporciona a recuperação de investimento elevado, em comparação com recuperação de investimento sem a taxa de desconto (Tabela 4.5). Entretanto, o resultado PRI com taxa de desconto é o mais seguro, pois considera a atualização de fluxo de caixa. A Figura 4.24, Figura 4.25 e Figura 4.26 ilustram o tempo necessário para VAL igualar ao investimento inicial, para os sistemas PV ligado à rede.

Perante os resultados, é possível constatar que instalação do sistema PV só numa parte área do telhado com ligação à rede é economicamente viável, pois apresenta um VAL muito satisfatório. A instalação em toda a área do telhado, apesar de ter o VAL positivo e um período de retorno de investimento vantajoso para o investidor como pode constatar na Figura 4.24, não configura uma situação interessante já que o quadro regulamentar atual não é vantajoso para o produtor vender o excedente à rede, pelo que não justifica a instalação em toda a área do telhado. Assim, a instalação do sistema PV apenas numa parte da área do telhado será o ideal para o produtor.

Pode constatar-se ainda pelos resultados (Tabela 4.5) que o uso da área do parque de estacionamento e telhado para produção PV não é economicamente interessante para o produtor para um sistema de autoconsumo, pois não há recuperação de investimento durante a vida útil do sistema (Figura 4.26). Apesar de existir um elevado potencial técnico com a área do parque de estacionamento e do telhado, o potencial económico não é satisfatório devido ao elevado custo de investimento inicial e ao grande excesso de produção PV que é injetada na rede, remunerada por uma tarifa muito reduzida. Pode ainda verificar-se que a poupança na compra de eletricidade na rede é maior com a instalação do sistema PV no telhado e no parque de estacionamento, no entanto, essa poupança não é suficiente para recuperar o investimento.

Como pode ser observada na Tabela 4.5, com o uso só de uma parte de telhado, o VAL revela ganhos superiores ao investimento inicial, ou seja, a instalação com menor potência tem mais ganho, pois o custo de investimento inicial é menor e começa a gerar lucro mais cedo. Ao contrário, o que acontece com o uso de toda a área do telhado, o VAL é inferior ao investimento inicial e começa a gerar lucro mais tarde por ter uma potência instalada maior requer um investimento maior.

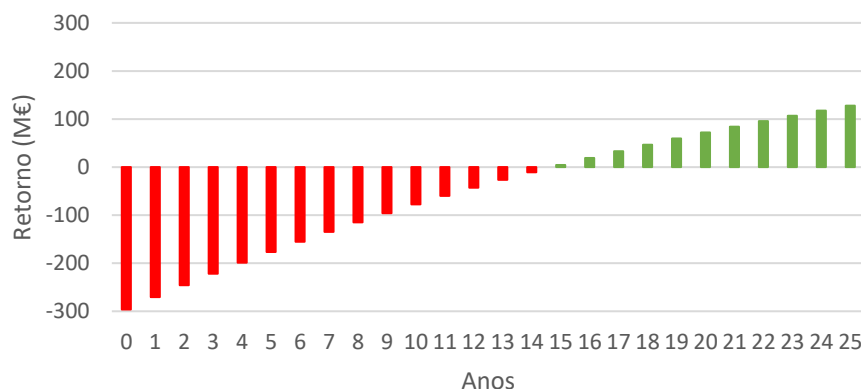


Figura 4.24 Retorno de investimento com atualização de caixa para sistema ligado à rede com produção em toda a área do telhado do edifício Decathlon Almada

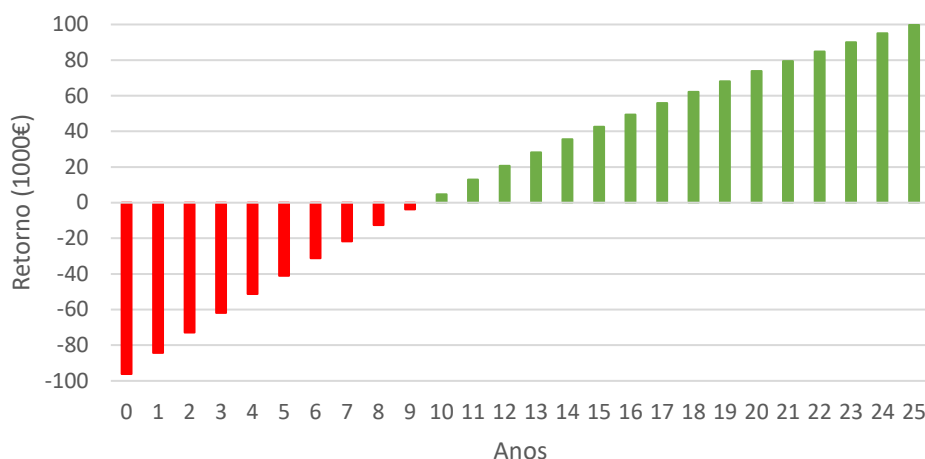


Figura 4.25 Retorno de investimento com atualização de caixa para sistema ligado à rede com produção numa parcela da área do telhado do edifício Decathlon Almada

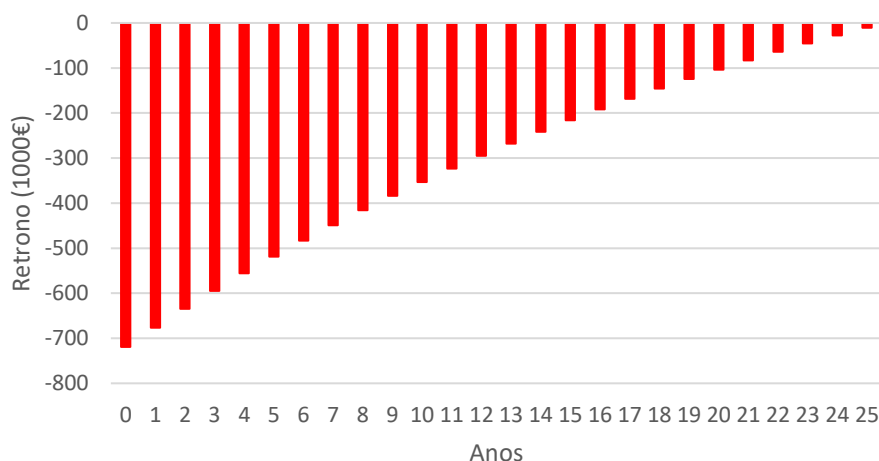


Figura 4.26 Retorno de investimento com atualização de caixa para sistema ligado à rede com produção no telhado e parque de estacionamento do edifício Decathlon Almada

Como é possível verificar nas Figura 4.27 e Figura 4.28, a implementação da bateria associado ao sistema PV, apesar de proporcionar uma poupança maior na compra da eletricidade à rede, o investimento não é viável devido ao seu elevado custo de investimento inicial e ao custo com a substituição de bateria, que faz com que o tempo de recuperação de investimento seja muito elevado. O sistema com armazenamento é o cenário com os piores resultados obtidos. Pode ser observada pela Figura 4.27 e Figura 4.28 que não se consegue recuperar o investimento no período útil do sistema PV, visto que fluxo de caixa não iguala o investimento inicial no período considerado para o sistema. No sistema com armazenamento, a maior parte da economia que o produtor consegue está associado à redução do consumo da rede, mas essa poupança não é suficiente para a recuperação do investimento.

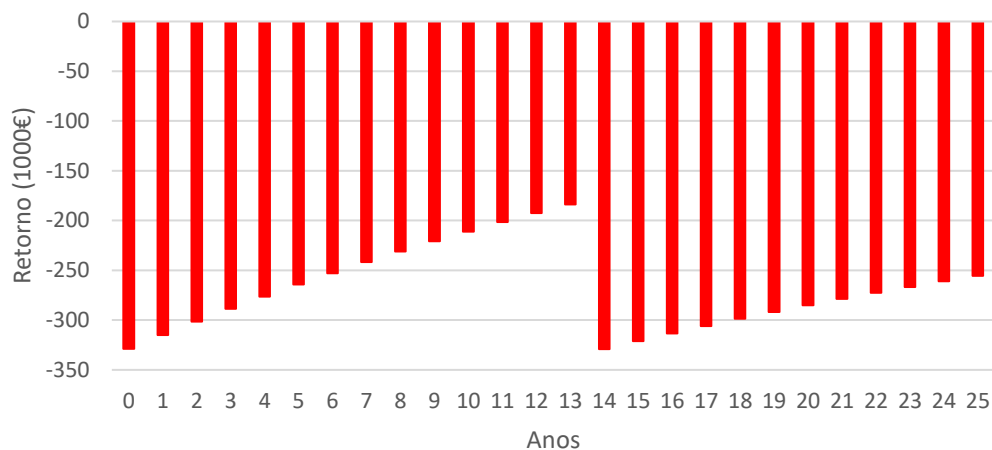


Figura 4.27 Retorno de investimento com atualização de caixa para sistema com bateria com produção em toda a área do telhado do edifício Decathlon Almada

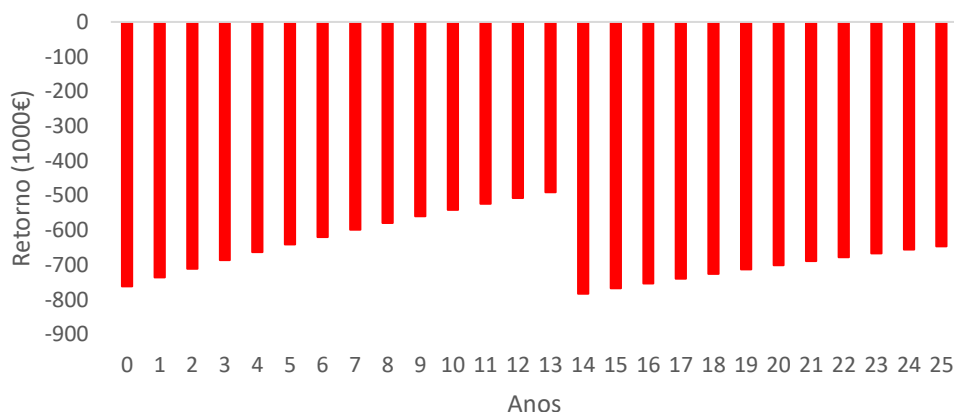


Figura 4.28 Retorno de investimento com atualização de caixa para sistema com bateria com produção numa parte do telhado do edifício Decathlon Almada

O resultado de LCOE (Tabela 4.5) foi comparado com a tarifa de compra da eletricidade à rede tendo-se revelado menor para o caso do sistema PV com ligação à rede, o que indica que o investimento é viável. Para o cenário com instalação em toda a área do telhado, o LCOE é muito abaixo da tarifa vigente, devido à grande produção da eletricidade. Para o sistema com produção no parque de estacionamento e telhado, o LCOE tem o menor valor de todos os casos avaliados, no entanto, este resultado não indica a viabilidade no investimento, pois o LCOE é baixo devido ao elevado potencial técnico, o que significa que para o investimento ser viável, o LCOE tem de baixar ainda mais.

Relativamente a RSI, os resultados demonstram que quanto maior for o RSI, maior é o lucro obtido sobre o capital investido. O cenário da produção numa parte do telhado é o que apresenta melhor resultado. O RSI tem uma tendência decrescente como é possível constatar na Figura 4.29, devido a redução na produção, que por sua vez influencia o lucro obtido. Pode observar ainda na Figura 4.29

que para o sistema com bateria existe um pico no 14^o ano de sistema PV, que indica que não houve lucro nesse ano, este pico deve-se a despesa com a substituição da bateria.

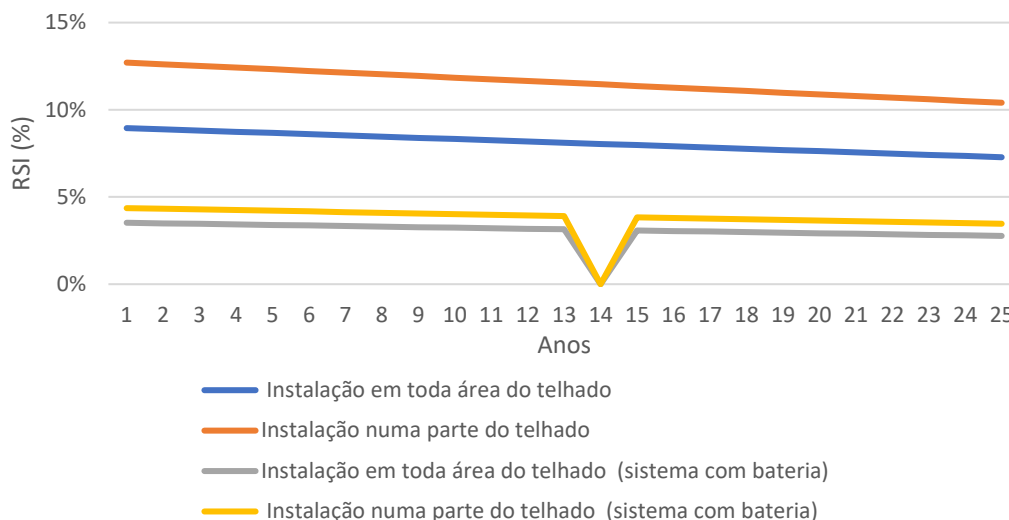


Figura 4.29 Retorno sobre o capital investido

Conclui-se que o sistema PV com menor potência e ligado à rede é o mais rentável, devido à maior taxa de aproveitamento da produção e menor quantidade da produção excedente, o que reduz o tempo de retorno de investimento. A grande diferença entre a produção em toda a área do telhado e apenas numa parte do telhado é relativa ao índice de autoconsumo: quanto maior for o índice de autoconsumo, melhor é o balanço entre a produção e consumo, portanto, a recuperação de investimento acontece mais cedo porque o sistema é dimensionado para não produzir em excesso, ao contrário do que acontece com uma instalação maior.

4.5. Emissões de CO₂

É apresentado o potencial da redução de emissão de CO₂ que pode ser alcançado no período de 25 anos. A quantidade anual de CO₂ evitado por ano com a instalação do sistema PV só no telhado e no telhado e parque de estacionamento é apresentado na Figura 4.30 e Figura 4.31. Com a produção PV no telhado e parque de estacionamento até ao final do ciclo de vida de sistema PV, foi estimado que a eletricidade produzida evita cerca de 6,6 kt CO₂. A emissão de CO₂ evitada com instalação só no telhado foi estimada em 3,2 kt CO₂. Com a degradação anual da produção e o aumento da energia renovável o valor da emissão evitada vai diminuindo ao longo dos anos (Anexo 2: Emissões de CO₂ evitadas).

Comprando as emissões de CO₂ evitadas estimada com as emissões do consumo da eletricidade nos edifícios terciários em município de Almada, as emissões diminuiriam de 91,9 kt CO₂ para 85,5 kt CO₂, assumindo que as emissões são constantes face ao ano 2006 até ao final da vida útil de sistema PV no edifício considerado. O solar PV contribui com cerca de 7% na redução total de emissões dos edifícios terciários até 2041.

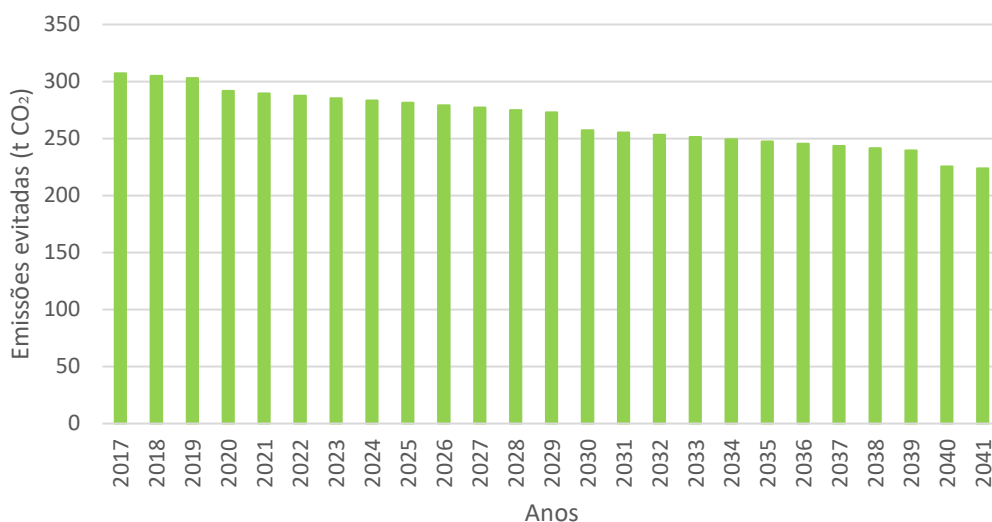


Figura 4.30 Emissão de CO₂ evitada com a produção PV no telhado e parque de estacionamento do edifício Decathlon Almada



Figura 4.31 Emissão de CO₂ evitada com a produção PV no telhado do edifício Decathlon Almada

Com base nas emissões de CO₂ evitada acumulado (Anexo 2: Emissões de CO₂ evitadas) o *payback time* de CO₂ do edifício considerado, assumindo a que consumo da eletricidade do edifício mantem-se constante, foi estimado em 4 anos para o cenário de instalação do sistema PV no telhado e parque de estacionamento, ou seja, a partir do 5º ano o edifício fica com um balanço zero de emissões como pode ser observado Figura 4.32. quando é considerado a instalação de sistema PV só no telhado do edifício o *payback time* de CO₂ estimado é de 9 anos (Figura 4.33). Consta-se assim que o com sistema PV conectado à rede pode contribuir para mitigação das emissões de CO₂ ao longo da sua vida útil.

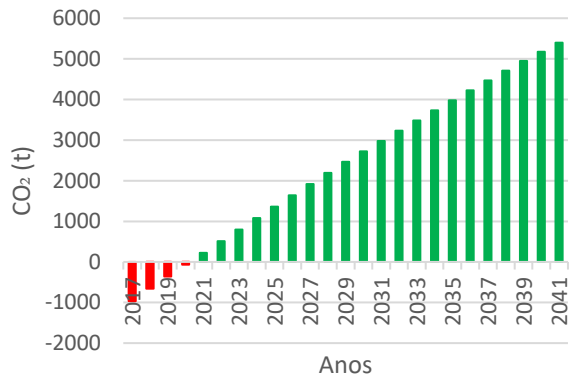


Figura 4.32 Payback time de CO₂ com instalação do sistema PV no telhado e parque de estacionamento do edifício Decathlon Almada

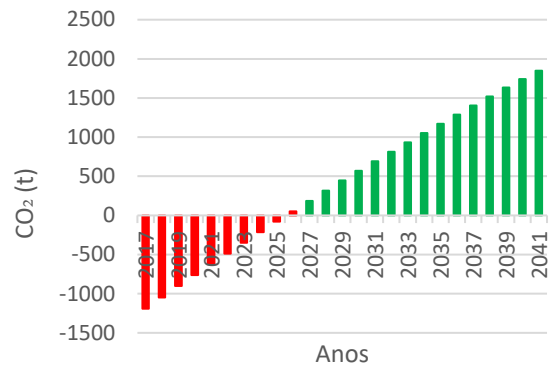


Figura 4.33 Payback time de CO₂ com instalação no telhado do sistema PV edifício Decathlon Almada

5. Conclusões

Esta dissertação foi desenvolvida visando avaliar o potencial técnico e económico de um sistema PV de produção da eletricidade no telhado de um grande edifício de serviço em Almada, assim como avaliar a contribuição da produção PV para redução de CO₂. Para responder aos objetivos propostos, realizou-se em primeiro lugar uma caracterização do edifício Decathlon Almada, que permitisse avaliar a área total do telhado efetiva para instalação de sistema PV, considerando os fatores como: existência de obstáculos, sombreamento e distância entre os módulos PV. De seguida procurou conhecer a radiação solar incidente sobre a dita área do telhado. O passo seguinte foi calcular o potencial técnico-económico e quantidade de CO₂ que pode ser evitada. O trabalho envolveu o desenvolvimento de diferentes cenários de produção de eletricidade por sistema PV, conforme a inclinação dos módulos PV: a) ângulo de inclinação 30° e 35° no telhado e b) 15° no parque de estacionamento. A avaliação da viabilidade económica foi realizada para o sistema ligado à rede e sistema com bateria para o cenário de produção da eletricidade PV no telhado e no telhado e parque, através dos indicadores económicos de modo a determinar a rentabilidade do investimento na instalação do sistema PV.

Para o caso do edifício Decathlon Almada, existe um elevado potencial técnico da produção de energia PV. É possível aproveitar a área do telhado disponível sem qualquer outra utilidade e transformar o edifício num produtor de eletricidade. A área do telhado adequado para a instalação de sistema PV permite uma potência instalada de 269 kWp para um ângulo de inclinação dos módulos PV de 30° e de 254 kWp para um ângulo de inclinação de 35°.

Em relação ao parque de estacionamento do edifício o aproveitamento da área disponível, representa pouco menos de metade da área bruta, cerca de 47%, considerando só cobertura para estacionamento sem a zona de circulação, o que em termos de potência é 304 kWp. Para um maior rendimento na produção de eletricidade, a instalação poderia ser feita no parque de estacionamento e telhado.

Os resultados mostram que os módulos instalados no parque de estacionamento recebem menos radiação solar no inverno, primavera e outono em comparação com o telhado, devido a baixa inclinação dos módulos PV e no verão recebe maior radiação, por seguintes razões: a) o ângulo solar é maior no verão, e b) devido ao baixo ângulo dos módulos, há uma maior incidência dos raios solares nos módulos na temporada de verão.

A produção anual da eletricidade os cenários analisados têm o potencial suficiente para satisfazer o consumo anual da eletricidade do edifício. No entanto, a produção PV é irregular devido à variação da radiação solar sazonal e diária, pelo que não existe uma correlação equilibrada entre o consumo e produção. Verificou-se que a sazonalidade pode condicionar o potencial técnico de produção do solar PV, uma vez que nos meses de inverno, a produção é menor e o consumo tende a ser elevado devido ao uso de sistemas de aquecimento, e por outro lado nos meses de verão a produção PV é elevado e o consumo é menor do que nos meses de inverno.

Pela observação do perfil da produção diária conclui-se que a variação no perfil de produção diário está diretamente relacionada com a variação da radiação solar ao longo do dia, visto que durante as primeiras horas de manhã e ao final da tarde, onde a incidência da radiação solar é menor, a produção é igualmente menor, nas horas solar a produção é maior atingindo o ponto de pico da produção ao meio dia.

Ao comparar a produção com o consumo, usando o índice de autoconsumo e auto-suficiência verificou-se, que com o sistema PV ligado à rede a taxa de autoconsumo anual é baixa na ordem dos 26%, para o sistema PV instalada em toda a área do telhado, ao passo que considerando a instalação do sistema PV só numa parcela da área do telhado a taxa de autoconsumo aumenta para 61%. Durante os meses de inverno em que a produção da eletricidade é baixa devido a menor radiação solar, a taxa de autoconsumo é maior. Para sistema com bateria a taxa de autoconsumo anual é cerca de 44% e 99% para instalação do sistema PV em toda a área do telhado e numa parcela do telhado respetivamente. Constatou-se que a grande diferença entre o sistema PV ligado à rede e sistema PV com baterias em termos de autoconsumo, é que o sistema com baterias proporciona maior taxa de autoconsumo, enquanto o sistema ligado à rede induz uma taxa de autoconsumo baixa dado que, o aproveitamento para autoconsumo só acontece durante o horário solar.

Relativamente à viabilidade económica, o sistema PV ligado à rede com produção no telhado mostra ser viável, no entanto o cenário de produção só numa parcela da área do telhado demonstra ser o ideal por ter um período de retorno de investimento mais baixo e um VAL acima do investimento inicial. Do ponto de vista do produtor, o cenário de produção numa parte do telhado é mais vantajoso, visto que há maior aproveitamento da produção e menor percentagem da eletricidade injetada na rede. O autoconsumo reduz a compra de eletricidade à rede, o que induz uma poupança pelo autoconsumo, e as economias crescem de forma sustentada durante o funcionamento do sistema PV ao longo de um período de vários anos. No atual quadro regulamentar, produzir a eletricidade para autoconsumo demonstra então ser viável no caso do edifício analisado, podendo considerar-se que o cenário é bastante otimista para produtor.

A grande diferença entre cenário de produção em toda a área do telhado e cenário de produção só numa parcela do telhado é relativamente ao índice de autoconsumo. Quanto maior for o aproveitamento da produção para autoconsumo menor é a quantidade da produção excedente que por sua vez reduz o tempo de retorno de investimento.

A conclusão a retirar é que, para regimes de autoconsumo como o que se promove atualmente em Portugal, o sistema PV deve ser otimizado para uma produção adequada ao consumo, para que o investimento possa ser viável, ou seja, se o perfil de produção não tiver um balanço equilibrado ao consumo, o produtor pode não recuperar o investimento por ter de vender o excedente ao comercializador a uma tarifa pouco vantajosa. Apesar do edifício apresentar um elevado potencial técnico para produzir eletricidade, não será possível o investimento em todo o potencial técnico. Podemos afirmar assim que a atual legislação penaliza o aproveitamento do potencial técnico existente nos edifícios comerciais.

Para o sistema fotovoltaico com bateria conclui-se que o investimento é inviável por ter um elevado custo de investimento inicial devido ao elevado custo de bateria, o que conduz a um preço de produção da eletricidade elevado.

A legislação de autoconsumo assume um papel crucial na implantação de sistema PV por parte de consumidores, visto que os consumidores podem produzir e consumir a sua própria eletricidade, reduzindo assim a sua dependência da rede pública. Por outro lado, a legislação atual não é muito vantajosa em termos de remuneração recebida, ao produzir o excesso de eletricidade, pois a tarifa de venda à rede é muito reduzida.

A produção PV no telhado e parque de estacionamento do edifício têm uma contribuição importante para o fornecimento da eletricidade de baixo carbono. Visto que a produção da eletricidade é muito maior que a eletricidade consumida no edifício, cria um balanço neutro em CO₂ em 4 anos, assumindo que o consumo da eletricidade do edifício se mantém igual ao presente. Utilizando a energia solar como fonte de energia primária, aproximadamente 307 t CO₂ serão evitadas pelo edifício no 1º ano do projeto. Apesar de esse valor se reduzir ao longo dos anos devido à degradação de eficiência dos módulos e à evolução do fator emissão da eletricidade da rede. É uma contribuição significativa para a redução de emissão de CO₂ no sector comercial do Município de Almada.

Concluindo, o resultado do potencial técnico demonstra que os telhados dos edifícios comerciais têm um elevado potencial para a produção da eletricidade PV e para além de tornar-se menos dependente das importações da eletricidade de grandes empresas da eletricidade e ainda pode providenciar diversos benefícios como: benefícios ambientais através da redução da emissão de gases de efeito de estufa, pela redução de uso combustíveis fósseis. Pode promover ainda oportunidades económicas para o proprietário do edifício através da venda da eletricidade à rede. A instalação massiva da energia fotovoltaica em Portugal poderá atender uma revelante parcela do consumo da eletricidade no futuro, dada a abundância do recurso solar no país.

Limitações do trabalho e recomendações futuras

No decorrer desta dissertação apresentou algumas limitações em relação as referências:

- Houve dificuldade na identificação da área exata afetada pelas sombras, visto que não foi possível conhecer as dimensões exatas dos elementos na origem da sombra no telhado do edifício Decathlon Almada.
- Falta de acesso aos dados do consumo da eletricidade do edifício Decathlon Almada, o que implicou a utilização de dados de um outro edifício semelhante com uma área relativamente mais pequena. Devido a esse facto a margem de incerteza associada a correlação entre o consumo da eletricidade e produção de sistema PV é maior.
- Os pressupostos assumidos nos cálculos da emissão de CO₂ que se desagrega em três pontos: a) o potencial de mitigação de CO₂ não levou em conta as emissões associadas ao ciclo de vida de sistema PV; b) a emissão dos edifícios terciários no município de Almada foi considerada constante tendo por base a emissão de referência 2006 e c) para o cálculo do

payback time de CO₂ foi assumido que o consumo da eletricidade do edifício mantém-se constante ao longo do período considerado.

- Na análise da viabilidade económica não foi considerada a variações das tarifa nem a taxa de inflação na tarifa de eletricidade ao longo dos anos.

Como recomendações futuras sugere-se uma análise técnica-económica com introdução das variações das tarifas da eletricidade e a taxa de inflação. Sugere-se ainda projeções das emissões de CO₂ evitadas que inclui análise do ciclo de vida do sistema PV e variações das emissões de CO₂ dada a emissão atual. Por último, recomenda-se uma análise de sensibilidade tanto na análise económica como na avaliação das emissões de CO₂ evitadas, devido as incertezas envolvidas que podem levar à imprecisão dos resultados finais.

6. Referências

- AEP. 2010. "Futur-Compet – Competências Empresariais Para O Futuro: Casos de Utilização de Energias Renováveis." *Associação Empresarial de Portugal*.
- Agência Portuguesa do Ambiente. 2015. "Programa Nacional Para as Alterações Climáticas 2020/2030." *Quadro Estratégico Para a Política Climática (QEPiC)*, 141. http://apambiente.pt/_zdata/Alteracoes_Climaticas_Relatorios/Art13MMR/2015_PAMs_report_art13MMR_PT.pdf.
- . 2017a. "Acordo de Paris." *Agência Portuguesa Do Ambiente*. <https://www.apambiente.pt/index.php?ref=16&subref=81&sub2ref=1367>.
- . 2017b. "Portuguese National Inventory Report on Greenhouse Gases, 1990 - 2015 Submitted under the United Nations Framework Convention on Climate Change and the Kyoto Protocol." Amadora. <http://www.apambiente.pt/>.
- AGENEAL. 2010. "Estratégia Local Para as Alterações Climáticas Do Município de Almada Plano de Acção Para a Mitigação." *Agência Municipal de Energia de Almada*. http://www.covenantofmayors.eu/index_en.html.
- Atmaja, Tinton Dwi. 2013. "Façade and Rooftop PV Installation Strategy for Building Integrated Photo Voltaic Application." *Energy Procedia* 32: 105–14. doi:10.1016/j.egypro.2013.05.014.
- Azadian, Farshad, and M. A M Radzi. 2013. "A General Approach toward Building Integrated Photovoltaic Systems and Its Implementation Barriers: A Review." *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 22 (June): 527–38. doi:10.1016/j.rser.2013.01.056.
- BABATUNDE, Akinola Adeyinka, and Serkan ABBASOĞLU. 2015. "Evaluation of Field Data and Simulation Results of a Photovoltaic System in Countries with High Solar Radiation." *TURKISH JOURNAL OF ELECTRICAL ENGINEERING & COMPUTER SCIENCES* 23: 1608–18. doi:10.3906/elk-1402-313.
- Ban-Weiss, George, Craig Wray, Woody Delp, Peter Ly, Hashem Akbari, and Ronnen Levinson. 2013. "Electricity Production and Cooling Energy Savings from Installation of a Building-Integrated Photovoltaic Roof on an Office Building." *Energy and Buildings* 56 (January): 210–20. doi:10.1016/j.enbuild.2012.06.032.
- Bergamasco, Luca, and Pietro Asinari. 2011. "Scalable Methodology for the Photovoltaic Solar Energy Potential Assessment Based on Available Roof Surface Area: Application to Piedmont Region (Italy)." *Solar Energy* 85 (5): 1041–55. doi:10.1016/j.solener.2011.02.022.
- Blue Oak Energy. 2017. "Solar Canopies." <http://www.blueoakenergy.com/solar-carports>.
- Branker, K, M J M Pathak, and J M Pearce. 2011. "A Review of Solar Photovoltaic Levelized Cost of Electricity." *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 15 (9): 4470–82. doi:10.1016/j.rser.2011.07.104.
- Brown, Austin, Philipp Beiter, Donna Heimiller, Carolyn Davidson, Paul Denholm, Jennifer Melius, Anthony Lopez, Dylan Hettinger, David Mulcahy, and Gian Porro. 2015. "Estimating Renewable Energy Economic Potential in the United States: Methodology and Initial Results." *Nrel/Tp-6a20-64503*. www.nrel.gov/publications.
- Byrne, John, Job Taminiau, Lado Kurdgelashvili, and Kyung Nam Kim. 2015. "A Review of the Solar City Concept and Methods to Assess Rooftop Solar Electric Potential, with an Illustrative Application to the City of Seoul." *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 41 (January): 830–44. doi:10.1016/j.rser.2014.08.023.
- Ciulla, Giuseppina, Valerio Lo Brano, Vincenzo Di Dio, and Giovanni Cipriani. 2014. "A Comparison of Different One-Diode Models for the Representation of I–V Characteristic of a PV Cell." *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 32 (April): 684–96. doi:10.1016/j.rser.2014.01.027.
- CME. 2014. "Plano Municipal de Defesa Da Floresta Contra Incêndios 2014 - 2018." *Camara Municipal de Évora*. https://www.cm-evora.pt/pt/servicos/protecao-civil/documents/caderno_i.pdf.
- Colmenar-Santos, Antonio, Severo Campiñez-Romero, Clara Pérez-Molina, and Manuel Castro-Gil. 2012. "Profitability Analysis of Grid-Connected Photovoltaic Facilities for Household Electricity

- Self-Sufficiency." *Energy Policy* 51 (December): 749–64. doi:10.1016/j.enpol.2012.09.023.
- Cucchiella, Federica, Idiano D'adamo, Massimo Gastaldi, and S C Lenny Koh. 2012. "Renewable Energy Options for Buildings: Performance Evaluations of Integrated Photovoltaic Systems." *Energy & Buildings* 55 (December): 208–17. doi:10.1016/j.enbuild.2012.08.029.
- Da Costa, Antonio Sa. 2017. "Contribuição Da Eletricidade Renovável Para a Descarbonização Da Economia." *APREN*. Lisboa. http://greenbusinessweek.fil.pt/wp-content/uploads/2017/05/Antonio-Sa-da-Costa-APREN_GBW-17-mar-2017.pdf.
- Denholm, Paul, and Robert Margolis. 2008. "Supply Curves for Rooftop Solar PV-Generated Electricity for the United States." *National Renewable Energy Laboratory*, no. November: 1–23. <https://www.nrel.gov/>.
- Deutsche Gesellschaft fur Sonnenenergie. 2008. "Planning and Installing Photovoltaic Systems - A Guide for Installers, Architects and Engineers, Second Edition." Berlin. http://www.kimiagaran-energy.com/Free_Download/Renewable_Energy/Book_PV_1.pdf.
- Devabhaktuni, Vijay, Mansoor Alam, Soma Shekara Sreenadh Reddy Depuru, Robert C. Green, Douglas Nims, and Craig Near. 2013. "Solar Energy: Trends and Enabling Technologies." *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 19 (March): 555–64. doi:10.1016/j.rser.2012.11.024.
- DGEG. 2016a. "Balanço Energético Sintético." *Direção-Geral de Energia E Geologia*. <http://www.dgeg.pt/>.
- . 2016b. "Renováveis - Estatísticas Rápidas N° 145." *Direção-Geral de Energia E Geologia*. <http://www.dgeg.pt/>.
- Dinçer, Furkan. 2011. "The Analysis on Photovoltaic Electricity Generation Status, Potential and Policies of the Leading Countries in Solar Energy." *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 15 (1): 713–20. doi:10.1016/j.rser.2010.09.026.
- Eltawil, Mohamed A., and Zhengming Zhao. 2010. "Grid-Connected Photovoltaic Power Systems: Technical and Potential problems—A Review." *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 14 (1): 112–29. doi:10.1016/j.rser.2009.07.015.
- ERSE. 2017. "Tarifas Reguladas Em 2017." *Entidade Reguladora de Serviço Energético*. <http://www.erse.pt/pt/eletricidade/tarifaseprecos/2017/Paginas/default.aspx>.
- European Commission. 2015. "Best Practices on Renewable Energy Self-Consumption," 1–14. https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/1_EN_autre_document_travail_service_part1_v6.pdf.
- Fath, Karoline, Julian Stengel, Wendelin Sprenger, Helen Rose Wilson, Frank Schultmann, and Tilmann E. Kuhn. 2015. "A Method for Predicting the Economic Potential of (Building-Integrated) Photovoltaics in Urban Areas Based on Hourly Radiance Simulations." *Solar Energy* 116 (June): 357–70. doi:10.1016/j.solener.2015.03.023.
- FF SOLAR-Energias renovaveis - Lda. 2017. "Lista de Preços de Venda Ao Público." http://www.ffiolar.com/products/FF_lista_PVP.pdf.
- Freitas, S., C. Catita, P. Redweik, and M.C. Brito. 2015. "Modelling Solar Potential in the Urban Environment: State-of-the-Art Review." *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 41 (January): 915–31. doi:10.1016/j.rser.2014.08.060.
- Gagnon, Pieter, Robert Margolis, Jennifer Melius, Caleb Phillips, and Ryan Elmore. 2016. "Rooftop Solar Photovoltaic Technical Potential in the United States: A Detailed Assessment." *Nrel*, no. January: 82. <http://www.nrel.gov/docs/fy16osti/65298.pdf>.
- Hernandez, Rebecca, Esther Robles, and Praewa Boonlue. 2016. "Solar Energy Potential on the Largest Rooftops in the United States - The National Center for Sustainable Transportation Undergraduate Fellowship Report," 1–19. https://ncst.ucdavis.edu/wp-content/uploads/2016/08/11-03-2016-1Boonlue_Robles_USDOT-NCST-Student-Fellow-Report.pdf.
- Hofierka, Jaroslav, and Ján Kaňuk. 2009. "Assessment of Photovoltaic Potential in Urban Areas Using Open-Source Solar Radiation Tools." *Renewable Energy* 34 (10): 2206–14. doi:10.1016/j.renene.2009.02.021.

- Hong, Taehoon, Minhyun Lee, Choongwan Koo, Kwangbok Jeong, and Jimin Kim. 2017. "Development of a Method for Estimating the Rooftop Solar Photovoltaic (PV) Potential by Analyzing the Available Rooftop Area Using Hillshade Analysis." *Applied Energy* 194: 320–32. doi:10.1016/j.apenergy.2016.07.001.
- Huld, Thomas, Ralph Gottschalg, Hans Georg Beyer, and Marko Topič. 2010. "Mapping the Performance of PV Modules, Effects of Module Type and Data Averaging." *Solar Energy* 84 (2): 324–38. doi:10.1016/j.solener.2009.12.002.
- Hwang, Taeyon, Seokyoung Kang, and Jeong Tai Kim. 2012. "Optimization of the Building Integrated Photovoltaic System in Office buildings—Focus on the Orientation, Inclined Angle and Installed Area." *Energy and Buildings* 46 (March): 92–104. doi:10.1016/j.enbuild.2011.10.041.
- IEA. 2014. "Technology Roadmap: Solar Photovoltaic Energy." *International Energy Agency*. Berlin/Heidelberg. http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/TechnologyRoadmapSolarPhotovoltaicEnergy_2014edition.pdf.
- IFC. 2015. "Utility-Scale Solar Photovoltaic Power Plants In partnership with a Project Developer's GulDe." *International Finance Corporation*. Washington, D.C. https://www.ifc.org/wps/wcm/connect/f05d3e00498e0841bb6fbb54d141794/IFC+Solar+Report_Web+_08+05.pdf?MOD=AJPERES.
- IRENA. 2017. "REthinking Energy 2017: Accelerating the Global Energy Transformation." *International Renewable Energy Agency*. www.irena.org/publications.
- Ismail, M. S., M. Moghavvemi, and T. M I Mahlia. 2013. "Techno-Economic Analysis of an Optimized Photovoltaic and Diesel Generator Hybrid Power System for Remote Houses in a Tropical Climate." *Energy Conversion and Management* 69 (May): 163–73. doi:10.1016/j.enconman.2013.02.005.
- Iziwalker-Lda. 2017. "Estruturas E Componentes Para Painéis Fotovoltaicos E Térmicos." www.iziwalker.pt.
- Izquierdo, Salvador, Marcos Rodrigues, and Norberto Fueyo. 2008. "A Method for Estimating the Geographical Distribution of the Available Roof Surface Area for Large-Scale Photovoltaic Energy-Potential Evaluations." *Solar Energy* 82 (10): 929–39. doi:10.1016/j.solener.2008.03.007.
- Jackson Dip D 'ing, Christopher. 2016. "Solar Car Parks: A Guide for Owners and Developers," 1–20. www.bre.co.uk/nsc.
- Jäger-Waldau, Arnulf. 2016. "Snapshot of Photovoltaics—March 2016." *Scientific and Policy Report by the Joint Research Centre of the European Commission*, 1–19. https://www.researchgate.net/publication/301821210_Snapshot_of_Photovoltaics_March_2016.
- Jakubiec, J. Alstan, and Christoph F. Reinhart. 2013. "A Method for Predicting City-Wide Electricity Gains from Photovoltaic Panels Based on LiDAR and GIS Data Combined with Hourly Daysim Simulations." *Solar Energy* 93 (July): 127–43. doi:10.1016/j.solener.2013.03.022.
- Joint Research Centre of the European Commission. 2012. "Solar Radiation and GIS - Interaction of Solar Radiation with the Earth." *European Commission*. <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/solres/solmod1.htm>.
- Karteris, M., Th Slini, and A.M. Papadopoulos. 2013. "Urban Solar Energy Potential in Greece: A Statistical Calculation Model of Suitable Built Roof Areas for Photovoltaics." *Energy and Buildings* 62 (July): 459–68. doi:10.1016/j.enbuild.2013.03.033.
- Kaundinya, Deepak Paramashivan, P. Balachandra, and N.H. Ravindranath. 2009. "Grid-Connected versus Stand-Alone Energy Systems for Decentralized power—A Review of Literature." *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 13 (8): 2041–50. doi:10.1016/j.rser.2009.02.002.
- Khan, Jibrán, and Mudassar Hassan Arsalan. 2016. "Estimation of Rooftop Solar Photovoltaic Potential Using Geo-Spatial Techniques: A Perspective from Planned Neighborhood of Karachi – Pakistan." *Renewable Energy* 90 (May): 188–203. doi:10.1016/j.renene.2015.12.058.
- Ko, Li, Jen-Chun Wang, Chia-Yon Chen, and Hsing-Yeh Tsai. 2015. "Evaluation of the Development Potential of Rooftop Solar Photovoltaic in Taiwan." *Renewable Energy* 76 (April): 582–95. doi:10.1016/j.renene.2014.11.077.

- Lang, Tillmann, Erik Gloerfeld, and Bastien Girod. 2015. "Don't Just Follow the Sun - A Global Assessment of Economic Performance for Residential Building Photovoltaics." *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 42 (February): 932–51. doi:10.1016/j.rser.2014.10.077.
- Lukač, Niko, Sebastijan Seme, Danijel Žlaus, Gorazd Štumberger, and Borut Žalik. 2014. "Buildings Roofs Photovoltaic Potential Assessment Based on LiDAR (Light Detection And Ranging) Data." *Energy* 66 (March): 598–609. doi:10.1016/j.energy.2013.12.066.
- Luthander, Rasmus, Joakim Widén, Daniel Nilsson, and Jenny Palm. 2015. "Photovoltaic Self-Consumption in Buildings: A Review." *Applied Energy* 142 (March): 80–94. doi:10.1016/j.apenergy.2014.12.028.
- Ma, Tao, Hongxing Yang, and Lin Lu. 2013. "Performance Evaluation of a Stand-Alone Photovoltaic System on an Isolated Island in Hong Kong." *Applied Energy* 112 (December): 663–72. doi:10.1016/j.apenergy.2012.12.004.
- . 2014. "Solar Photovoltaic System Modeling and Performance Prediction." *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 36 (August): 304–15. doi:10.1016/j.rser.2014.04.057.
- Maehlum, Mathias Aarre. 2013. "Grid-Tied, Off-Grid and Hybrid Solar Systems." <http://energyinformative.org/grid-tied-off-grid-and-hybrid-solar-systems/>.
- Mainzer, Kai, Karoline Fath, Russell Mckenna, Julian Stengel, Wolf Fichtner, and Frank Schultmann. 2014. "A High-Resolution Determination of the Technical Potential for Residential-Roof-Mounted Photovoltaic Systems in Germany." *Solar Energy* 105 (July): 715–31. doi:10.1016/j.solener.2014.04.015.
- Martins, Florinda. 2017. "PV Sector in the European Union Countries – Clusters and Efficiency." *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 74 (74): 173–77. doi:10.1016/j.rser.2017.02.026.
- Masson, Gaëtan, Jose Ignacio Briano, and Maria Jesus Baez. 2016. "IEA PVPS -Review and Analysis of Pv Self-Consumption Policies." https://nachhaltigwirtschaften.at/resources/iea_pdf/reports/iea_pvps_task1_review_and_analysis_of_pv_self_consumption_policies_2016.pdf.
- Melius, J, R Margolis, and S Ong. 2013. "Estimating Rooftop Suitability for PV : A Review of Methods , Patents , and Validation Techniques." *NREL Technical Report*. www.nrel.gov/publications.
- Miguel, Lisandra. 2017. "Perfis de Consumo de Eletricidade de Setores Económicos: Análise Exploratória Com Base Em Contadores Inteligentes." Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade Nova de Lisboa.
- Miranda, Raul F.C., Alexandre Szklo, and Roberto Schaeffer. 2015. "Technical-Economic Potential of PV Systems on Brazilian Rooftops." *Renewable Energy* 75 (March): 694–713. doi:10.1016/j.renene.2014.10.037.
- Muneer, T., M. Asif, and J. Kubie. 2003. "Generation and Transmission Prospects for Solar Electricity: UK and Global Markets." *Energy Conversion and Management* 44 (1): 35–52. doi:10.1016/S0196-8904(02)00043-2.
- Nelson, Jenny, Ajay Gambhir, and Ned Ekins-Daukes. 2014. "Solar Power for CO2 Mitigation." *Grantham Institute for Climate Change* 11: 1–16. <https://www.imperial.ac.uk/media/imperial-college/grantham-institute/public/publications/briefing-papers/Solar-power-for-CO2-mitigation---Grantham-BP-11.pdf>.
- NREL. 2017. "Efficiency Chart." *National Renewable Energy Laboratory*. <https://www.nrel.gov/pv/>.
- OMIE. 2017. "Resultados de Mercado - Preços." *Operador Do Mercado Ibérico de Energia*. <http://www.omie.es/files/flash/ResultadosMercado.swf>.
- Ordóñez, J., E. Jadraque, J. Alegre, and G. Martínez. 2010. "Analysis of the Photovoltaic Solar Energy Capacity of Residential Rooftops in Andalusia (Spain)." *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 14 (7): 2122–30. doi:10.1016/j.rser.2010.01.001.
- Parida, Bhubaneswari, S. Iniyar, and Ranko Goic. 2011. "A Review of Solar Photovoltaic Technologies." *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 15 (3): 1625–36. doi:10.1016/j.rser.2010.11.032.
- PDM-Almada. 2011. "Estudos de Caracterização Do Território Municipal - Sistema Ambiental." *Plano*

Director Municipal de Almada.

- Peng, Jinqing, and Lin Lu. 2013. "Investigation on the Development Potential of Rooftop PV System in Hong Kong and Its Environmental Benefits." *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 27 (November): 149–62. doi:10.1016/j.rser.2013.06.030.
- Peng, Jinqing, Lin Lu, and Hongxing Yang. 2013. "Review on Life Cycle Assessment of Energy Payback and Greenhouse Gas Emission of Solar Photovoltaic Systems." *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 19 (March): 255–74. doi:10.1016/j.rser.2012.11.035.
- PortalEnergia. 2004. "Energia Fotovoltaica - Manual Sobre Tecnologias, Projecto E Instalação." <https://www.portal-energia.com/downloads/guia-tecnico-manual-energia-fotovoltaica.pdf>.
- PVGIS. 2017. "PHOTOVOLTAIC GEOGRAPHICAL INFORMATION SYSTEM." *European Commission*. http://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/tools.html.
- Pvresources. 2017. "Pvresources." <http://www.pvresources.com/>.
- Ramirez Camargo, Luis, Roland Zink, Wolfgang Dorner, and Gernot Stoeglehner. 2015. "Spatio-Temporal Modeling of Roof-Top Photovoltaic Panels for Improved Technical Potential Assessment and Electricity Peak Load Offsetting at the Municipal Scale." *Computers, Environment and Urban Systems* 52 (July): 58–69. doi:10.1016/j.compenvurbsys.2015.03.002.
- REN. 2016. "Dados Técnicos 2016." *REDES ENERGÉTICAS NACIONAIS, SGPS, S.A.* Lisboa. [https://www.ren.pt/files/2017-03/2017-03-24140032_7a820a40-3b49-417f-a962-6c4d7f037353\\$7319a1b4-3b92-4c81-98d7-fea4bfefafcd\\$912d7292-4d3c-4faa-8a0b-2f750e707e15\\$File\\$pt\\$1.pdf](https://www.ren.pt/files/2017-03/2017-03-24140032_7a820a40-3b49-417f-a962-6c4d7f037353$7319a1b4-3b92-4c81-98d7-fea4bfefafcd$912d7292-4d3c-4faa-8a0b-2f750e707e15$File$pt$1.pdf).
- REN21. 2016. "Renewables 2016 Global Status Report." *Renewable Energy Policy Network For the 21st Century*. Paris. <http://www.ren21.net/status-of-renewables/global-status-report/>.
- Sarasa-Maestro, Carlos J., Rodolfo Dufo-López, and José L. Bernal-Agustín. 2013. "Photovoltaic Remuneration Policies in the European Union." *Energy Policy* 55 (April): 317–28. doi:10.1016/j.enpol.2012.12.011.
- Schallenberg-Rodriguez, Julieta. 2014. "Photovoltaic Techno-Economical Potential on Roofs in the Canary Islands." *Journal of Sustainable Development of Energy J. Sustain. Dev. Energy Water Environ. Syst* 2 (21): 68–87. doi:10.13044/j.sdewes.2014.02.0007.
- Schallenberg-Rodríguez, Julieta. 2013. "Photovoltaic Techno-Economical Potential on Roofs in Regions and Islands: The Case of the Canary Islands. Methodological Review and Methodology Proposal." *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 20 (April): 219–39. doi:10.1016/j.rser.2012.11.078.
- Shen, W.X. 2009. "Optimally Sizing of Solar Array and Battery in a Standalone Photovoltaic System in Malaysia." *Renewable Energy* 34 (1): 348–52. doi:10.1016/j.renene.2008.03.015.
- Shukla, Akash Kumar, K. Sudhakar, and Prashant Baredar. 2016. "Simulation and Performance Analysis of 110 kWp Grid-Connected Photovoltaic System for Residential Building in India: A Comparative Analysis of Various PV Technology." *Energy Reports* 2 (November): 82–88. doi:10.1016/j.egy.2016.04.001.
- Singh, Rhythm, and Rangan Banerjee. 2015. "Estimation of Rooftop Solar Photovoltaic Potential of a City." *Solar Energy* 115 (May): 589–602. doi:10.1016/j.solener.2015.03.016.
- SOLARGIS. 2014. "Free Maps - Solar Resource Maps for Europe." <http://solargis.com/products/maps-and-gis-data/free/download/europe>.
- . 2015. "Free Maps - Solar Resource Maps for Portugal." <http://solargis.com/products/maps-and-gis-data/free/download/portugal>.
- Sommerfeld, Jeff, Laurie Buys, and Desley Vine. 2017. "Residential Consumers' Experiences in the Adoption and Use of Solar PV." *Energy Policy* 105 (June): 10–16. doi:10.1016/j.enpol.2017.02.021.
- Spertino, Filippo, Paolo Di Leo, and Valeria Cocina. 2013. "Economic Analysis of Investment in the Rooftop Photovoltaic Systems: A Long-Term Research in the Two Main Markets." *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 28 (December): 531–40. doi:10.1016/j.rser.2013.08.024.

- Strupeit, Lars, and Lena Neij. 2017. "Cost Dynamics in the Deployment of Photovoltaics: Insights from the German Market for Building-Sited Systems." *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 69 (March): 948–60. doi:10.1016/j.rser.2016.11.095.
- Sun, Yan-wei, Angela Hof, Run Wang, Jian Liu, Yan-jie Lin, and De-wei Yang. 2013. "GIS-Based Approach for Potential Analysis of Solar PV Generation at the Regional Scale: A Case Study of Fujian Province." *Energy Policy* 58 (July): 248–59. doi:10.1016/j.enpol.2013.03.002.
- Suresh Kumar, U, and P.S. Manoharan. 2014. "Economic Analysis of Hybrid Power Systems (PV/diesel) in Different Climatic Zones of Tamil Nadu." *Energy Conversion and Management* 80 (April): 469–76. doi:10.1016/j.enconman.2014.01.046.
- Šúri, Marcel, Thomas A. Huld, Ewan D. Dunlop, and Heinz A. Ossenbrink. 2007. "Potential of Solar Electricity Generation in the European Union Member States and Candidate Countries." *Solar Energy* 81 (10): 1295–1305. doi:10.1016/j.solener.2006.12.007.
- Timilsina, Govinda R., Lado Kurdgelashvili, and Patrick A. Narbel. 2012. "Solar Energy: Markets, Economics and Policies." *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 16 (1): 449–65. doi:10.1016/j.rser.2011.08.009.
- Tudisca, Salvatore, Anna Maria Di Trapani, Filippo Sgroi, Riccardo Testa, and Riccardo Squatrito. 2013. "Economic Analysis of PV Systems on Buildings in Sicilian Farms." *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 28 (December): 691–701. doi:10.1016/j.rser.2013.08.035.
- Verso, A., A. Martin, J. Amador, and J. Dominguez. 2015. "GIS-Based Method to Evaluate the Photovoltaic Potential in the Urban Environments: The Particular Case of Miraflores de La Sierra." *Solar Energy* 117 (July): 236–45. doi:10.1016/j.solener.2015.04.018.
- Wiginton, L.K., H.T. Nguyen, and J.M. Pearce. 2010. "Quantifying Rooftop Solar Photovoltaic Potential for Regional Renewable Energy Policy." *Computers, Environment and Urban Systems* 34 (4): 345–57. doi:10.1016/j.compenvurbsys.2010.01.001.
- Zahedi, A. 2011. "Maximizing Solar PV Energy Penetration Using Energy Storage Technology." *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 15 (1): 866–70. doi:10.1016/j.rser.2010.09.011.

Legislação

Decreto-Lei n.º 153/2014 de 20 de outubro. Diário da República, 1.ª série — N.º 202 — 20 de outubro de 2014. Ministério do ambiente, ordenamento do território e energia. pp5298-5311.

Portaria n.º 14/2015 de 23 de janeiro. Diário da República, 1.ª série — N.º 16 — 23 de janeiro de 2015. Ministério do ambiente, ordenamento do território e energia. pp524-531.

7. Anexos

Anexo 1: Indicadores económicos relativos a diferentes cenários de instalação

Tabela 7.1 Fluxo de caixa, VAL, PRI, TIR e RSI com instalação do sistema PV em toda a área do telhado do edifício com ligação à rede

Anos	Taxa de desconto anual (%)	Custo inicial (€)	Custo de manutenção e operação - (€)	Cash Flows (€)	VAL (€) = PRI com atualização ³	TIR (%)	Retorno de investimento sem atualização (€)	RSI (%)
0				-296305	-296305		-296305	
1	3%	296305,42	2956	26517	-270561	-91,1%	-269789	8,9%
2	3%		2956	26310	-245761	-65,4%	-243479	8,9%
3	3%		2956	26104	-221872	-45,3%	-217375	8,8%
4	3%		2956	25898	-198863	-31,7%	-191477	8,7%
5	3%		2956	25691	-176701	-22,4%	-165786	8,7%
6	3%		2956	25485	-155358	-15,8%	-140301	8,6%
7	3%		2956	25279	-134804	-11,0%	-115022	8,5%
8	3%		2956	25072	-115011	-7,5%	-89949	8,5%
9	3%		2956	24866	-95954	-4,7%	-65083	8,4%
10	3%		2956	24660	-77604	-2,6%	-40423	8,3%
11	3%		2956	24454	-59939	-0,9%	-15970	8,3%
12	3%		2956	24247	-42932	0,4%	8277	8,2%
13	3%		2956	24041	-26561	1,5%	32318	8,1%
14	3%		2956	23835	-10804	2,4%	56153	8,0%
15	3%		2956	23628	4362	3,2%	79781	8,0%
16	3%		2956	23422	18958	3,8%	103203	7,9%
17	3%		2956	23216	33004	4,4%	126419	7,8%
18	3%		2956	23009	46519	4,8%	149428	7,8%
19	3%		2956	22803	59524	5,2%	172231	7,7%
20	3%		2956	22597	72035	5,6%	194828	7,6%
21	3%		2956	22390	84071	5,9%	217218	7,6%
22	3%		2956	22184	95649	6,1%	239403	7,5%
23	3%		2956	21978	106785	6,3%	261380	7,4%
24	3%		2956	21772	117495	6,5%	283152	7,3%
25	3%		2956	21565	127795	6,7%	304717	7,3%
RSI médio								8,1%

³ o PRI com atualização é o tempo que VAL leva para igualar ou ser superior ao investimento inicial

Tabela 7.2 Fluxo de caixa, VAL, PRI, TIR e RSI com instalação do sistema PV só numa parte do telhado com ligação à rede

Anos	Taxa de desconto anual (%)	Custo inicial (€)	Custo de manutenção e operação - (€)	Cash Flows (€)	VAL (€) = PRI com atualização	TIR (%)	Retorno de investimento sem atualização (€)	RSI (%)
0				-96150	-96150		-96150	
1	3%	96150,00	954	12217	-84289	-87,3%	-83933	12,7%
2	3%		954	12125	-72860	-57,6%	-71809	12,6%
3	3%		954	12032	-61849	-36,5%	-59776	12,5%
4	3%		954	11940	-51240	-22,9%	-47836	12,4%
5	3%		954	11848	-41020	-13,9%	-35988	12,3%
6	3%		954	11756	-31175	-7,8%	-24232	12,2%
7	3%		954	11664	-21691	-3,4%	-12568	12,1%
8	3%		954	11571	-12557	-0,2%	-997	12,0%
9	3%		954	11479	-3759	2,1%	10482	11,9%
10	3%		954	11387	4714	4,0%	21869	11,8%
11	3%		954	11295	12874	5,4%	33164	11,7%
12	3%		954	11203	20731	6,5%	44367	11,7%
13	3%		954	11110	28297	7,4%	55477	11,6%
14	3%		954	11018	35581	8,1%	66496	11,5%
15	3%		954	10926	42594	8,7%	77422	11,4%
16	3%		954	10834	49346	9,2%	88256	11,3%
17	3%		954	10742	55845	9,6%	98997	11,2%
18	3%		954	10649	62100	9,9%	109647	11,1%
19	3%		954	10557	68121	10,2%	120204	11,0%
20	3%		954	10465	73915	10,4%	130669	10,9%
21	3%		954	10373	79491	10,6%	141042	10,8%
22	3%		954	10281	84856	10,8%	151323	10,7%
23	3%		954	10189	90019	10,9%	161511	10,6%
24	3%		954	10096	94986	11,1%	171607	10,5%
25	3%		954	10004	99764	11,2%	181612	10,4%
RSI médio								11,6%

Tabela 7.3 Fluxo de caixa, VAL, PRI, TIR e RSI com instalação do sistema PV no telhado e parque de estacionamento com ligação à rede

Anos	Taxa de desconto anual (%)	Custo inicial (€)	Custo de manutenção e operação (€)	Cash Flows (€)	VAL (€) = PRI com atualização	TIR (%)	Retorno de investimento sem atualização (€)	RSI (%)
0				-719449	-719449		-719449	
1	3%	719449	7194	44483	-676261	-93,8%	-674966	6,2%
2	3%		7194	44121	-634673	-72,0%	-630844	6,1%
3	3%		7194	43760	-594626	-53,1%	-587084	6,1%
4	3%		7194	43398	-556068	-39,6%	-543686	6,0%
5	3%		7194	43036	-518944	-30,0%	-500650	6,0%
6	3%		7194	42675	-483205	-23,1%	-457976	5,9%
7	3%		7194	42313	-448801	-18,0%	-415663	5,9%
8	3%		7194	41951	-415684	-14,0%	-373712	5,8%
9	3%		7194	41589	-383810	-11,0%	-332123	5,8%
10	3%		7194	41228	-353132	-8,5%	-290895	5,7%
11	3%		7194	40866	-323610	-6,6%	-250029	5,7%
12	3%		7194	40504	-295201	-5,0%	-209525	5,6%
13	3%		7194	40142	-267866	-3,7%	-169383	5,6%
14	3%		7194	39781	-241567	-2,6%	-129602	5,5%
15	3%		7194	39419	-216265	-1,7%	-90184	5,5%
16	3%		7194	39057	-191926	-0,9%	-51127	5,4%
17	3%		7194	38695	-168515	-0,2%	-12431	5,4%
18	3%		7194	38334	-145998	0,4%	25902	5,3%
19	3%		7194	37972	-124343	0,9%	63874	5,3%
20	3%		7194	37610	-103519	1,3%	101484	5,2%
21	3%		7194	37248	-83497	1,7%	138733	5,2%
22	3%		7194	36887	-64246	2,1%	175619	5,1%
23	3%		7194	36525	-45739	2,4%	212144	5,1%
24	3%		7194	36163	-27949	2,6%	248307	5,0%
25	3%		7194	35801	-10850	2,9%	284109	5,0%
RSI médio								5,6%

Tabela 7.4 Fluxo de caixa, VAL, PRI, TIR e RSI sistema com bateria com instalação do sistema PV em toda a área do telhado do edifício

Anos	Taxa de desconto anual (%)	Custo inicial (€)	Custo de substituição de bateria (€)	custo de manutenção (€)	Cash Flows (€)	VAL (€) = PRI com atualização	TIR (%)	Retorno de investimento sem atualização (€)	RSI (%)
0					-761883	-761883		-761883	
1	3%	761883		7611	26847	-735817	-96,5%	-735035	3,5%
2	3%			7611	26606	-710738	-79,5%	-708429	3,5%
3	3%			7611	26365	-686611	-62,5%	-682064	3,5%
4	3%			7611	26124	-663400	-49,5%	-655941	3,4%
5	3%			7611	25882	-641074	-39,7%	-630058	3,4%
6	3%			7611	25641	-619600	-32,4%	-604417	3,4%
7	3%			7611	25400	-598947	-26,8%	-579017	3,3%
8	3%			7611	25159	-579086	-22,5%	-553858	3,3%
9	3%			7611	24918	-559989	-19,0%	-528940	3,3%
10	3%			7611	24676	-541628	-16,2%	-504264	3,2%
11	3%			7611	24435	-523975	-13,9%	-479829	3,2%
12	3%			7611	24194	-507006	-12,0%	-455635	3,2%
13	3%			7611	23953	-490695	-10,4%	-431682	3,1%
14	3%		465577	7611	-441866	-782820	-100,0%	-873547	0%
15	3%			7611	23470	-767756	-94,7%	-850077	3,1%
16	3%			7611	23229	-753280	-74,3%	-826848	3,0%
17	3%			7611	22988	-739372	-55,9%	-803860	3,0%
18	3%			7611	22747	-726011	-42,6%	-781113	3,0%
19	3%			7611	22506	-713176	-33,0%	-758608	3,0%
20	3%			7611	22264	-700849	-25,9%	-736343	2,9%
21	3%			7611	22023	-689010	-20,7%	-714320	2,9%
22	3%			7611	21782	-677642	-16,6%	-692538	2,9%
23	3%			7611	21541	-666728	-12,5%	-670998	2,8%
24	3%			7611	21299	-656250	-10,7%	-649698	2,8%
25	3%			7611	21058	-646192	-9,4%	-628640	2,8%
RSI médio									0,7%

Tabela 7.5 Fluxo de caixa, VAL, PRI, TIR e RSI sistema com bateria com instalação do sistema PV só numa parte do telhado do edifício

Anos	Taxa de desconto anual (%)	Custo inicial (€)	Custo de substituição de bateria (€)	Custo de manutenção e operação - (€)	Cash Flows (€)	VAL (€) = PRI com atualização	TIR (%)	Retorno de investimento sem atualização (€)	RSI (%)
0					-328939	-328939		-328939	
1	3%	328938,54		3282	14342	-315015	-95,6%	-314597	4,4%
2	3%			3282	14218	-301613	-76,9%	-300379	4,3%
3	3%			3282	14095	-288714	-59,2%	-286284	4,3%
4	3%			3282	13971	-276300	-46,0%	-272312	4,2%
5	3%			3282	13848	-264355	-36,3%	-258464	4,2%
6	3%			3282	13725	-252861	-29,1%	-244740	4,2%
7	3%			3282	13601	-241801	-23,7%	-231138	4,1%
8	3%			3282	13478	-231162	-19,5%	-217660	4,1%
9	3%			3282	13355	-220927	-16,1%	-204305	4,1%
10	3%			3282	13231	-211081	-13,5%	-191074	4,0%
11	3%			3282	13108	-201612	-11,3%	-177966	4,0%
12	3%			3282	12985	-192505	-9,5%	-164982	3,9%
13	3%			3282	12861	-183747	-8,0%	-152120	3,9%
14	3%		232788,54	3282	-220051	-329226	-100,0%	-372171	0,0%
15	3%			3282	12614	-321129	-94,3%	-359557	3,8%
16	3%			3282	12491	-313345	-73,1%	-347066	3,8%
17	3%			3282	12368	-305863	-54,6%	-334698	3,8%
18	3%			3282	12244	-298670	-41,1%	-322453	3,7%
19	3%			3282	12121	-291758	-31,5%	-310332	3,7%
20	3%			3282	11998	-285115	-24,6%	-298335	3,6%
21	3%			3282	11874	-278732	-19,4%	-286461	3,6%
22	3%			3282	11751	-272599	-13,1%	-274710	3,6%
23	3%			3282	11628	-266708	-10,8%	-263082	3,5%
24	3%			3282	11504	-261049	-9,2%	-251578	3,5%
25	3%			3282	11381	-255613	-7,9%	-240197	3,5%
RSI médio									3,8%

Anexo 2: Emissões de CO₂ evitadas

Tabela 7.6 Cálculos das emissões de CO₂ evitadas com a produção da eletricidade no telhado e Payback time de CO₂

Ano	Produção da eletricidade pelo sistema no telhado PV (MWh)	Fator emissão (t CO ₂ /MWh)	Peso das Renováveis na produção da eletricidade (%)	CO ₂ evitada com a produção no telhado (t CO ₂)	Consumo da eletricidade anual do edifício (MWh)	Emissões de CO ₂ do edifício sem a produção PV (t CO ₂)	Eletricidade importada da rede (MWh)	Emissões de CO ₂ advindo da eletricidade importação da rede (t CO ₂)	Payback time de CO ₂ (t CO ₂)
2017	424	0,346	57%	147	263	91	155	53	-1192
2018	421	0,346		146	263	91	155	54	-1047
2019	418	0,346		145	263	91	156	54	-902
2020	415	0,336	60%	139	263	88	157	53	-763
2021	412	0,336		138	263	88	158	53	-624
2022	409	0,336		137	263	88	158	53	-487
2023	406	0,336		136	263	88	159	53	-350
2024	404	0,336		135	263	88	160	54	-215
2025	401	0,336		134	263	88	161	54	-81
2026	398	0,336		133	263	88	162	54	53
2027	395	0,336		132	263	88	162	54	185
2028	392	0,336		131	263	88	163	55	317
2029	389	0,336		130	263	88	164	55	447
2030	386	0,319	65%	123	263	84	165	52	570
2031	383	0,319		122	263	84	165	53	692
2032	380	0,319		121	263	84	166	53	813
2033	377	0,319		120	263	84	167	53	933

Ano	Produção da eletricidade pelo sistema no telhado PV (MWh)	Fator emissão (t CO ₂ /MWh)	Peso das Renováveis na produção da eletricidade (%)	CO ₂ evitada com a produção no telhado (t CO ₂)	Consumo da eletricidade anual do edifício (MWh)	Emissões de CO ₂ do edifício sem a produção PV (t CO ₂)	Eletricidade importada da rede (MWh)	Emissões de CO ₂ advindo da eletricidade importação da rede (t CO ₂)	Payback time de CO ₂ (t CO ₂)
2034	374	0,319		119	263	84	168	53	1052
2035	371	0,319		118	263	84	168	54	1170
2036	368	0,319		117	263	84	169	54	1288
2037	365	0,319		116	263	84	170	54	1404
2038	362	0,319		115	263	84	171	54	1519
2039	359	0,319		114	263	84	171	55	1634
2040	356	0,303	70%	108	263	80	172	52	1742
2041	353	0,303		107	263	80	173	52	1848
Total	9717			3187,65	6583	2155,40	4095	1339	

Tabela 7.7 Cálculos das emissões de CO₂ evitadas com a produção no telhado e parque de estacionamento e Payback time de CO₂

Ano	Produção da eletricidade pelo sistema no telhado e parque de estacionamento PV (MWh)	Fator emissão (t CO ₂ /MWh)	Peso das Renováveis na produção da eletricidade (%)	CO ₂ evitada com a produção no telhado e parque de estacionamento (t CO ₂)	Consumo da eletricidade anual no edifício (MWh)	Emissões de CO ₂ do edifício sem a produção PV (t CO ₂)	Eletricidade importada da rede (MWh)	Emissões de CO ₂ advindo da eletricidade importação da rede (t CO ₂)	Payback time de CO ₂ (t CO ₂)
2017	888	0,346	57%	307	263	91	146	50	-966
2018	882	0,346		305	263	91	147	51	-661
2019	876	0,346		303	263	91	147	51	-358
2020	869	0,336	60%	292	263	88	148	50	-66
2021	863	0,336		290	263	88	149	50	224
2022	857	0,336		288	263	88	150	50	511
2023	851	0,336		285	263	88	151	51	797
2024	844	0,336		283	263	88	152	51	1080
2025	838	0,336		281	263	88	152	51	1361
2026	832	0,336		279	263	88	153	51	1640
2027	826	0,336		277	263	88	154	52	1917
2028	820	0,336		275	263	88	155	52	2192
2029	813	0,336		273	263	88	156	52	2465
2030	807	0,319	65%	257	263	84	156	50	2723
2031	801	0,319		255	263	84	157	50	2978
2032	795	0,319		253	263	84	158	50	3231
2033	789	0,319		251	263	84	159	51	3483
2034	782	0,319		249	263	84	160	51	3732
2035	776	0,319		247	263	84	161	51	3979


Ano	Produção da eletricidade pelo sistema no telhado e parque de estacionamento PV (MWh)	Fator emissão (t CO ₂ /MWh)	Peso das Renováveis na produção da eletricidade (%)	CO ₂ evitada com a produção no telhado e parque de estacionamento (t CO ₂)	Consumo da eletricidade anual no edifício (MWh)	Emissões de CO ₂ do edifício sem a produção PV (t CO ₂)	Eletricidade importada da rede (MWh)	Emissões de CO ₂ advindo da eletricidade importação da rede (t CO ₂)	Payback time de CO ₂ (t CO ₂)
2036	770	0,319		245	263	84	161	51	4225
2037	764	0,319		243	263	84	162	52	4468
2038	757	0,319		241	263	84	163	52	4709
2039	751	0,319		239	263	84	164	52	4949
2040	745	0,303	70%	226	263	80	165	50	5175
2041	739	0,303		224	263	80	166	50	5398
Total	20335			6671	6583	2155,40	3892	1273	

Anexo 3: Características técnicas dos componentes do sistema PV


Ilustração 7.1 Ficha técnica do módulo fotovoltaico

Sunmodule[®] Pro-Series XL

SW 310-315 MONO




SOLARWORLD
REAL VALUE




www.tuv.com
TÜV Rheinland
ID: 000024151


TUV Power controlled:
Lowest measuring tolerance in industry




Every component is tested to meet
3 times IEC requirements




Designed to withstand heavy
accumulations of snow and ice



Sunmodule Plus:
Positive performance tolerance



25-year linear performance warranty
and 10-year product warranty




World-class quality
Fully-automated production lines and seamless monitoring of the process and material ensure the quality that the company sets as its benchmark for its sites worldwide.


SolarWorld Plus-Sorting
Plus-Sorting guarantees highest system efficiency. SolarWorld only delivers modules that have greater than or equal to the nameplate rated power.

25-year linear performance guarantee and extension of product warranty to 10 years
SolarWorld guarantees a maximum performance digression of 0.7% p.a. in the course of 25 years, a significant added value compared to the two-phase warranties common in the industry, along with our industry-first 10-year product warranty.*


*in accordance with the applicable SolarWorld Limited Warranty at purchase.
www.solarworld.com/warranty




• Qualified, IEC 61215
• Safety tested, IEC 61730
• Periodic Inspection
• Blowing sand resistant




• Ammonia resistance tested
• Periodic Inspection
• Power Controlled





PERFORMANCE TESTED
SALT MIST RESISTANT
PHOTOVOLTAIC PRODUCT




UL 1703







ISO 9001
ISO 14001
Certified



Quality modules
made in Germany

solarworld.com

Sunmodule[®] Pro-Series XL

SW 310-315 MONO



PERFORMANCE UNDER STANDARD TEST CONDITIONS (STC)*

		SW 310	SW315
Maximum power	P_{max}	310 Wp	315 Wp
Open circuit voltage	V_{oc}	45.8 V	45.9 V
Maximum power point voltage	V_{mpp}	36.6 V	36.8 V
Short circuit current	I_{sc}	9.09 A	9.16 A
Maximum power point current	I_{mpp}	8.56 A	8.63 A
Module efficiency	η_m	15.77 %	16.03 %

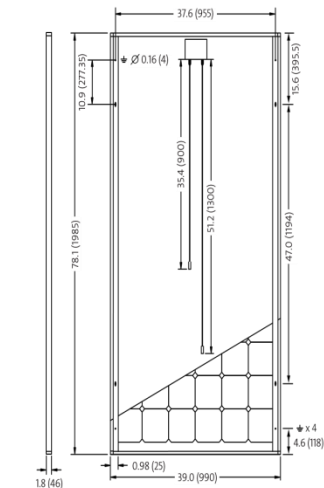
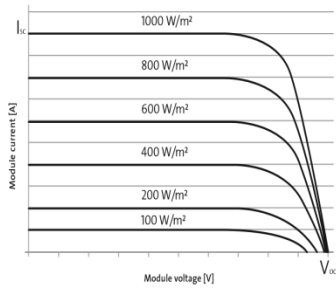
Measuring tolerance (P_{max}) traceable to TUV Rheinland: +/-2% (TUV Power controlled)

*STC: 1000W/m², 25°C, AM 1.5

PERFORMANCE AT 800 W/M², NOCT, AM 1.5

		SW 310	SW315
Maximum power	P_{max}	234 Wp	237 Wp
Open circuit voltage	V_{oc}	42.3 V	42.4 V
Maximum power point voltage	V_{mpp}	33.8 V	34.0 V
Short circuit current	I_{sc}	7.41 A	7.46 A
Maximum power point current	I_{mpp}	6.92 A	6.97 A

Minor reduction in efficiency under partial load conditions at 25°C: at 200 W/m², 100% (+/-2%) of the STC efficiency (1000 W/m²) is achieved.



All units provided are imperial. SI units provided in parentheses.
SolarWorld AG reserves the right to make specification changes without notice.

DIMENSIONS

Length	78.15 in (1985 mm)
Width	38.98 in (990 mm)
Height	1.81 in (46 mm)
Frame	Clear anodized aluminum
Weight	49.6 lbs (22.5 kg)

THERMAL CHARACTERISTICS

NOCT	46°C
TCI_{sc}	0.042 %/K
TCV_{oc}	-0.304 %/K
TCV_{mpp}	-0.43 %/K

COMPONENT MATERIALS

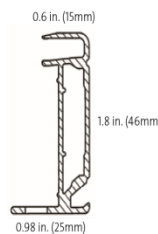
Cells per module	72
Cell type	Mono crystalline
Cell dimensions	156 mm x 156 mm
Front	3.2 mm Tempered glass (EN 12150)

ADDITIONAL DATA

Power sorting	-0 Wp/+5 Wp
J-Box	IP65
Connector	KSK4
Module fire performance	(UL 1703) Type 1

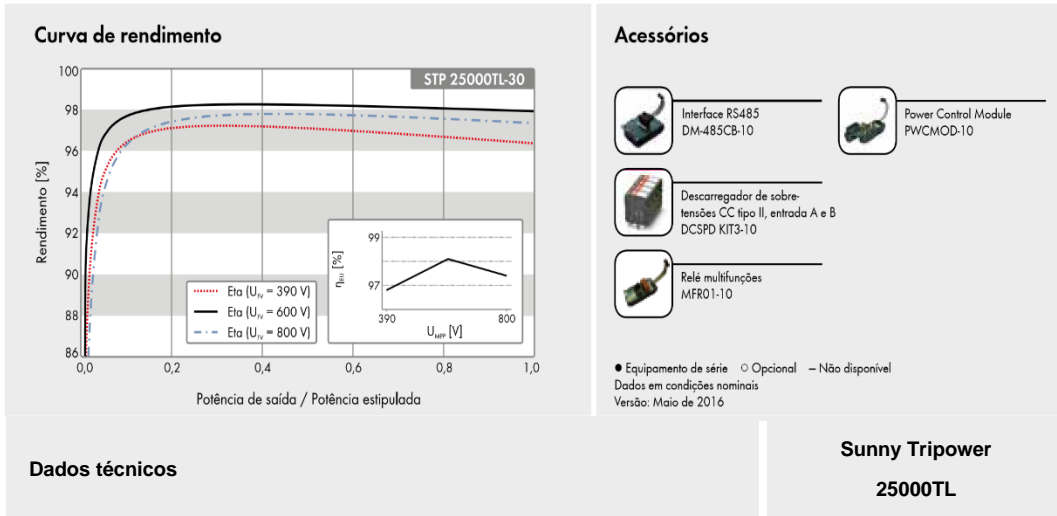
PARAMETERS FOR OPTIMAL SYSTEM INTEGRATION

Maximum system voltage SC II / NEC	1000 V
Maximum reverse current	25 A
Load / dynamic load	113/64 psf (5.4/2.4 kN/m ²)
Number of bypass diodes	3
Operating range	-40°C to +85°C



SW-01-6053US 10-2014

Sunny Tripower - 25000TL



entrada (CC)

Potência CC máx. (a cos φ = 1) / potência atribuída CC	25550 W / 25550 W
Tensão máx. de entrada	1000 V
Intervalo de tensão MPP / tensão atribuída de entrada	390 V a 800 V / 600 V
Tensão mín. de entrada / tensão de entrada inicial	150 V / 188 V
Corrente máx. de entrada Entrada A / Entrada B	33 A / 33 A
Número de entradas MPP independentes / strings por entrada MPP	2 / A:3; B:3

Saída (CA)

Potência atribuída (a 230 V, 50 Hz)	25000 W
Potência aparente CA máx.	25000 VA
Tensão nominal CA	3 / N / PE; 220 V / 380 V 3 / N / PE; 230 V / 400 V 3 / N / PE; 240 V / 415 V
Intervalo de tensão CA	180 V a 280 V
Frequência de rede CA / intervalo	50 Hz / 44 Hz a 55 Hz 60 Hz / 54 Hz a 65 Hz
Frequência de rede atribuída / tensão de rede atribuída	50 Hz / 230 V
Corrente máx. de saída / corrente atribuída de saída	36,2 A / 36,2 A
Factor de potência na potência atribuída / Factor de desfasamento ajustável	1 / 0 sobreexcitado a 0

	subexcitado
THD	≤ 3%
Fases de injeção / fases de ligação	3 / 3

Rendimento

Rendimento máx. / europeu	98,3% / 98,1%
---------------------------	---------------

Dispositivos de protecção

Ponto de seccionamento no lado de entrada	•
Monitorização da ligação à terra / monitorização da rede	• / •
Descarregador de sobretensões CC: SPD tipo II	○
Protecção contra inversão de polaridade CC / Resistência a curtos-circuitos CA / Galvanicamente separado	• / • / —
Unidade de monitorização de corrente residual sensível a todas as correntes	•
Classe de protecção (conforme a IEC 62109-1) / categoria de sobretensão (conforme a IEC 62109-1)	I / AC: III; DC: II

Dados gerais

Dimensões (L / A / P)	661 / 682 / 264 mm (26,0 / 26,9 / 10,4 in)
Peso	61 kg (134,48 lb)
Gama de temperatura de serviço	-25°C a +60°C (-13°F a +140°F)
Emissões sonoras, típicas	51 dB(A)
Autoconsumo (noite)	1 W
Topologia / princípio de refrigeração	Sem transformador / OptiCool
Grau de protecção (conforme a IEC 60529)	IP65
Classe de condições ambientais (conforme a IEC 60721-3-4)	4K4H
Valor máximo admissível da humidade relativa (sem condensação)	100%

equipamento / função / acessórios

Ligação CC / ligação CA	SUNCLIX / terminal de mola
Visor	○
Interface: RS485, Speedwire/Webconnect	○ / •
Interface de dados: SMA Modbus / SunSpec Modbus	• / •
Relé multifunções / Power Control Module	○ / ○

OptiTrack Global Peak / Integrated Plant Control / Q on Demand 24/7	● / ● / ●
Capacidade off-grid / Compatível com SMA Fuel Save Controller	● / ●
Garantia: 5 / 10 / 15 / 20 anos	● / ○ / ○ / ○
<p>Homologações e certificados (mais a pedido)</p> <p>* Não se aplica a todos os anexos nacionais da EN 50438</p>	<p>ANRE 30, AS 4777, BDEW 2008, C10/11:2012, CE, CEI 0-16, CEI 0-21, EN 50438:2013*,</p> <p>G59/3, IEC 60068-2-x, IEC 61727, IEC 62109-1/2, IEC 62116, MEA 2013, NBR 16149,</p> <p>NEN EN 50438, NRS 097-2-1, PEA 2013, PPC, RD 1699/413, RD 661/2007, Res. nº7:2013, SI4777, TOR D4, TR 3.2.2, UTE C15-712-1, VDE 0126-1-1, VDE-AR-N 4105, VFR 2014</p>
Designação do modelo	STP 25000TL-30

Ilustração 7.3 Ficha técnica de bateria

tesv.com

LITHIUM STORAGE

Technology
The installed TESVOLT lithium-iron-manganese-phosphate-batteries (LiFeMnPO₄) are reliable, safely in use and have an amazing high cycle stability.

Active Battery Management
The lithium cells have an active and intelligent bi-directional battery management system.

Environmental friendly
The TESVOLT Lithium-batteries do not contain environmentally harmful heavy metals and they are intrinsically safe.

Monitoring
The battery system is monitored and managed with temperature sensors and also the help of a smart online platform.

13.30

23.44

0.04

Battery System	TLC 120	
Energy content (C1) [kWh]	122,9	
Max. nominal charging power DC [kW]	36	
Max. nominal discharging power AC [kW]	36	
Depth of discharge [DoD]	70%	90%
Usable capacity [kWh]	86,0	110,6
Number of cycles	8000	5000
Charging time at rated power [h]	2,4	3,1
Discharging time at rated power [h]	2,4	3,1
Self-discharge	<3% per month	
Suitable PV systems power [kWp]	from 30	
Max. efficiency	90%	
Isolated operation and emergency mode		
Max. nominal discharge power AC [kW]	36	
Max. nominal discharge power AC [kW] 30 min	48	
Max. nominal discharge power AC [kW] 5 min	54	
Max. nominal discharge power AC [kW] 30 sec <small>(2017-04-04)</small>	66	
Battery system		
Electric charge (C1) [Ah]	2400	
DC nominal power [V]	51,2	
System	3-phase	
Emergency power supply	integrated	
Air conditioning		
Area of application temperature range	0,275-2,75	
Max. cooling capacity [kW]	2.0-7.0	
Max. heating capacity [kW]	1.8-7.0	
Climate regulation		
General data		
Dimensions L x W x H [mm]	3.000 x 2.450 x 2.900	
Total weight [kg]	4.000	