



Rodrigo Pereira Hartmann

Licenciado em Engenharia do Ambiente

**Potencial técnico de produção de
eletricidade por solar PV em Almada e
complementaridade entre geração e
consumo em edifícios sintéticos de uso
misto**

Dissertação para Obtenção do Grau de Mestre em

Engenharia do Ambiente, perfil de Engenharia de Sistemas
Ambientais

Orientador: Professora Doutora Júlia Seixas,
Professora Auxiliar com agregação,
Faculdade de Ciências e Tecnologia da
Universidade Nova de Lisboa

Co-orientador: Engenheiro Luís Dias, investigador do
CENSE, Faculdade de Ciências e
Tecnologia da Universidade Nova de
Lisboa

Júri:

Presidente: Prof. Doutor Francisco Manuel Freire Cardoso Ferreira
Arguente: Doutora Teresa Maria Veloso Nunes Simões Esteves
Vogal: Prof. Doutora Maria Júlia Fonseca de Seixas



**FACULDADE DE
CIÊNCIAS E TECNOLOGIA
UNIVERSIDADE NOVA DE LISBOA**

Fevereiro de 2018

Potencial técnico de produção de eletricidade por solar PV em Almada e complementaridade entre geração e consumo em edifícios sintéticos de uso misto

© Copyright em nome de Rodrigo Pereira Hartmann, da FCT/UNL e da UNL

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

*"The choice we face is
not between saving our
environment and saving
our economy - it's a
choice between
prosperity and decline"*

- Barack Obama

Agradecimentos

Em primeiro lugar quero agradecer à minha família, que com muita paciência me têm acompanhado ao longo do meu percurso académico. Obrigado pela motivação e apoio incondicional, especialmente durante esta fase final.

Agradeço aos meus colegas de curso principalmente a Lisandra Miguel e Diogo Moreira cujas contribuições e conselhos ajudaram o desenvolvimento deste trabalho, e também ao João Gouveia e toda a equipa do CENSE.

Agradeço ao Projeto INSmart - *Integrative Smart City Planning*, financiado pela Comissão Europeia, cujas informações foram essenciais no decurso da análise da complementaridade entre geração e consumo de eletricidade em edifícios de uso misto.

Agradeço também ao engenheiro João Cleto e ao Departamento de Energia, Clima, Ambiente e Mobilidade e Câmara Municipal de Almada, pela informação e material fornecido no âmbito do projeto SURECITY (Cidades Eficientes E Sustentáveis no Uso dos Recursos – Simulação holística e otimização de energia, transportes, qualidade do ar e estratégias climáticas em cidades inteligentes), sem o qual o trabalho desenvolvido nesta dissertação não teria sido possível.

Agradeço aos meus professores da FCT- UNL que direta ou indiretamente estiveram envolvidos com o trabalho desenvolvido, em especial a Professora Teresa Calvão, cuja disponibilidade e apoio contribuíram, em grande medida, para o arranque inicial deste trabalho.

Agradeço a minha orientadora, a Professora Doutora Júlia Seixas, cujo apoio e recomendações ajudaram a orientar o meu trabalho do princípio ao fim. Finalmente, agradeço também ao meu coorientador, o engenheiro Luís Dias, por todo o apoio, paciência, orientação e disponibilidade, e sem o qual o trabalho desenvolvido nesta dissertação não teria a mesma qualidade.

Resumo

O papel das cidades na mitigação das alterações climáticas tem ganho maior importância face ao aumento da concentração da população em zonas urbanas e da consequente procura global de energia. À luz da transição energética atual e dos recentes desenvolvimentos tecnológicos, é necessária uma avaliação adequada do potencial urbano para o aproveitamento dos recursos locais, procurando aumentar a integração de energias renováveis nas cidades.

Neste contexto, este trabalho apresenta uma análise sobre o potencial técnico de sistemas fotovoltaicos (PV) para produção de eletricidade, e implementação nos telhados de edifícios predominantemente residenciais do município de Almada (Portugal). O estudo avalia a capacidade instalada e a respetiva produção anual de eletricidade, bem como a capacidade de sistemas PV para satisfazer as necessidades energéticas de edifícios sintéticos. O estudo fornece também diferentes configurações para a partilha da eletricidade renovável gerada, entre os diferentes consumidores num mesmo edifício, por exemplo entre consumidores residenciais e serviços.

A metodologia incluiu a utilização de cartografia digital do edificado de Almada, sistemas de informação geográfica para caracterizar os telhados em termos de inclinação e área disponível para a instalação de sistemas PV e a ferramenta online PVGIS para simular a produção potencial de eletricidade em cada edifício. Adicionalmente, através da utilização de dados sobre o consumo elétrico doméstico e o consumo médio do sector dos serviços, avaliou-se a complementaridade entre consumos de eletricidade versus a produção média potencial para diferentes cenários de edifícios sintéticos.

O trabalho desenvolvido permitiu estimar, para cinco freguesias do município de Almada, um potencial de sistemas PV instalados em edifícios residenciais de cerca de 28 MW, correspondendo a uma produção anual de eletricidade de 47 GWh. Esta capacidade de produção de eletricidade permitiria que 22% da eletricidade final consumida no sector residencial de Almada possa ser assegurada por fonte renovável distribuída, contribuindo assim para a redução em 20% das emissões de gases com efeito de estufa atuais, associadas à produção de eletricidade para este sector.

Os resultados associados às simulações para diferentes configurações de edifícios (i.e. edifícios sintéticos) demonstraram ser possível, em determinadas condições, habitações e serviços no mesmo edifício, terem as suas necessidades de eletricidade asseguradas com eletricidade produzida de um sistema solar PV partilhado.

Os resultados obtidos neste trabalho contribuem para uma maior compreensão sobre o potencial urbano de aproveitamento local de eletricidade solar PV, bem como sobre diferentes soluções para explorar os espaços e recursos disponíveis em ambientes urbanos, promovendo o desenvolvimento de oportunidades de negócios para o consumo coletivo de energia.

Palavras-chave: Potencial urbano, sistemas PV, edifícios sintéticos, produção de eletricidade

Abstract

The role of cities in climate change mitigation has gained greater importance given the increasing concentration of the population in urban areas and the consequent global demand for energy. In the light of the current energy transition and recent technological developments, a proper assessment of the urban potential for the use of local resources is necessary, seeking to increase the integration of renewable energies in cities.

In this context, this work presents an analysis on the technical potential of photovoltaic (PV) systems for electricity production, for deployment on the roofs of predominantly residential buildings in the municipality of Almada (Portugal). The analysis assesses installed capacity and annual electricity production, as well as the ability of rooftop PV systems to meet the energy needs of synthetic buildings. The study also provides different configurations for the sharing of renewable energy generated, between different consumers in the same building, for example between residential consumers and services.

The methodology included the use of digital building cartography of Almada, geographic information systems to characterize the roofs in terms of slope and available area for PV systems, and the PVGIS online tool to simulate the potential electricity production in each building. Additionally, using data on domestic electricity consumption and the average consumption of the services sector, the complementarity of consumption versus the average potential production for synthetic buildings in different scenarios was evaluated.

The developed work allowed the estimation of potential PV systems installed in residential buildings of around 28 MW for five parishes in the municipality of Almada, corresponding to an annual electricity production of 47 GWh. This electricity production capacity would enable 22% of the final energy consumed to be delivered by distributed renewable sources, thereby contributing to the reduction of the current greenhouse gas emissions associated with electricity generation for this sector by 20%.

The results associated with the simulations for different building configurations (i.e. synthetic buildings) have shown that, under certain conditions, housing and services in the same building, can have their electricity needs ensured with electricity produced from a shared PV solar system.

The results obtained in this work contribute to a greater understanding of the urban potential for the local use of PV solar energy, as well as different solutions to explore the spaces and resources available in urban environments, promoting the development of business opportunities for collective self-consumption of energy.

Keywords: Urban potential, PV systems, synthetic buildings, electricity production

Índice

Agradecimentos.....	7
Resumo	8
Abstract	10
Índice	12
Índice de figuras	15
Índice de tabelas	19
Lista de Acrónimos	20
1 Introdução.....	21
1.1 Enquadramento	21
1.2 Âmbito e objetivo	23
1.3 Organização da Dissertação	24
2 Revisão de Literatura	25
2.1 A transição energética urbana	25
2.1.1 Cidades sustentáveis eficientes no uso de recursos	25
2.1.2 Cidades inteligentes	27
2.1.3 A Cidade Solar	27
2.2 A importância da produção de eletricidade por solar PV nas áreas urbanas	33
2.2.1 O panorama atual do sector solar fotovoltaico	33
2.2.2 O potencial da energia solar fotovoltaica em áreas urbanas	36
2.3 Partilha de recursos através de modelos de transação de eletricidade peer-to-peer em microrredes	42
2.3.1 Microrredes.....	43
2.3.2 Modelos de transação de electricidade peer-to-peer	45
2.3.3 Gestão e consumo coletivo de eletricidade ao nível do edifício	47
3 Metodologia	50
3.1 Caso de estudo: Município de Almada.....	50
3.1.1 Caracterização geográfica do Concelho de Almada.....	51
3.1.2 Caracterização socioeconómica	52
3.1.3 Caracterização climática e de exposição solar	54
3.1.4 Medidas e instrumentos de política climática de Almada	57
3.2 Estimativa do potencial de produção de eletricidade por solar PV	59
3.2.1 Metodologia proposta	60
3.2.2 Restrições geográfica e do parque edificado consideradas na análise	62
3.2.3 Fatores de restrições utilizados.....	63
3.2.4 Estimativa da área adequada para sistemas fotovoltaicos na área de estudo	66
3.2.5 Capacidade instalada e produção anual de eletricidade	67
3.3 Análise do contributo da produção de eletricidade por solar PV e impacto na redução de emissões de CO ₂ no sector residencial do município de Almada.....	69
3.3.1 Fator de emissão de gases com efeito de estufa	70
3.3.2 Taxa de degradação dos sistemas PV e produção de energia	72
3.4 Análise da complementaridade para geração e consumo de eletricidade	73

3.4.1 Caracterização de edifícios sintéticos	74
3.4.2 Consumos elétricos: Habitações	76
3.4.3 Consumo elétrico no sector dos serviços	79
3.4.4 Valores simulados de produção de eletricidade	82
3.4.5 Composição de cenários para os edifícios sintéticos	83
4 Resultados	88
4.1 Potencial técnico para a produção de eletricidade por energia solar PV em edifícios residenciais no concelho de Almada	88
4.1.1 Pré-processamento e correção dos dados	88
4.1.2 Caracterização dos telhados	91
4.1.3 Análise das áreas de telhado, área útil e área adequada para sistemas PV nos edifícios residenciais do município de Almada	92
4.1.4 Capacidade instalada estimada e produção anual de eletricidade das freguesias em estudo	97
4.2 Contributo da produção de eletricidade solar PV no consumo de eletricidade e na redução de emissões de GEE do sector residencial de Almada	101
4.2.1 Eficiência de produção dos painéis PV ao longo da vida útil	101
4.2.2 Contributo do potencial técnico de produção de eletricidade solar PV nas medidas sectoriais do município para redução das emissões de GEE	102
4.3 Análise de complementaridade entre produção e consumo de eletricidade em cenários de edifícios sintéticos	105
4.3.1 Cenário A	105
4.3.2 Cenário B	111
4.3.3 Cenário C	117
4.3.4 Cenário D	120
5 Conclusão	126
5.1 Discussão de resultados	126
5.2 Considerações finais e limitações	128
5.3 Desenvolvimentos futuros	130
Bibliografia	133
Anexos	I
Capacidade instalada potencial das freguesias analisadas	III
Anexo I – Almada	IV
Anexo II - Pragal	V
Anexo III – Cacilhas	VI
Anexo IV – Cova da Piedade	VII
Anexo V – Laranjeiro	VIII
Produção anual de eletricidade das freguesias analisadas	IX
Anexo VI – Almada	X
Anexo VII – Pragal	XI
Anexo VIII – Cacilhas	XII
Anexo IX – Cova da Piedade	XIII
Anexo X – Laranjeiro	XIV
Produção e consumo horário sazonal	XV

Anexo XI – Matriz de produção e consumo	XVI
Anexo XII – Eficiência de produção do sistema PV	XVIII

Índice de figuras

Figura 1 - Cidade de Dezhou (Fonte: http://www.questforchina.com/inside-the-worlds-first-solar-city-china/)	28
Figura 2 - Projeto FREESUN indica a disponibilidade dos telhados dos edifícios para instalação de sistemas solares PV, avaliando como muito adequado (verde), adequado (laranja) ou necessita de verificação no local (azul)	31
Figura 3 - Crescimento anual das fontes de energia renováveis no abastecimento total de energia primária mundial 1990-2014 (Fonte: Key Energy Statistics, 2016)	35
Figura 4 - Potencial solar PV na Europa (Fonte: Adaptado de (Perpiña Castillo et al., (2015))	35
Figura 5 - Distribuição dos investimentos em energia solar (Fonte: Adaptado de (Perpiña Castillo, Filipe, & Lavalle, (2015))	36
Figura 6 - Potencial solar urbano para a Cidade de San Diego, estimado pelo projecto Sunroof da Google™	38
Figura 7 - Carta do Potencial Solar do Concelho de Lisboa (Fonte: adaptado de http://lisboaenova.org/cartasolarlisboa)	40
Figura 8 - Estrutura de modelos com servidor central e redes peer-to-peer (Fonte: adaptado de http://microgridnews.com/brooklyn-startup-broadens-solar-power-access-p2p-energy-exchange/)	45
Figura 9 - Modelo peer-to-peer para a transação de eletricidade entre intervenientes de uma microrrede (Adaptado de Mengelkamp et al., 2017)	47
Figura 10 - Localização geográfico de Almada e Área Metropolitana de Lisboa (Fonte: Atlas digital da Área Metropolitana de Lisboa – 2016, disponível em www.aml.pt)	51
Figura 11 - Freguesias de Almada após reorganização administrativa de 2013 (Fonte: Adaptado de https://pt.wikipedia.org/wiki/Almada)	53
Figura 12 - Mapa da insolação média anual (Fonte: Adaptado de Atlas do Ambiente. Disponível em http://sniamb.apambiente.pt/Home/Default.htm)	54
Figura 13 - Irradiação global horizontal de Almada e da AML (Fonte: Adaptado de Global Solar Atlas. Disponível em http://globalsolaratlas.info)	55
Figura 14 - Evolução da irradiação global horizontal (IGH), irradiação normal direta (IND) e irradiação em ângulo ótimo (IOP) ao longo do ano, para o concelho de Almada. (Fonte: PVGIS, 2017)	55
Figura 15 - Mapa de exposição à radiação solar em Almada (Fonte: Adaptado de Estudos de Caracterização do Território Municipal Caderno 2 - Sistema Ambiental. (Câmara Municipal de Almada, 2011a))	57
Figura 16 - Evolução das emissões de GEE para o cenário BAU e para o compromisso de redução de 20% face a 2006 (Fonte: Adaptado de (AGENEAL, 2010))	58
Figura 17 - Diagrama de operações para o apuramento da capacidade instalada potencial de sistemas solar PV nos telhados dos edifícios residenciais do Município de Almada	61
Figura 18 - Caracterização dos edifícios residenciais por número de pisos e por freguesia (BGRI 2011)	63
Figura 19 – Disposição de módulos para cálculo do GCR em telhados inclinados e planos (Adaptado de Byrne, et al. (2015))	64
Figura 20 - Ilustração de operação em SIG para determinação da área útil e área adequada para PV com recurso ao fator de utilização e de sombreamento	67
Figura 21 - Características do sistema PV pré-determinadas pelo PVGIS	69
Figura 22 – Eletricidade (MWh/ano) e quantidade de emissões (t CO ₂ eq/ano) estimadas nas matrizes de referência e prospetivas do PAM, relativas ao sector dos edifícios residenciais	70

Figura 23 - Emissões de CO ₂ nacionais, por sector, em 2015 (Fonte: INERPA 2015).	71
Figura 24 - O efeito da temperatura numa célula solar PV (Adaptado de Ibrahim (2011))	73
Figura 25 - Proporção de edifícios quanto ao número de pisos, por freguesia (INE- Instituto nacional de Estatística)	74
Figura 26 - Esquema representativo da metodologia para elaboração de edifícios sintéticos	76
Figura 27 - Perfis anuais de consumos das diferentes famílias (clusters) de consumo utilizados na elaboração sector residencial dos edifícios sintéticos	77
Figura 28 - Diagrama de extremos e quartis com a distribuição das três famílias de consumos utilizadas, de entre todas as descritas por Gouveia et al. (2016).	78
Figura 29 - Caracterização do parque de edifícios das freguesias consideradas na análise por tipo de utilização (INE- Instituto nacional de Estatística)	80
Figura 30 - Atividades relativas aos sectores económicos: Comércio e serviços (Fonte: Miguel, 2016)	81
Figura 31 - Valores médios horários dos consumos do sector económico Serviços BTN (Fonte: Miguel, 2016)	82
Figura 32 - Valores médios horários dos consumos dos serviços, por estação (Fonte: Miguel, 2016)	82
Figura 33 - Obtenção dos valores horários de produção por solar PV, com recurso ao PVGIS	83
Figura 34 - Distribuição das famílias de consumos nas habitações dos edifícios sintéticos. Os quadrados verdes correspondem às combinações de tipos de consumos atribuídos a cada cenário	86
Figura 35 - Eliminação de polígonos sobre pátios internos	89
Figura 36 - Segmentação de polígonos em edifícios em banda	90
Figura 37 - Reparação de polígonos cortados sobre áreas de edifícios	91
Figura 38 - Caracterização de telhados do parque edificado para as freguesias consideradas na análise	92
Figura 39 - Relação entre área adequada para PV (azul escuro), área útil (azul) e área de telhado global (azul claro) para toda a área de estudo	93
Figura 40 - Área de telhado, área útil e área adequada total (eixo da esquerda) dos edifícios residenciais seleccionados (eixo da direita) para análise do potencial para instalação de solar PV	94
Figura 41 - Proporção de telhados planos e telhados inclinados por freguesia	95
Figura 42 - Redução das áreas total de telhado e áreas úteis, por freguesia, por aplicação de restrições da metodologia	95
Figura 43 - Proporção da contribuição, de cada freguesia, para a área adequada para PV global	96
Figura 44 – Perfil de produção médio diário correspondente à capacidade instalada média por edifício, por freguesia	98
Figura 45 - Perfil de produção médio anual correspondente à capacidade instalada média por edifício, por freguesia	99
Figura 46 - Perfil de produção médio sazonal correspondente à capacidade instalada média por edifício, por freguesia	99
Figura 47 - Capacidade instalada (kW por edifício) para a área de estudo	100
Figura 48 - Produção anual de eletricidade (kWh por edifício) para a área de estudo	101
Figura 49 – Diminuição da eficiência e produção de eletricidade ao longo do tempo de vida útil do tipo de painéis PV considerados na análise do PTPV	102

Figura 50 - Potencial de produção de eletricidade por solar PV, no ano 2020, face às matrizes de referência e prospetivas para o sector residencial no município de Almada .	103
Figura 51 - Contribuição da capacidade instalada do solar PV em edifícios residenciais no consumo energético do sector em 2020	103
Figura 52 - Contribuição da capacidade instalada do solar PV para a diminuição das emissões de GEE associadas ao consumo de eletricidade em edifícios residenciais, em 2020	104
Figura 53 - Medidas do PAM para o sector residencial face ao potencial de produção fotovoltaica nos telhados dos edifícios residenciais	104
Figura 54 – Diagrama de produção horária de eletricidade por PV e consumo horário de eletricidade no 1º andar e no andar dos serviços, com uma relação de complementaridade forte ($p=0,75$) entre os seus perfis de consumos.	107
Figura 55 – Diagrama de produção horária de eletricidade por PV e consumo horário de eletricidade no andar dos serviços	107
Figura 56 - Diagrama de produção horária de eletricidade por PV e o consumo horário de eletricidade das habitações do 1º andar	107
Figura 57 - Diagrama de produção horária de eletricidade por PV e consumo horário de eletricidade das habitações do edifício 1	107
Figura 58 - Comparação entre a produção de eletricidade por PV cumulativa horária global e cumulativa horária no verão, face aos consumos de eletricidade cumulativos horários das habitações e do andar de serviços do ES 1	109
Figura 59 - Diagrama de produção de eletricidade por PV e consumo horário de electricidade no 2º andar e no andar dos serviços	109
Figura 60 - Comparação entre a produção de eletricidade por PV cumulativa horária global e cumulativa horária no verão, face aos consumos de eletricidade cumulativos horários das habitações do 2º andar e do andar dos serviços do ES 1	109
Figura 61 - Diagrama de produção de eletricidade por PV e o consumo horário global de eletricidade de todo o ES 1	109
Figura 62 - Comparação entre a produção de eletricidade por PV cumulativa horária global e cumulativa horária no verão, face aos consumos de eletricidade cumulativos horários globais do ES 1	110
Figura 63 - Comparação entre a produção de eletricidade por PV cumulativa horária global e cumulativa horária no verão, face aos consumos de eletricidade cumulativos horários de diferentes componentes do ES 1	110
Figura 64 - Comparação entre a produção de eletricidade por PV cumulativa horária global e cumulativa horária no verão, face aos consumos de eletricidade cumulativos horários de diferentes combinações entre componentes do ES 1	110
Figura 65 - Diagrama de produção horária de eletricidade por PV e consumo horário de eletricidade das habitações do 2º andar, com uma relação forte de complementaridade ($p=0,83$) entre os seus perfis de consumo	113
Figura 66 - Diagrama de produção horária de eletricidade por PV e consumo horário de eletricidade das habitações do 3º andar, com uma relação de complementaridade muito forte ($p=0,96$) entre os seus perfis de consumo	113
Figura 67 - Comparação entre a produção de eletricidade por PV cumulativa horária global e os consumos de eletricidade cumulativos horários das habitações de cada andar do ES 2	113
Figura 68 - Digrama de produção horária de eletricidade por PV e os consumos horários globais de eletricidade das habitações do ES 2	113
Figura 69 - Diagrama de produção horária de eletricidade por PV e consumo horário de eletricidade no 1º andar e no andar dos serviços, com uma relação de complementaridade forte ($p=0,75$) entre os seus perfis de consumo	115

Figura 70 – Diagrama de produção horária de eletricidade por PV e consumo horário de eletricidade no 2º andar e no andar dos serviços, com uma relação de complementaridade moderada ($p=0,56$) entre os seus perfis de consumo.....	115
Figura 71 - Diagrama de produção de eletricidade por PV e consumo horário de eletricidade no 3º andar e no andar dos serviços, com uma relação de complementaridade forte ($p=0,74$) entre os seus perfis.....	115
Figura 72 - Diagrama de produção horária de eletricidade por PV e o consumo horário global de eletricidade do ES 2.....	115
Figura 73 – Comparação entre a produção de eletricidade por PV cumulativa horária global e os consumos de eletricidade cumulativos horários das habitações e do andar de serviços do ES 2.....	116
Figura 74 - Comparação entre a produção de eletricidade por PV cumulativa horária global e os consumos cumulativos horários de diferentes combinações entre componentes do ES 2	116
Figura 75 - Diagrama de produção horária de eletricidade por PV e consumo horário de eletricidade das habitações do 4º andar do ES 3	119
Figura 76 - Comparação entre a produção de eletricidade por PV cumulativa horária global e cumulativa horária no verão e inverno, face aos consumos de eletricidade cumulativos horários de cada componente do ES 3	119
Figura 77 - Diagrama de produção horária de eletricidade por PV e consumo horário de eletricidade no 4º andar e no piso dos serviços, com uma relação de complementaridade fraca ($p=0,46$) entre os seus perfis de consumo	119
Figura 78 – Comparação entre a produção de eletricidade por PV cumulativa horária global e cumulativa horária no verão e inverno, face aos consumos de eletricidade cumulativos horários de diferentes combinações entre componentes do ES 3	119
Figura 79 - Diagrama de produção de eletricidade por PV e consumo de eletricidade das habitações do 2º andar, com uma relação de complementaridade perfeita ($p=1$) entre os seus perfis de consumo	122
Figura 80 - Diagrama de produção de eletricidade por PV e o consumo de eletricidade das habitações do 4º andar, com uma relação de complementaridade forte ($p=0,82$) entre os seus perfis de consumo	122
Figura 81 - Comparação entre a produção de eletricidade por PV cumulativa horária global e cumulativa horária no inverno, face aos consumos cumulativos horários de cada componente do ES 4	122
Figura 82 - Diagrama de produção de eletricidade por PV e o consumo de eletricidade de todas as habitações do ES 4.....	122
Figura 83 - Diagrama de produção de eletricidade por PV e o consumo de eletricidade nas habitações do 2º andar e no andar de serviços, com uma relação de complementaridade forte ($p=0,72$) entre os seus perfis de consumo.....	123
Figura 84 - Diagrama de produção de eletricidade por PV e o consumo de eletricidade nas habitações do 4º piso e no andar de serviços, com uma relação de complementaridade moderada ($p=0,64$) entre os seus perfis de consumo.....	123
Figura 85 - Comparação entre a produção de eletricidade por PV cumulativa horária global e cumulativa horária no inverno, face aos consumos de eletricidade cumulativos horários de diferentes combinações entre componentes do ES 4.....	123

Índice de tabelas

Tabela 1 - Síntese de iniciativas que promovem o modelo de cidade solar	30
Tabela 2 - Principais vantagens e desvantagens da tecnologia solar PV (Fonte: Luque & Hegedus, 2011)	34
Tabela 3 - Indivíduos residentes empregados por sector de atividade (Fonte: Censos 2011, INE)	52
Tabela 4 - Área de exposição no concelho de Almada (Fonte: Adaptado de Estudos de Caracterização do Território Municipal Caderno 2 - Sistema Ambiental. Câmara Municipal de Almada, 2011a)	56
Tabela 5 – Ground Coverage Ratio (GCR), Área de serviço (SA) e Área útil proporcional à inclinação de telhado (Adaptado de Byrne et al. (2015))	64
Tabela 6 - Valores para F_s considerados por diferentes autores e localização dos respetivos caso de estudo	65
Tabela 7 - Parâmetros para a categorização do edificado segundo Izquierdo et al., 2008	65
Tabela 8 - Categorização do edificado por Izquierdo et al., 2008	66
Tabela 9 - Fator de sombreamento definido para cada freguesia da área de estudo ...	66
Tabela 10 - Características do sistema PV considerado	68
Tabela 11 - Proporção de telhados do tipo plano e inclinado, por freguesia	92
Tabela 12 - Resultados da estimação das áreas de telhado, área útil e área adequada para sistemas PV, por freguesia	93
Tabela 13 - Caracterização dos telhados por tipo e respetiva capacidade instalada, por freguesia	96
Tabela 14 - Resultados da estimação da capacidade instalada e produção anual de eletricidade por solar PV, por freguesia	97
Tabela 15 – Correspondência entre produção de eletricidade por solar PV nos edifícios sintéticos e complementaridade entre perfis de consumo analisados	124

Lista de Acrónimos

BAU	<i>Business-as-usual</i>
BGRI	Base Geográfica de Referenciação de Informação
BRT	<i>Building representative typology</i>
BT	Baixa tensão normal
CMA	Câmara Municipal de Almada
ELAC	Estratégia Local para as alterações climáticas
ES	Edifício sintético
FERD	Fontes de energia renovável distribuída
GEE	Gases com efeito de estufa
GWh	Gigawatt-hora
IEB	Inventário de emissões base
kWh	Quilowatt-hora
MT	Média tensão
PAM	Plano de Ação e Mitigação
PTPV	Potencial de produção de eletricidade por energia solar fotovoltaica
SIG	Sistema de informação geográfico

1 Introdução

1.1 Enquadramento

O crescimento económico e a populacional mundial continuam a ser as principais forças motrizes para os aumentos de emissões de CO₂ provenientes do uso de combustíveis fósseis (IPCC, 2014). A eficiência na utilização dos recursos é essencial para desassociar o desenvolvimento económico da degradação ambiental (UNEP, 2012) e nessa medida, as fontes de energia renovável (FER) desempenham um papel importante para se alcançar um crescimento sustentável (Bhattacharya et al., 2017).

Ao ritmo atual de crescimento estima-se que a população mundial seja de aproximadamente 10 mil milhões até 2050 (United Nations, 2017). Face à crescente urbanização e tendo em conta que a maior parte da procura de energia concentra-se nas cidades, alcançar a sustentabilidade energética exige que uma fração significativa desta procura possa ser satisfeita com fontes de energia locais, limpas e abundantes (Brito et al., 2017).

O sector dos edifícios consome cerca de 30-40% do total de energia primária mundial e correspondentemente é responsável por 40 a 50% das emissões de gases com efeito de estufa (GEE) globais (Ramesh et al., 2010), por exemplo, em 2010 este sector contribuiu com 32% do consumo total global de energia, e 19% das emissões relacionadas à energia (incluindo eletricidade) (IPCC, 2014). Só nos países da União Europeia (EU) os edifícios do sector residencial e comercial (terciário) representam 40% do uso final de energia e apresentam o maior potencial de poupança entre os principais setores de consumo de energia (Eurostat, 2016)

Apesar do sector de fornecimento de energia oferecer uma multiplicidade de opções para reduzir as emissões de GEE (IPCC, 2014), existem medidas inexploradas nos edifícios. Estas medidas, relacionadas com o consumo de energia, particularmente de eficiência energética e energias renováveis, poderiam auxiliar a antecipar um pico máximo de emissões de GEE (IEA, 2016) como é desejável para a estabilização do sistema climático.

A energia solar fotovoltaica (PV) tem tido um rápido crescimento nos últimos anos e possui o maior potencial de redução de custos de entre todas as fontes de energia renovável (FER) (Chowdhury et al., 2014). Uma vez que é na fase operacional da vida útil dos edifícios que se verificam os maiores consumos de energia primária, (80-90%) (Ramesh et al., 2010), a conversão de energia solar através de sistemas PV integrados em edifícios tem sido considerada como uma solução promissora para a satisfação das necessidades energéticas no sector.

A sua aplicação tem sido investigada em diversos contextos geográficos, onde a produção de eletricidade através desta tecnologia permitiria reduzir grande parte das necessidades energéticas, tanto à escala urbana (Singh & Banerjee, 2015) como à escala regional (Izquierdo et al., 2008; Molin et al., 2016). De facto estima-se que em alguns casos pode satisfazer 15% (Peng & Lu, 2013a) a 90% (Campos et al., 2016) da procura energética anual de

eletricidade nas cidades, verificando-se assim que existe um potencial demonstrado para a implementação a grande escala de tecnologia solar PV, em telhados de edifícios urbanos.

À medida que a paridade de rede do solar PV é atingida num número crescente de países (Shah & Booream-Phelps, 2015), a sua competitividade comparativamente às fontes de energia convencionais, proporciona um incentivo cada vez maior à implementação deste tipo de sistemas, contribuindo para a proliferação de energias renováveis distribuídas, nomeadamente para autoconsumo (IEA, 2014). Prevê-se que a expansão deste sector acompanhe o crescimento e urbanização da população nas próximas décadas (Visa et al., 2014), e a resposta ao aumento do consumo de energia exigirá um conjunto de soluções que garantam o provisionamento de energia proporcional ao crescimento populacional. Atualmente existe um número crescente de autores que promovem a ideia da “cidade solar” como uma possível solução técnica para o abastecimento local de energia (Byrne et al., 2017), porém, com o aumento de sistemas PV para autoconsumo um dos grandes desafios à implementação de (*grid connected*) em ambiente urbano, reside na necessidade de evitar constrangimentos na rede elétrica (Pillai et al., 2017).

Existe a necessidade de investigar como a racionalidade da eletricidade proveniente de sistemas solar PV em edifícios pode contribuir para evitar situações de sobrecarga da rede de distribuição, derivadas da incompatibilidade entre consumo e produção, ou seja, quando o pico de produção do sistema PV é superior ao consumo (Cao & Sirén, 2014).

O potencial de mecanismos flexíveis de partilha de eletricidade de forma descentralizada, através de modelos de transação de energia elétrica tem sido amplamente explorado (Long et al., 2017) e inclusivamente despertado o interesse em novos modelos de negócio, tirando partido do crescimento das redes inteligentes em cidades e da proliferação de tecnologias de comunicação inovadoras.

Neste contexto, a utilização de sistemas solar PV em edifícios multi-apartamento de usos mistos (i.e. residencial e serviços) pode oferecer soluções para simultaneamente evitar constrangimentos na rede de distribuição de eletricidade, e melhorar a eficiência desses sistemas para o autoconsumo, fazendo corresponder as necessidades de eletricidade de diferentes consumidores e à geração de eletricidade no local de consumo. De facto, a possibilidade de os serviços/comércio no piso térreo desses edifícios absorver o excedente de eletricidade gerada durante o pico de produção não só aumentaria o rendimento dos sistemas solares PV como traria benefícios económicos para esses serviços e para os produtores de energia, uma vez que consumiriam parte da eletricidade produzida pelos sistemas PV nas horas em que os consumos das habitações fossem mais baixos.

Assim propõe-se investigar neste trabalho a combinação entre diferentes tipos de consumo de eletricidade domésticos e do sector de serviços, em cenários de edifícios sintéticos a fim de apurar a melhor correspondência entre os seus perfis de consumo e perfis de produção de eletricidade por solar PV, bem como analisar a complementaridade entre perfis de consumo do sector residencial e dos serviços. Edifícios sintéticos são construções teóricas criadas através de um composto de várias características encontradas dentro de uma categoria de edifícios com atributos semelhantes (Sousa et al., 2017). Esta abordagem permite reproduzir edifícios de uso

misto (habitações e serviços) típicos, de forma a avaliar sua viabilidade para o aproveitamento conjunto de energia solar PV, no contexto de uma análise do potencial técnico para a produção de energia solar fotovoltaica em telhados de edifícios residenciais do município de Almada.

1.2 Âmbito e objetivo

O trabalho desenvolvido insere-se no âmbito do projeto europeu SURECITY - “Sustainable and Resource Efficient Cities - Holistic simulation and optimization of energy, transportation, air-quality and climate strategies of smart cities” (Cidades Eficientes E Sustentáveis no Uso dos Recursos – Simulação holística e otimização de energia, transportes, qualidade do ar e estratégias climáticas em cidades inteligentes). O SURECITY é um projeto de investigação do Joint Innovation Action URBAN EUROPE e a sua missão é apoiar a integração de políticas e medidas para a transição para sistemas e transportes de baixo carbono em bairros e cidade através do desenvolvimento de uma plataforma de software que articula diferentes modelos para delinear estratégias locais de energia e redução de emissões de GEE a médio e longo prazo. As cidades envolvidas são Malmö (Suécia), Judenburg (Áustria) e Almada (Portugal). Assim, para responder a sustentabilidade energética à escala urbana, o presente trabalho foca-se sobre o potencial de produção de eletricidade por solar PV e o seu aproveitamento no município de Almada.

O objetivo principal deste trabalho é analisar o potencial técnico de produção de eletricidade por solar fotovoltaica (PV) em telhados de edifícios maioritariamente residenciais no município de Almada. Assim, numa primeira fase propõe-se responder a questões-chave no âmbito da avaliação do potencial urbano para a produção de eletricidade por tecnologia solar PV, nomeadamente:

1. Qual é a área total adequada nos telhados de edifícios do sector residencial para implementação de sistemas fotovoltaicos?
2. Qual é a capacidade total instalada (MW) em edifícios residenciais e a correspondente produção potencial anual de eletricidade?

Numa segunda fase o trabalho contempla uma análise da relação entre perfis de consumos de eletricidade de diferentes tipos de consumidores (residenciais e de serviços) localizados no mesmo edifício, a fim de avaliar que combinações de perfis de consumo resultam numa melhor correspondência com perfil de produção de eletricidade por solar PV. Nesta análise pretende-se responder a questões relacionadas com a geração e o consumo em edifícios sintéticos de uso misto a fim de verificar em que cenários podem consumos de eletricidade em habitações e de serviços/comércio localizados no piso térreo desses edifícios corresponder a potencial produção de energia elétrica por solar PV. Nesta análise, propõe-se avaliar também a complementaridade entre perfis de consumo de eletricidade domésticos considerados nos diferentes cenários de edifícios sintéticos, de forma a tirar maior proveito da produção de eletricidade por sistemas PV para o autoconsumo.

Como objetivo secundário propôs-se, tendo em conta o âmbito do trabalho, analisar a contribuição da produção de eletricidade por solar PV na eletricidade consumida nos edifícios residenciais do município e a consequente redução das emissões de GEE provenientes do mesmo sector, tendo por base o Plano de Ação para a Mitigação da Estratégia Local para as Alterações Climáticas do município de Almada.

1.3 Organização da Dissertação

O trabalho apresentado na dissertação encontra-se organizado em 5 capítulos. O primeiro capítulo faz o enquadramento geral do tema e descreve o objetivo que se pretende alcançar, bem como âmbito e a estrutura geral da apresentação do trabalho.

O segundo capítulo apresenta uma revisão do estado da arte e literatura referente ao tema, demonstrando a necessidade da transformação do sector energético em ambientes urbanos e o desenvolvimento dos meios de aproveitamento de energia solar fotovoltaica.

No terceiro capítulo é feita, numa primeira parte, uma caracterização de Almada como caso de estudo e, posteriormente, a abordagem metodológica utilizada para atingir os objetivos propostos no capítulo 1, nomeadamente, a análise do potencial técnico de produção de energia solar PV nos telhados dos edifícios do sector residencial de Almada, a sua contribuição para os objetivos de mitigação de emissões de GEE do município e a análise da correspondência entre a produção e o consumo de eletricidade em edifícios de habitação e serviços, e da complementaridade entre perfis de consumo de eletricidade.

A apresentação e discussão dos resultados obtidos encontra-se no capítulo 4, onde também é tido em consideração a capacidade do potencial de energia solar gerado a partir de sistemas PV no sector residencial em Almada, em satisfazer parte dos consumos energéticos do sector, bem como as emissões de CO₂ evitadas por utilização de fontes renováveis de energia, utilizando como base os resultados obtidos.

No capítulo 5 é feita uma conclusão global dos resultados, à luz dos objetivos da dissertação, com algumas considerações finais e desenvolvimentos futuros nesta área.

2 Revisão de Literatura

2.1 A transição energética urbana

Hoje em dia as alterações climáticas são, reconhecidamente, o principal desafio do século 21 (Von Borgstede et al., 2013). Segundo o Painel Intergovernamental das Alterações climáticas – IPCC (2014), o atual sistema de abastecimento de energia é o maior responsável pelas emissões globais de gases de efeito de estufa (GEE) e com a agravante de uma tendência cada vez maior para a urbanização, as cidades assumem um papel cada vez maior na mitigação. Para tal, é necessário um uso eficiente de recursos e a adoção de fontes de energia renovável, em meio urbano (UNEP, 2012).

Desde o início da revolução industrial, o crescimento económico tem contribuído para um aumento significativo de GEE na atmosfera (Vijayavenkataraman et al., 2012). A elevada densidade energética dos combustíveis fósseis alimentou uma rápida industrialização, urbanização e desenvolvimento tecnológico que promoveu um modelo de crescimento económico muito dependente de fontes de energia não renovável (Wang et al., 2017).

Ora, as cidades estão no centro do desenvolvimento económico, concentram atividades de comércio, serviços, produção, mobilidade e consomem a grande maioria da energia produzida, contribuindo, significativamente, para as emissões de GEE (UNEP, 2012). De facto representam, pelo menos, dois terços do consumo total de energia no mundo, sendo responsáveis por 70% das emissões de CO₂ (IPCC, 2014) e estima-se que até 2050 dois terços da população mundial seja urbana (United Nations, 2017).

Para os países industrializados, as ações mais eficientes para alcançar uma redução significativa das emissões de CO₂, encontram-se no setor dos edifícios, em grande parte porque os edifícios, em uso ou em construção, são a maior fonte indireta de emissões de carbono gerada pela queima de combustíveis fósseis (Jenks & Dempsey, 2005). Considerando que 80-90% dos gastos de energia do sector acontece no período de funcionamento do ciclo de vida dos edifícios (Ramesh et al., 2010) supõe-se um elevado potencial de redução de emissões que permanece largamente desaproveitado.

Face às crescentes preocupações com as alterações climáticas, os centro urbanos têm sido contemplados cada vez mais como elementos-chave para a alcançar a sustentabilidade (Parnell, 2016; UNEP, 2012). De facto, a relação intrínseca entre os sistemas energéticos e as cidades contribui para que a transição energética dependa, em parte, de uma transformação fundamental das atividades e processos urbanos (Rutherford & Coutard, 2014) e neste contexto,, têm sido abordados sob diferentes conceitos de transformação urbana.

2.1.1 Cidades sustentáveis eficientes no uso de recursos

Cidades eficientes, cidades resilientes (Krellenberg et al., 2016), cidades sustentáveis, cidades inteligentes (Ahvenniemi et al., 2017; Albino et al., 2015) ou a cidade-solar (Byrne et al.,

2015) são alguns dos conceitos que evidenciam as diferentes soluções, potencialidades e recursos tecnológico que as cidades podem oferecer no contexto da mitigação das alterações climáticas e ainda que se tratem de conceitos distintos, a ideia subjacente a todos é o aproveitamento dos meios urbanos para garantir um aprovisionamento seguro, eficiente e sustentável de recursos para as populações.

Em resposta a este desafio, iniciativas que exploram a vida urbana, como agentes de transformação das cidades, têm sido promovidas internacionalmente em plataformas de divulgação científica e tecnológica como a “Cimeira Mundial das Cidade inteligentes” (WICS) (<http://www.wicsummit.com/>), ou abordagens policêntricas como o JPI Urban Europe (<http://jpi-urbaneurope.eu/>). De facto, este programa conjunto, lançada em 2010 pela Comissão Europeia, têm como objetivos principais, a investigação internacional focada em explorar soluções tecnológicas para alcançar sistemas e redes urbanas eficientes e sustentáveis.

O projecto SURECITY - “Sustainable and Resource Efficient Cities: – holistic simulation and optimization for smart cities ” (Cidades Eficientes E Sustentáveis no Uso dos Recursos – Simulação holística e otimização para cidades inteligentes), surge neste contexto, como um dos projetos temáticos do JPI Urban Europe, focado na integração inteligente de políticas e medidas para um sistema de energia com baixa emissão de carbono e com objetivos de sustentabilidade na qualidade do ar, uso do solo e de recursos hídricos, criação de emprego e melhor governança (JPI Urban Europe, 2017).

O projeto de âmbito internacional conta com diferentes parceiros Europeus, entre os quais o município de Almada, em Portugal, e procura prover as cidades com uma ferramenta integrada de suporte de políticas e medidas para a promoção de mobilidade sustentável e energia renovável. O SURECITY pode contribuir, em grande medida, para o aumento da sustentabilidade urbana, novas oportunidades de negócios e o envolvimento de diferentes agentes para a melhoria da eficiência no aproveitamento dos recursos da cidade.

O conceito de “cidades eficientes em termos de recursos” (do inglês - *resource efficient cities*) entende-se como uma resposta às necessidades de uma população urbana crescente e de uso intensivo de recursos, para satisfazer as suas exigências. No que diz respeito à mitigação das alterações climáticas, isto pode traduzir-se pelo uso de fontes sustentáveis no abastecimento de energia (Krellenberg et al., 2016) pois em última análise, a sustentabilidade no aproveitamento de recursos energéticos requer ao uso de fontes de energia renováveis (Dincer, 2000).

A semelhança do SURECITY, a JPI Urban Europe promove a cooperação estratégica entre Estados Membros da EU através de vários outros projetos de investigação, inovação e desenvolvimento, quase todos focados do em objetivos de cidades inteligentes (JPI Urban Europe, 2017) e que visam apoiar as cidades europeias no processo de transformação urbana, contribuindo igualmente para a estratégia 2020 da UE para o crescimento inteligente e desenvolvimento sustentável.

2.1.2 Cidades inteligentes

O objetivo principal na política energética da União Europeia é alcançar um equilíbrio entre o crescimento da segurança do abastecimento de energia, diminuir o impacto das alterações climáticas e desenvolver a competitividade econômica (European Commission, 2014) e nessa medida as “cidades inteligentes” concorrem para os objetivos de eficiência e sustentabilidade urbana. Na perspectiva da União Europeia, o conceito de cidade inteligente apoia a ideia de sustentabilidade ambiental urbana, uma vez que contribui para a redução das emissões de gases de efeito estufa nas cidades através da implementação de tecnologias inovadoras (Ahvenniemi et al., 2017).

Ainda que não exista um termo uniformemente aceite (Albino et al., 2015), cidades inteligentes podem ser definidas, de uma forma geral, como um conceito complementar ao de “cidades eficientes no uso de recursos”, uma vez que incorporam o uso de tecnologias para salvaguardar a sustentabilidade urbana. De facto, Marsal-Llacuna et al. (2016), descreve as cidades inteligentes como sendo uma forma de desenvolvimento e resiliência urbana que visa promover a sustentabilidade económica, social e ambiental, através do uso de tecnologias de informação e Ahvenniemi (2017) sugere inclusivamente redefinir o termo para “cidades sustentáveis e inteligentes” defendendo que a avaliação da sustentabilidade deve fazer parte do desenvolvimento da cidade inteligente, reforçando a complementaridade entre estes dois termos.

Porém, o uso do termo “cidades inteligentes” apenas recentemente se tornou generalizado, com a difusão de tecnologias de apoio ao planeamento urbano, monitorização e o movimento do “crescimento inteligente” nos anos 90 (Elias & Krogstie, 2017), mas principalmente com a utilização do termo “inteligente” para caracterizar projetos de sustentabilidade urbana (Dameri & Cocchia, 2013). Projetos inteligentes são aqueles que otimizam os recursos económicos, promovem a eficiência e a proteção ambiental e colocam os fatores sociais no centro de sua abordagem (Marsal-Llacuna & Segal, 2016) e nessa medida, uma maior racionalidade no consumo e maior utilização de fontes renováveis de energia pode ser o elemento-chave para alcançar a sustentabilidade energética, principalmente no contexto urbano (IRENA, 2013; Jinyue, Chou, & Chen, 2017).

2.1.3 A Cidade Solar

O desenvolvimento do conceito de “Cidade Solar” tem vindo a promover o potencial da energia solar como um importante vetor de transformação urbana, perpetuando a ideia de um sistema energético, descentralizado, à base de energias renováveis (Droege, 2008; Scheer, 2002) O conceito pode ser definido, de forma geral, como uma cidade que procura reduzir o nível de emissões de GEE através de uma estratégia holística para a integração de fontes de energia renovável e utilização racional de energia para alcançara a sustentabilidade (Jenks & Dempsey, 2005 FIDE Kates et al. 1998; Droege, 2002).

A ideia da cidade solar como modelo para as cidades no futuro tem sido amplamente investigada, quanto a sua viabilidade técnico-económica, em diferentes contextos geográficos (Byrne et al., 2017; Gooding et al., 2013).

A cidade de Dezhou, por exemplo (Figura 1), situada na China, a 300 km de Pequim, popularizou-se como uma cidade solar e é considerada como um caso de sucesso em virtude do elevado desenvolvimento, proliferação e adoção de tecnologias de energia solar, com taxas de instalação urbana de sistemas solar térmico em 75,4 % (Li et al., 2011).



Figura 1 - Cidade de Dezhou (Fonte: <http://www.questforchina.com/inside-the-worlds-first-solar-city-china/>)

Segundo Li et al. (2011), apesar de pouca intervenção à escala nacional o sucesso deste caso deve-se, em grande medida, à articulação entre os principais agentes locais envolvidos na implementação de energia renovável, entre os quais está uma indústria solar em expansão e o governo de Dezhou, que vem progressivamente instituindo vários instrumentos para acelerar a adoção de energia solar.

No entanto, a cidade de Dezhou têm um carácter puramente demonstrativo. De facto, apesar de ainda não existirem atualmente cidades que funcionem inteiramente a energia solar PV, têm surgido, globalmente, uma série iniciativas promovidas por um conjunto crescente de cidade e municípios que procuram de forma isolada, ou através de abordagens policêntricas, implementar estratégias, no sentido de se estabelecerem como centros urbanos de produção de energia solar (Beatley, 2007). A Tabela 1 reúne um alguns programas e iniciativas, identificados na revisão de literatura, de cidades ou regiões que procuram materializar o ideal da cidade solar.

Um dos melhores exemplos para a viabilidade do modelo de cidade solar é a cidade de Freiburg, na Alemanha. Freiburg estabeleceu-se como a “capital ecológica da Europa” (Beatley, 2007) devido ao sucesso demonstrado pelas suas políticas de sustentabilidade no planeamento urbano e iniciativas municipais de incentivo ao uso de energia renovável. A abordagem *bottom-up* na transição energética de Freiburg nas últimas décadas, contribuiu para uma forte cultura de responsabilidade social e ambiental da população e um compromisso por parte do governo local

em desenvolver políticas e boas práticas de gestão energética como a produção de energia renovável, eficiência energética nos edifícios e desenvolvimento de tecnologias amigas do ambiente (Fastenrath & Braun, 2016) que se mantêm até hoje.

Tabela 1 - Síntese de iniciativas que promovem o modelo de cidade solar

Programa	Local(ais)	Estratégia/Ação	Descrição	Referência
International Solar Cities Initiative (ISCI)	Buenos Aires, Dezhou, Adelaide, Oxford, Daegu	Iniciativa internacional	O ISCI promove novas políticas e práticas urbanas de redução de emissões de GEE per capita e por cidade, para níveis consistentes com sustentabilidade do clima a longo prazo, segundo o estimado pelo IPCC.	www.iscicities.org/
POLIS - <i>Identification and mobilisation of solar potentials via local strategies</i>	Lisboa, Lyon, Malmö, Munique, Paris, Vitoria-Gasteiz	Projeto de cooperação europeu	Projeto europeu co-financiado pelo programa <i>Intelligent Energy Europe</i> (IEE) que visa a implementação de um planeamento estratégico e políticas locais para explorar o potencial solar das estruturas urbanas nas cidades europeias.	(Grauthoff, Janssen, & Fernandes, 2012)
Chicago Green Homes Program	Chicago	Projeto piloto e de carácter demonstrativo	Projeto que promove medidas de eficiência energética e estratégias para o aproveitamento (passivo e ativo) de energia solar em novos edifícios ou através de <i>retrofitting</i> , em edifícios já existentes, como por ex.: a integração de coletores solares e painéis PV.	(City of Chicago, 2012)
Solar Region Freiburg	Freiburg	Projeto piloto e de carácter demonstrativo	Campanha do governo de Freiburg e da Agência de Proteção Ambiental que promove a produção de energia renovável através de sistemas solares PV nos telhados dos edifícios.	http://www.freiburg.de/pb/Lde/1071692.html
California's Solar Cities 2012	California	Iniciativa de nível estadual	O programa promove o aproveitamento de energia solar no estado da Califórnia, procurando a inclusão de tecnologia solar PV ou outra fonte de produção local de eletricidade renovável em novos edifícios residências até 2020, adotando uma forte política de <i>feed-in-tariff</i> e removendo barreiras para a instalação de sistemas de energia solar a nível local e estadual.	(Environment California Research & Policy Center, 2012)
Australia's Solar City program	Alice Springs, Blacktown, Central Victoria, Moreland. Perth, Townsville e Adelaide	Iniciativa governamental	Como parte da estratégia para o desenvolvimento sustentável das comunidades esta iniciativa do governo Australiano promove o ideal de cidades solares através de subsídios para tecnologias específicas como o solar PV e medidores solares que facilitam a sua incorporação em edifícios residenciais ou comerciais novos ou já existentes.	(Rajgor, 2006) www.greenhouse.gov.au/solarcities/ (De Bortoli et al., 2013)

De facto, uma campanha do governo municipal, em colaboração com a Agência da Energia de Freiburg, promove a produção de energia solar ao disponibilizar informação sobre a capacidade dos telhados dos edifícios em acomodar sistemas solares PV (Figura 2).

Energia renovável de Freiburg: sol

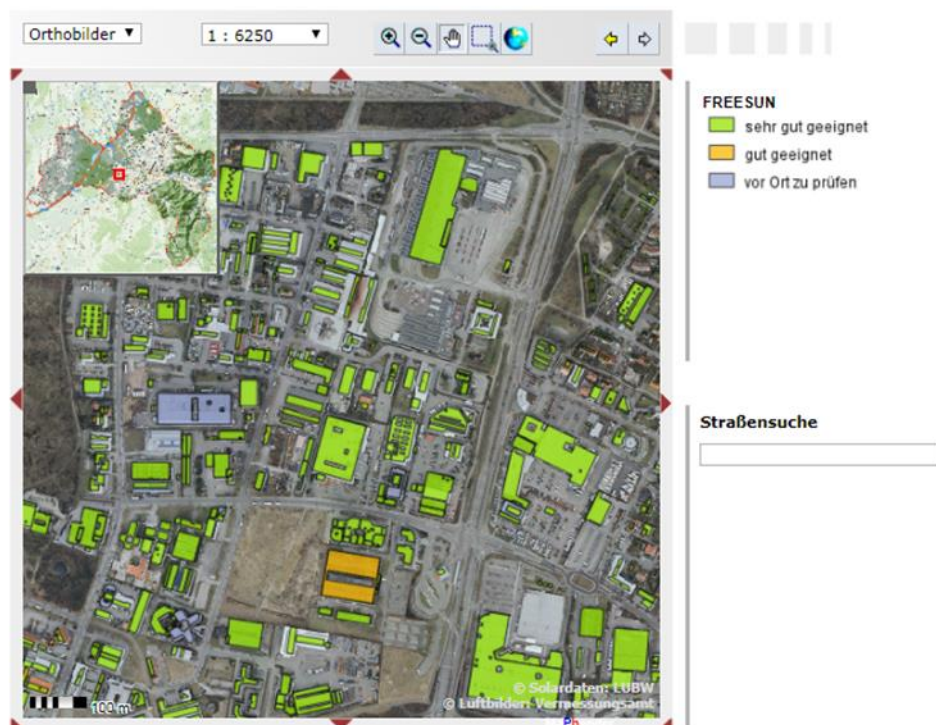


Figura 2 - Projeto FREESUN indica a disponibilidade dos telhados dos edifícios para instalação de sistemas solares PV, avaliando como muito adequado (verde), adequado (laranja) ou necessita de verificação no local (azul)

O projeto FREESUN fornece gratuitamente informação como a área máxima útil do telhado, o rendimento em kWh/ano e economias de CO₂/ano com ocupação total do telhado com módulos PV e também avalia se os telhados dos edifícios são muito adequados, adequados ou se precisam de verificação no local para implementar sistemas PV (www.freiburg.de/PV).

Adicionalmente, a Badenova AG & Co. KG - fornecedor regional de energia - oferece um subsídio de investimento em energia solar para clientes que desejam instalar painéis PV e desta forma é possível, para a comunidade, contribuir ativamente para a sustentabilidade urbana e desenvolvimento económico local. Este incentivo levou a um aumento significativo de consumidores que voluntariamente optam por adotar este mecanismo para geração de eletricidade limpa, contribuindo assim para a competitividade económica da energia solar PV (C40 Cities) que em 2014 representou quase metade de toda a energia renovável proveniente da Badenova AG & Co. KG (Willmann, 2015) .

A Agência Internacional de Energia (AIE) estima que a energia solar poderia gerar 22% da eletricidade mundial até 2050, eliminando uma fração significativa das crescentes emissões globais de CO₂, provenientes da queima de combustíveis fósseis (Nelson et al., 2014). Considerando que as cidades são responsáveis por cerca de dois terços do consumo energético

global e mais de 70% das emissões de GEE (Byrne et al., 2015; Jinyue et al., 2017), é expectável que venham a contribuir, de forma significativa, para a transição energética atual.

O modelo de cidade solar pode ser uma solução tecnicamente viável para acelerar a transição energética e reestruturar a economia energética urbana, contanto que exista o suporte institucional e políticas de apoio do governamental, para a implementação de tecnologias de energia solar (Byrne et al., 2017).

Apesar de a maioria das políticas de apoio à energia renovável serem instituídas a nível nacional, um número crescente de cidades e governos locais estão comprometidos com uma transformação energética urbana, por exemplo através de iniciativas como o C40 Cities Initiative ou o Covenant of Mayor (Pacto dos Autarcas). Os governos locais e municipais desempenham um papel cada vez mais importante na promoção do uso de energia renovável, e ao abrigo dessas iniciativas, têm delinearam as suas próprias estratégias e adotado compromissos para implementação de energia renovável (REN21, 2017).

Para alcançar a visão que o modelo de cidade solar transmite, é necessária, efetivamente, uma abordagem que não considere apenas o papel institucional para promover o uso eficiente de energia e a adoção das FERD mas também um conjunto de ações e iniciativas locais, em vários níveis de governança, que incluam a participação pública e o envolvimento dos cidadãos no desenvolvimento de uma comunidade e economia urbana baseada em energia renovável (Byrne et al., 2016; De Bortoli et al., 2013; Jenks & Dempsey, 2005; Kim, 2016).

2.2 A importância da produção de eletricidade por solar PV nas áreas urbanas

2.2.1 O panorama atual do sector solar fotovoltaico

O sol é a fonte de energia por excelência. A energia que, a qualquer momento, irradia no planeta é estimada em cerca de 175.000 TW, que pode ser transformada em diferentes formas que são mais adequadas para o nosso uso diário (Angelis-Dimakis et al., 2011). A produção de energia fotovoltaica é, atualmente, uma solução técnica e economicamente viável para satisfazer as necessidades energéticas da sociedade moderna sem comprometer o ambiente (Pearce, 2002).

Em última análise, toda forma de abastecer energia na Terra deriva (direta ou indiretamente) do sol, que fornece uma fonte contínua de energia (Dincer, 2000) e pode, consoante a tecnologia utilizada, ser aproveitada de diferentes formas, como por exemplo, energia solar térmica, tecnologia de alta concentração CSP (do inglês – *concentrated solar power*) e energia solar fotovoltaica (PV) (Jacobson, 2009).

Atualmente, o solar PV é uma tecnologia tecnicamente madura e em fase avançada de comercialização e implementação (Ellabban et al., 2014) e pode ser classificada, segundo a sua dimensão e localização, em duas categorias diferentes, nomeadamente, sistemas solares distribuídos (por exemplo em telhados ou fachadas de edifícios) ou grandes centrais de energia solar PV (Angelis-Dimakis et al., 2011). Em ambos os casos, este tipo de produção de energia é, em termos de impactos ambientais negativos, muito inferior, quer a fontes convencionais de produção de energia, quer a outras fontes de energia renovável (R. R. Hernandez et al., 2014). E efetivamente, como mostra a Tabela 2, as vantagens na sua utilização ultrapassam largamente as suas desvantagens.

O aproveitamento de energia solar PV, além de beneficiar, de forma geral, de aceitação pública e perceção pública positiva (Sütterlin & Siegrist, 2017; Tampakis et al., 2013) tem sofrido um crescimento acentuado nos últimos anos tanto em termos de potência instalada como em termos de volume de produção.

Nos últimos 5 anos a capacidade global do solar PV aumentou, em termos absolutos, em 233 Gigawatts (REN21, 2017) e o volume de produção em 2015 foi cerca de 200 vezes o de 2000 (Lacal Arantegui & Jäger-Waldau, 2017). Este aumento deve-se, em grande parte, à tendência de países asiáticos em aumentar a sua capacidade de produção neste sector (Jäger-Waldau, 2016) em virtude do aumento da procura de eletricidade, preocupações crescentes com a poluição atmosférica local e as emissões de CO₂ (IEA, 2016a).

No entanto, apesar do crescimento considerável de novos investimentos em energia renovável na última década (Bloomberg, 2017), o uso de energia fotovoltaica é ainda diminuto, face às formas convencionais de produção de energia (Wiginton et al., 2010) mesmo comparativamente às restantes FER. Na verdade, em 2014, as energias renováveis representavam globalmente apenas 13,8% do abastecimento total de energia primária e apesar

de o solar fotovoltaico apresentar o maior crescimento anual entre todas as FER (Figura 3), a sua contribuição era inferior a 1% (IEA, 2016b).

Tabela 2 - Principais vantagens e desvantagens da tecnologia solar PV (Fonte: Luque & Hegedus, 2011)

Vantagens da tecnologia PV	Desvantagens da tecnologia PV
• Fonte de energia é vasta, amplamente acessível e essencialmente infinita • Sem emissões, combustão ou resíduos radioativos (não contribuem significativamente para as alterações climáticas ou a poluição ar/água) • Baixos custos operacionais • Sem peças móveis (sem desgaste); teoricamente eterno • Operação de temperatura ambiente (sem problemas de corrosão ou segurança de alta temperatura) • Alta confiabilidade dos módulos solares (garantia dos fabricantes ao longo de 30 anos) • Produção anual previsível • Modular (incrementos pequenos ou grandes) • Pode ser integrado em estruturas de construção novas ou existentes • Pode ser instalado muito rapidamente em quase qualquer ponto de uso	• A fonte de energia é difusa e de baixa densidade energética comparativamente a fontes de energia convencional • Custos de investimento inicial elevado • Natureza estocástica da energia solar - produção horária ou diária imprevisível • Falta de armazenamento de energia eficiente e económica

Segundo o Eurostat, em 2014, cerca de 22% da energia final consumida na EU 28 provinha da eletricidade gerada por diferentes fontes, das quais o solar fotovoltaico representava 3.2% (Eurostat, 2017). No panorama nacional, a contribuição das FER para a produção de eletricidade foi de 48,2%, em 2015, com a maior fração proveniente da produção eólica (22,5%). A energia proveniente do solar PV contribuiu com cerca de 1,5 % da energia elétrica nacional (1/15 da eólica), valor ainda muito baixo, face ao enorme potencial que esta tecnologia tem em Portugal (APREN, 2015).

De facto, em termos de capacidade instalada, Portugal contava em 2015, com cerca de 455 MW (DGEG, 2016) valor muito inferior comparativamente a países europeus, como a Alemanha, com condições menos favoráveis para o solar fotovoltaico. Com cerca de 39.8 GW de capacidade instalada de solar PV, a eletricidade proveniente desta tecnologia satisfaz 7,5% do seu consumo final de energia (Wirth, 2015).

Seguindo o exemplo da Alemanha, os países europeus que dominam o sector do solar PV, em termos de capacidade instalada são a Itália, Reino Unido, França e Espanha, com 18.9 GW, 9.1GW, 6.6GW e 5,4GW, respetivamente (REN21, 2016).

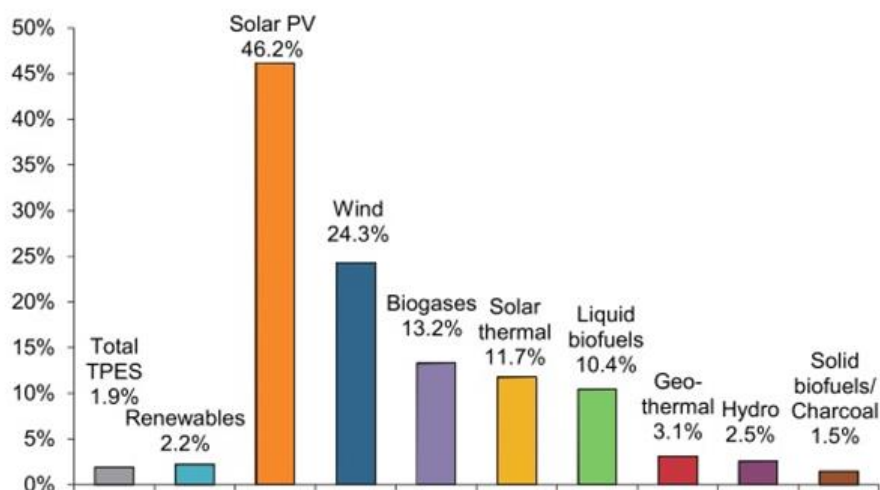


Figura 3 - Crescimento anual das fontes de energia renováveis no abastecimento total de energia primária mundial 1990-2014 (Fonte: Key Energy Statistics, 2016)

Portugal é um dos países mais promissores da Europa para investir em projetos energia solar, não só devido à elevada radiação solar de que dispõe mas também pelo número de horas de sol (- entre 2200 e 3000 horas por ano) (Câmara Municipal de Almada, 2011b; Moreira, 2016) que é um fator fundamental para o aproveitamento do solar PV.

No entanto, o elevado potencial para utilização desta tecnologia, comparativamente a outros países europeus (Figura 4) é largamente desaproveitado.

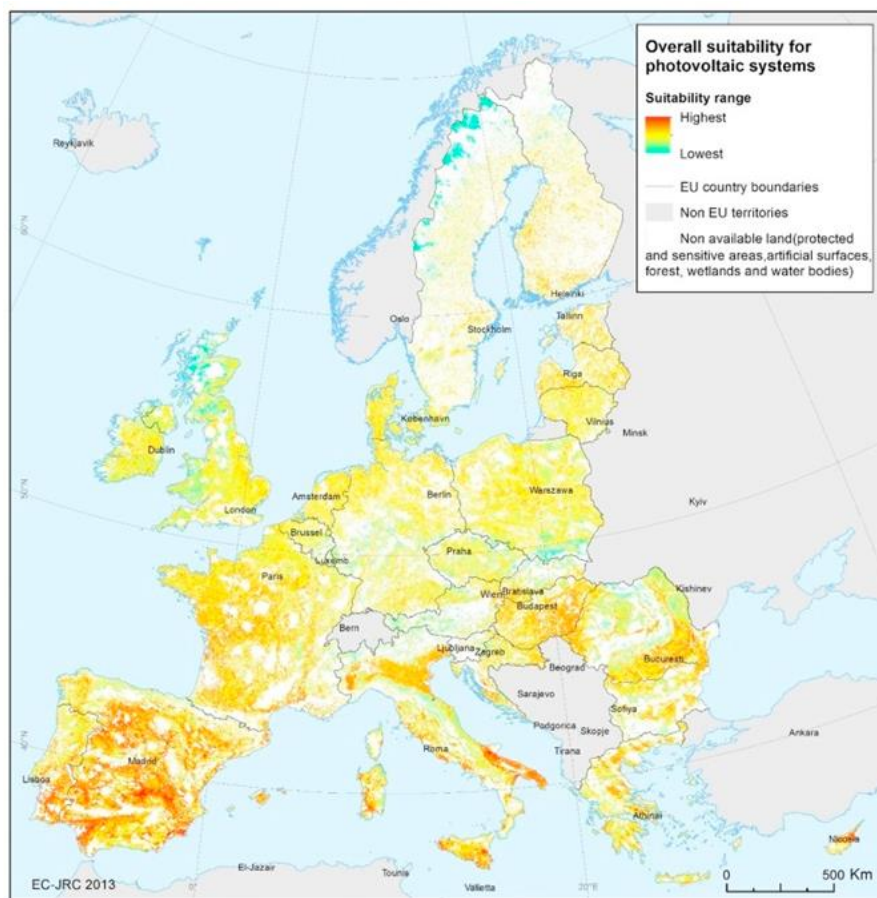


Figura 4 - Potencial solar PV na Europa (Fonte: Adaptado de (Perpiña Castillo et al., (2015))

As instalações de sistemas solar fotovoltaico em Portugal têm crescido muito devagar, atingindo uma capacidade cumulativa de aproximadamente 460MW no final de 2015 (Lacal Arantegui & Jäger-Waldau, 2017). Com um reduzido investimento neste sector comparativamente a outros países (Figura 5) o solar PV representa uma contribuição ainda marginal no consumo final de energia.

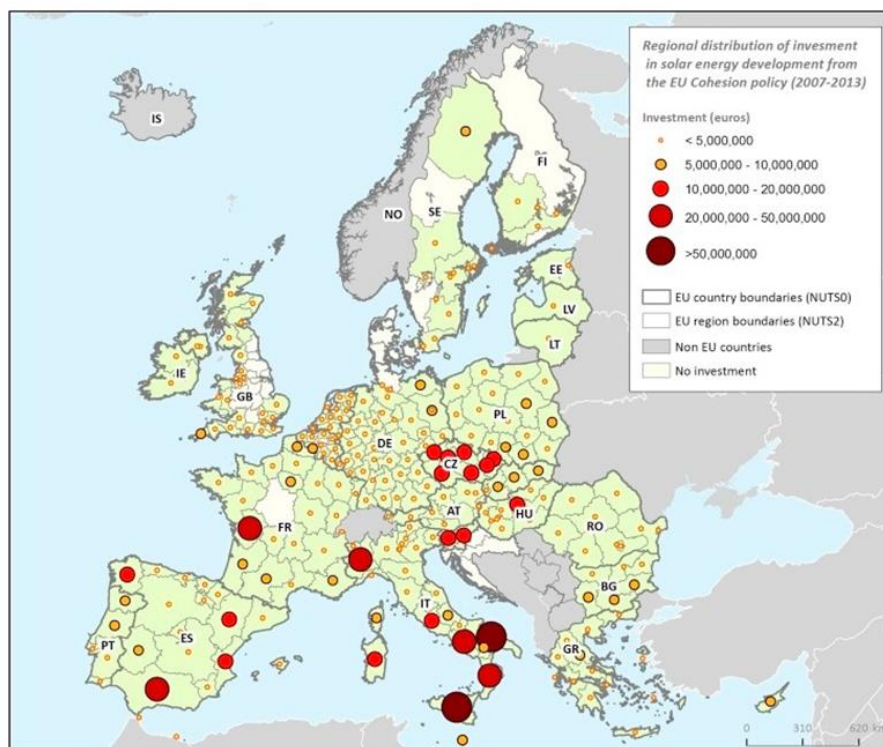


Figura 5 - Distribuição dos investimentos em energia solar (Fonte: Adaptado de (Perpiña Castillo, Filipe, & Lavalle, (2015))

2.2.2 O potencial da energia solar fotovoltaica em áreas urbanas

Nos últimos anos, o elevado crescimento e investimento em energia solar fotovoltaica, (International Energy Agency, 2017) tem despertado o interesse global das cidades nesta solução, para atender as necessidades de energia sustentável das populações urbanas. Os telhados não utilizados de edifícios urbanos são recursos úteis que podem ser capitalizados para produção de energia solar (Byrne et al., 2015), no entanto, apesar do demonstrado potencial desta tecnologia, para um número crescente de cidades, este recurso permanece largamente desaproveitada no contexto da transição energética. Existe a necessidade de avaliar adequadamente o potencial solar dentro do ambiente urbano antes que as tecnologias solares sejam implementadas a grande escala (D. Li et al., 2015).

Na verdade, a integração de tecnologia solar em edifícios, para a produção de energia está bem estabelecida na literatura relacionada (Biyik et al., 2017; Kurokawa, 2001), e tem sido amplamente abordado de diferentes perspectivas, quer do ponto de vista técnico (Ban, Hong, Jeong, Koo, & Jeong, 2017; Hwang, Kang, & Tai, 2012), económico (Orioli & Di Gangi, 2014;

Spertino, Di Leo, & Cocina, 2013), ou de salvaguarda do ambiente (Rebecca R. Hernandez, Hoffacker, & Field, 2015; Khodakarami & Ghobadi, 2016). Embora esta forma de aproveitamento de energia solar possa contribuir, em grande medida, para a segurança energética de comunidades isoladas e sem acesso a energia (Selles Ribeiro et al., 1996), é nos grandes centros urbanos que se verifica o maior consumo energético e portanto um maior potencial de aproveitamento.

De facto, as cidades são grandes núcleos de atividade econômica, consumo de materiais, produção de resíduos e emissões de GEE (UNEP, 2012), uma vez que são fundamentalmente dependentes de combustíveis fósseis. Prevendo-se um aumento da população mundial urbana nas próximas décadas (United Nations, 2017), torna-se necessário uma abordagem sustentável ao fornecimento de energia nas cidades (Phillis et al., 2017; United Nations, 2015b; Webb et al., 2016).

A exploração do potencial solar nas cidades confere inúmeras vantagens às populações urbanas, entre as quais estão os óbvios benefícios ambientais associados à sua utilização. A tecnologia solar PV, distribuída em meio urbano, é uma das formas de produção de energia mais sustentáveis. Comparativamente às grandes centrais solares PV, representam o menor impacto ambiental, de uso e ocupação do solo, (Alsema et al., 2006; Rebecca R. Hernandez et al., 2015), uma vez estão localizados em áreas que já foram transformados pelo homem e onde é esperado que o consumo energético da população seja maior.

Na verdade, as vantagens quanto à localização, prende-se sobretudo com um abastecimento eficiente de energia, uma vez que a produção de eletricidade no local evita a latência e as perdas associadas à transmissão e distribuição de energia (Byrne et al., 2015) aos consumidores. A sua adoção em grande escala, pode reduzir a o pico da procura por eletricidade, reduzir a tensão na rede e fornecer eletricidade livre de emissões (Shah & Booream-Phelps, 2015). Uma análise sobre o potencial do solar PV nos telhados de edifícios urbanos em Hong Kong demonstrou que além de garantir as suas necessidades de energia elétrica anual em 14.2%, a sua implementação poderia reduzir a importação de combustíveis fósseis, contribuindo para evitar as emissões de quase 4 milhões de toneladas de GEE por ano. (Peng & Lu, 2013b) De facto, o solar PV é uma das formas menos intensivas em carbono para gerar eletricidade (Nelson et al., 2014), e atualmente é uma solução custo-eficaz para mitigar a emissão de GEE (Breyer et al., 2015). A sua utilização contribui para reduzir a o consumo de energia proveniente de combustíveis fósseis e consequentemente reduzir a poluição do ar (Khodakarami & Ghobadi, 2016).

Avaliar a viabilidade para a sua implementação requer, porém, uma análise cuidada do potencial solar disponível em meio urbano. Características como altura, dimensão, e compactidade do edificado urbano condicionam o espaço disponível e o sombreamento derivado da proximidade dos edifícios limita o acesso à energia solar (Mohajeri et al., 2016). O rápido desenvolvimento das tecnologias de informação facilitou a quantificação da radiação solar disponível e representar a sua distribuição em áreas urbanas, através de mapas solares (Freitas, Catita, Redweik, & Brito, 2015; Santos et al., 2014). A análise de imagens de satélite e recolha

de dados com recurso a tecnologia de deteção remota como a LiDAR é a forma mais cara para a avaliação do potencial solar urbano (Grauthoff et al., 2012), no entanto, atualmente já existem ferramentas que permitem estimar automaticamente o potencial técnico-solar dos edifícios de uma região. Através do projeto Sunroof do Google™, é possível prever a eletricidade que pode ser gerada pela área do telhado adequada a instalações solares (Figura 6), e embora esta ferramenta só esteja disponível para algumas regiões dos EUA, existem projetos semelhantes, que, em parceria com o Google Sunroof, disponibilizam o mesmo serviço para o mercado alemão (<https://www.eon-solar.de/>).

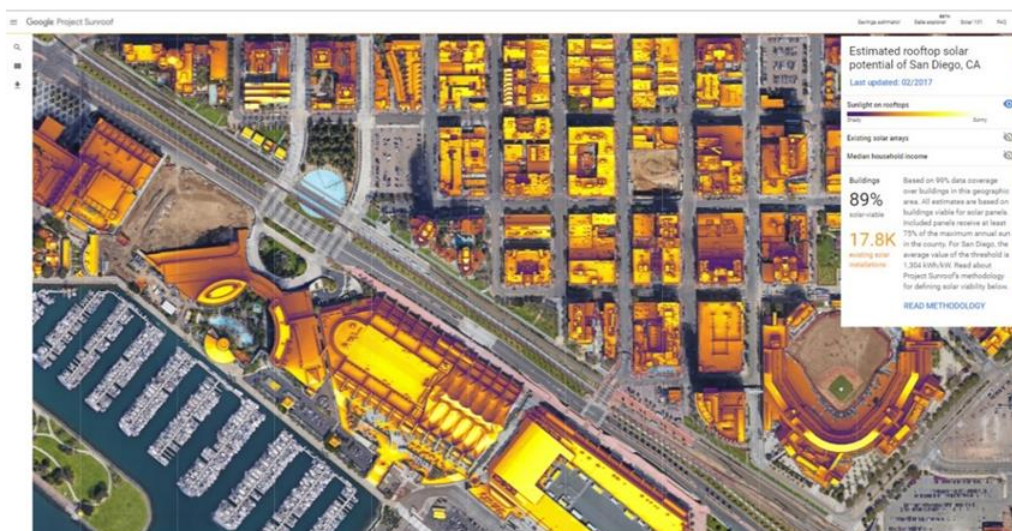


Figura 6 - Potencial solar urbano para a Cidade de San Diego, estimado pelo projecto Sunroof da Google™

Outras formas de recolher e analisar dados implicam a utilização combinada de recursos facilmente disponíveis ao utilizador, como mapas do uso do solo, documentos cartográficos digitais, dados de recenseamento, imagens do Google Earth™, e sistemas de informação geográfica (Khan & Arsalan, 2016) e outras ferramentas open-source (Hofierka & Kaňuk, 2009).

A dimensão da área em estudo é um dos aspetos mais importantes, principalmente em termos da escolha da metodologia, uma vez na maior parte dos casos, as mesmas técnicas não podem ser utilizadas à escala local ou regional (Izquierdo et al., 2008).

Izquierdo et al. (2008) propõe uma metodologia para estimar a distribuição geográfica das áreas de telhado para explorar o potencial solar PV a nível macro-regional, baseada na categorização do edificado urbano, segundo as características de densidade de edifícios e densidade populacional da região onde se inserem. Posteriormente, são usados fatores restritivos (i.e. fatores de sombreamento, vazio e instalação) para determinar a superfície de telhado disponível para aplicações solares. Esta abordagem permite que a metodologia possa ser reproduzida a escalas maiores.

Alguns autores concentram-se numa escala mais reduzida, utilizando cidades como caso de estudo (Byrne et al., 2015; Peng & Lu, 2013b) ou mesmo divisões administrativas menores dentro de áreas urbanas, e que posteriormente, podem ser extrapoladas para a escala regional

ou nacional (Campos et al., 2016; Hofierka & Kaňuk, 2009; Khan & Arsalan, 2016; Wiginton et al., 2010).

Byrne et al. (2015) avaliou o potencial do solar PV nas áreas urbanas utilizando a cidade de Seoul como caso de estudo para demonstrar a viabilidade do modelo de “cidade-solar”;

Campos et al., (2016) utilizou os resultados obtidos para uma cidade de referência (Concepción) e com base em características urbanas locais de outras regiões do Chile (por ex.: número de habitantes, níveis de consumo elétrico e condições meteorológicas e de radiação solar) determinou, por extrapolação, o potencial técnico-económico para o aproveitamento de energia solar urbana nesse país, demonstrando a sua viabilidade para economias em desenvolvimento; Mohajeri et al. (2017) demonstrou haver uma correlação entre o número de habitantes, número de edifícios e área do piso térreo de edifícios urbanos das comunas (- menor divisão administrativa na Suíça), e assim estimar o potencial de energia solar nos seus telhados; Khan & Arsalan (2016) e Wiginton et al. (2010) utilizaram abordagens baseadas na extrapolação de resultados obtidos para divisões administrativas de Karachi e a região sudeste de Ontário, respetivamente, e com base na relação entre área do telhado e população, estimaram áreas de telhado disponíveis para sistemas solares PV per capita; Molin et al. (2016) avaliou o potencial técnico para o solar PV para o município de Linköping (Suécia) procurando a correspondência entre a energia produzida por esta fonte a o perfil de consumo de eletricidade da região.

Independentemente da abordagem ou escala geográfica, a conclusão comum neste tipo de análises, é que existe cada vez mais um potencial demonstrado para a viabilidade de tais sistemas, para produzir energia sustentável no local e que as cidades podem desempenhar um papel central no abastecimento de energia às populações urbanas. De facto, segundo alguns dos autores supracitados, esta forma de geração de energia poderia satisfazer aproximadamente 15% (Peng & Lu, 2013b), 30% (Byrne et al., 2015; Wiginton et al., 2010), ou mesmo 90% (Campos et al., 2016) da procura energética anual de eletricidade, para as áreas urbanas analisadas.

Schallenberg-Rodríguez (2013) demonstrou haver, no pior cenário considerado, potencial técnico para sistemas PV em telhados urbanos satisfazerem totalmente a procura de energia anual das ilhas Canárias em 2010. Schallenberg-Rodríguez contextualiza a necessidade de se avaliar o potencial para o solar PV em meio urbano para as Canárias, tendo em conta a elevada dependência do arquipélago em importação de combustíveis fósseis, as restrições de espaço que condicionam a área disponível para novas construções (40% da superfície terrestre correspondem a áreas protegidas) e a elevada disponibilidade de recursos energéticos renováveis (vento e sol).

Igualmente em Portugal não existem recursos energéticos de origem fóssil em quantidade significativa pelo que a produção doméstica de energia depende totalmente de energias renováveis ou importação (DGEG). No entanto, à semelhança do país vizinho, Portugal situa-se numa posição privilegiada para o aproveitamento de energia renovável, e de modo particular, o solar PV (Perpiña Castillo et al., 2015). Com uma radiação solar média de 1500 kWh/m²/ano e assumindo uma eficiência de conversão de 15%, teoricamente, teríamos

uma área necessária de 200 km² ou aproximadamente 20 m² por pessoa, que é da ordem de grandeza da área disponível nas construções urbanas (Coelho et al., 2005).

Tendo em conta que o consumo elétrico dos edifícios residenciais é responsável por um terço na eletricidade consumida (DGEG), esta forma de aproveitamento de energia solar apresenta, no contexto energético nacional, não só claras vantagens para a redução da dependência energética externa, mas pode representar um mercado potencial que traduz uma produção de energia e desenvolvimento económico sustentável.

Efetivamente, e à semelhança do Google™ Sunroof Project nos EUA e do E-ON Solar na Alemanha, existe em Portugal, para o concelho de Lisboa, a carta do potencial solar (Figura 7), projeto desenvolvido pelo Lisboa E-Nova no âmbito do projecto Polis - *Identification and Mobilisation of Solar Potentials Via Local Strategies* (Grauthoff et al., 2012).



Figura 7 - Carta do Potencial Solar do Concelho de Lisboa (Fonte: adaptado de <http://lisboaenova.org/cartasolarlisboa>)

Esta carta desenvolvida pela Municipia Energy permite, através do Google Maps identificar o potencial solar de Lisboa, avaliando todos os edifícios da cidade em quatro classes de disponibilidade consoante a radiação incidente. A ferramenta permite assim, estimar a produtividade por m² de sistemas solares térmicos e PV (<http://lisboaenova.org/cartasolarlisboa>).

É importante salientar que em Portugal, o Decreto-Lei n.º 153/2014, publicado a 20 de outubro de 2014, é o mais recente diploma neste âmbito e estabelece o enquadramento jurídico para a produção descentralizada de energia elétrica. Este decreto-lei junta no mesmo enquadramento os regimes de produção de eletricidade para autoconsumo, por unidade, com ou sem ligação à rede elétrica pública, baseada em tecnologias de produção renováveis ou não renováveis, nomeadamente, «Unidades de Produção para Autoconsumo» (UPAC) e de produção de eletricidade, vendida na sua totalidade à rede elétrica de serviço público (RESP), por intermédio de instalações de pequena potência, a partir de recursos renováveis, nomeadamente, as «Unidades de Pequena Produção» (UPP). Revogam-se com este diploma o Decreto-Lei n.º 34/2011, de 8 de março, alterado pelos Decretos-Leis n.os 25/2013, de 19 de fevereiro, e 363/2007, de 2 de novembro, alterado pela Lei n.º 67-A/2007, de 31 de dezembro, e pelos Decretos-Leis n.os 118-A/2010, de 25 de outubro, e 25/2013, de 19 de fevereiro. Assim, a pequena produção mantém as disposições gerais estabelecidas pelos diplomas acima referidos

e passa a beneficiar de um enquadramento legal único. Com este diploma Portugal procura implementar uma política energética mais equilibrada, estimulando o investimento em tecnologias de produção de eletricidade renovável através da atribuição de uma remuneração compensatória da energia produzida por esta forma, permitindo aos promotores recuperar o investimento e concretizar os encargos assumidos no Plano Nacional de Ação para as Energias Renováveis(PNAER), aprovado pela Resolução de Conselho de Ministros n.º 20/2013, de 10 de abril, relativamente aos objetivos da política energética nacional (Ministério Do Ambiente, 2014).

Nos últimos anos o solar PV tem beneficiado de um crescimento acelerado e elevado investimento (International Energy Agency, 2017) de modo particular no sector residencial em pequena escala que, em alguns países chega mesmo a ultrapassar o crescimento das grandes centrais PV (Solar Energy Industries Association & Greentech Media, 2013), contribuindo para satisfazer uma fração significativa da procura de energia (Green & Newman, 2017). No entanto as limitações associadas à fraca capacidade dos atuais sistemas energéticos em absorver a elevada penetração de energia solar (Kadir et al., 2014; Pillai et al., 2017) tem criado desafios à sua integração na rede e apesar das vantagens associadas à sua natureza modular e flexível, estas características acabam por relegar o solar PV, em pequena escala, a um papel secundário, complementar às fontes de energia centralizadas e convencionais (Byrne et al., 2016).

Além disso, a grande estabilidade e inércia dos atuais sistemas energéticos contribuem para uma lenta transição energética (Verbong & Geels, 2010) e os atuais modelos económicos dependem de grandes quantidades de energia intensiva que apenas os combustíveis fósseis podem satisfazer (Wang et al., 2017).

O desenvolvimento e implementação de fontes distribuídas de energia solar PV dependem, em grande medida, de uma abordagem colaborativa para compreender a tecnologia e facilitar a sua adoção a nível local. Com efeito, a própria natureza do solar PV em meio urbano e a sua proximidade aos consumidores exige a participação de um conjunto de intervenientes locais para a sua disseminação (Neij et al., 2017).

Neste contexto, as cidade e municípios devem responder a estes desafios delineando estratégias que catalisem a produção de energia local, não só numa perspetiva de segurança energética mas também contribuindo para a proliferação de redes de distribuição de energia (Grauthoff et al., 2012). O desenvolvimento deste tipo de estratégias sustentáveis, confirmam o papel dos centros urbanos em satisfazer, de forma sustentável, objetivos climáticos, energéticos e económicos.

2.3 Partilha de recursos através de modelos de transação de eletricidade *peer-to-peer* em microrredes

O crescente interesse em explorar o potencial das fontes de energia renovável distribuídas (FERD), de modo particular a energia solar PV despertou o surgimento de novas formas de promover uma integração económica desta tecnologia, e contornar as suas limitações no abastecimento energético das comunidades urbanas (Johnson, 2017; Mengelkamp et al., 2017; Zhang et al., 2017). Uma abordagem eficaz para responder a este desafio é através de modelos de transação de energia *peer-to-peer* (P2P), onde intervenientes locais podem beneficiar do comércio de energia em microrredes facilitando uma elevada penetração das FERD na rede elétrica (Zhang et al., 2016). Este novo paradigma energético pressupõe um papel ativo e colaborativo das comunidades na produção distribuição de energia renovável (Giotitsas et al., 2015).

A nível internacional já existe um esforço coletivo, assegurado pelo Acordo de Paris, para responder aos desafios ambientais (International Energy Agency, 2016). A 21ª Conferência das Partes da Convenção Quadro das Nações Unidas (COP21) em 2015, delineou um compromisso global em matéria de energia e alterações climáticas (United Nations, 2015a), e ao nível europeu, com a adoção do pacote energia e clima 2020, a UE comprometeu-se com objetivos ambiciosos de redução de emissões, eficiência energética e consumo de energia proveniente de fontes renováveis (Comissão Europeia, 2010).

No entanto, apesar de se tratar de um problema global, as alterações climáticas são o resultado de ações coletivas, cumulativas e a menor escala (Ostrom, 2010), e uma abordagem à escala global, não reflete as dinâmicas e diversidade local. A eficácia das soluções para combater as alterações climáticas, seja a nível global ou nacional, dependem em grande medida, do apoio e incentivos a implementação de políticas de ação local (Câmara Municipal de Almada, 2007).

Uma estratégia eficaz de mitigação deve abordar simultaneamente as escalas individual e global e nessa perspetiva, é necessário promover alternativas mais inclusivas que permitam que indivíduos e comunidades desempenhem um papel mais ativo no contexto da transição energética e na mitigação das alterações climáticas (Ruotsalainen et al., 2017). Estratégias locais promovem uma maior diversidade na resposta, conferem flexibilidade aos intervenientes locais e responsabilizam as comunidades, encorajando-as participar no esforço global para mitigar as alterações climáticas, manifestando na sua essência, a expressão: Pensar globalmente, agir localmente (Sovacool & Brown, 2009). Além disso, os objetivos de transição para economias de baixo carbono oferecem múltiplas oportunidades para otimização dos sistemas energéticos, principalmente face ao movimento do crescimento inteligente das cidades, a proliferação de novas tecnologias de comunicação e informação e a eletrificação no fornecimento de energia.

De facto, o sistema elétrico tem um papel central nesta transformação. Face a todas as formas de energia final, a eletricidade deverá assumir o papel principal como transportador de energia no futuro, seja na consolidação das fontes renováveis no fornecimento de energia às

populações ou pela sua elevada convertibilidade e qualidade para providenciar serviços de energia (Wang et al., 2017).

À luz da 4ª revolução industrial, o Fórum Económico Mundial (WEF, 2017) elenca 3 tendências convergentes no domínio das tecnologias energéticas:

- i. **A Eletrificação** de grandes setores da economia, como transporte e aquecimento;
- ii. **A descentralização** impulsionada pela queda acentuada nos custos das fontes renováveis, o armazenamento de energia, geração de eletricidade distribuída, flexibilidade na procura/oferta e eficiência energética;
- iii. **A Digitalização**, tanto da rede, com contadores e sensores inteligentes, automação como outras tecnologias de redes digitais.

Neste contexto, a transformação tecnológica das cidades tem despertado, recentemente, o surgimento de modelos de negócios focados em explorar a integração das FERD na rede elétrica, tomando partido da utilização combinada de diferentes tecnologias digitais de comunicação e informação (Green & Newman, 2017; Mengelkamp et al., 2017; C. Zhang et al., 2016).

Assim, a necessidade de uma abordagem mais abrangente para a integração eficaz das FERD, no contexto da transição energética, exige uma maior compreensão das tecnologias disponíveis.

2.3.1 Microrredes

As microrredes são sistemas de distribuição descentralizados, constituídos por pequenas fontes distribuídas de produção e armazenamento de energia, interconectadas e localizadas próximo aos consumidores (Markvar, 2006). Têm sido consideradas como uma parte importante na reelaboração e modernização da rede elétrica no futuro (Su & Wang, 2012; WEF, 2017) uma vez que representam uma alternativa mais eficiente e flexível que as formas convencionais de produção e abastecimento de energia.

Face ao crescente interesse em sistemas solar PV em meio urbano, a rede elétrica atual apresenta um conjunto de constrangimentos técnico-económicos que condicionam a integração de grandes quantidades desta tecnologia no sistema de abastecimento energético (Kadir et al., 2014; Pillai et al., 2017; Pitt & Michaud, 2015). O funcionamento unidirecional da rede elétrica implica que com o aumento de penetração das tecnologias PV, em alturas de pico de produção e baixa consumo, o fluxo inverso de energia pode sobrecarregar a rede de baixa tensão e comprometer a sua estabilidade, uma vez que estes sistemas estão ligados à rede do lado do consumidor (Pillai et al., 2017).

A integração de microrredes na rede de distribuição representam uma possível solução para contornar as limitações da rede convencional e conferir uma melhor regulação dos fluxos

de eletricidade, das fontes distribuídas para os consumidores. O seu tamanho pode variar entre um único edifício ou habitação e uma região, comportando várias habitações, podendo operar em múltiplas configurações mais adequadas às condições locais e pode funcionar tanto em conjunto com a rede principal ou separadamente, em modo “ilha”, como sistemas autónomos, assegurando a estabilidade da rede em alturas de maior produção de energia renovável (Patrao et al., 2015; Su & Wang, 2012).

A flexibilidade das microrredes permite que possam também ser conectadas a microrredes adjacentes (Markvart, 2006) e formar estruturas multi-microrrede que são essencialmente redes de microrredes (Bullich-Massagué et al., 2018; Long et al., 2017). A sua natureza descentralizada permite incorporar fontes de energia distribuída adicionais sem comprometer a sua integridade, contribuindo desta forma para a sustentabilidade e confiabilidade no fornecimento de energia (Basu et al., 2011).

Esta funcionalidade é fundamental em situações de emergência, garantindo a segurança energética dos consumidores através de fontes distribuídas locais, quando ocorre falta de energia (Costa & Matos, 2009). À luz das oportunidades de negócio que a utilização de microrredes conferem Mengelkamp et al. (2017) reúne as principais vantagens em estabelecer estes sistemas de energia:

- i. Permitem uma melhor administração da distribuição de energia, evitando constrangimentos e instabilidade nas redes de baixa tensão, derivadas da implementação, em larga escala das FERD;
- ii. Reduzem as ineficiências associadas ao tempo de latência e perdas energéticas na transmissão de energia ao promover a produção de energia próximo aos locais de maior consumo;
- iii. A sua natureza descentralizada, fortalece a comunidade local em termos de resiliência e autossuficiência, incentivando um maior investimento em energias renováveis;
- iv. Proporcionam uma plataforma para o comércio de energia (produzida localmente), entre consumidores e “prosumidores” (expressão que se refere indivíduos que gerem o seu próprio consumo e produzem eletricidade para sustentar a parte ou a totalidade do seu próprio consumo), promovendo desta forma a sustentabilidade no sector energético e uma eficiente utilização dos recursos locais.

Assim, em oposição ao atual sistema energético, descentralizado e dependente de combustíveis fósseis, surge um novo conceito de gerir o abastecimento energético, baseado em microrredes, impulsionado pelo um conjunto de avanços tecnológicos e pela diversificação das formas de produção de energia.

2.3.2 Modelos de transação de electricidade *peer-to-peer*

Á luz do recente desenvolvimento de espaços e redes digitais de partilha e comércio de bens e serviços e das TIC, o modelo *peer-to-peer* é proposto por alguns autores como uma alternativa para a produção e distribuição de energia, tirando partido da plataforma que as microrredes e as fontes de energia distribuída conferem (Giotitsas et al., 2015; Mengelkamp et al., 2017). Esta alternativa oferece oportunidades para explorar o potencial económico das fontes de energia descentralizadas em meio urbano e traduz uma solução viável para satisfazer a procura local de energia, acelerar a transição energéticas, urbana e contribuir para resiliência do sistema elétrico.

As redes *peer-to-peer* (P2P) substituem a estrutura centralizada tradicional das interações cliente-servidor com interações entre indivíduos e permitem aplicações colaborativas e focadas na comunicação entre as partes envolvidas, como por exemplo, no caso do comércio online de bens e serviços (Troudi & Kropf, 2003).

O conceito tem origem em redes de transferência de informação e armazenamento de dados entre indivíduos, fenómeno comum na internet e popularizado por programas como o Kazza, ShareBear ou LimeWire, que revolucionaram a distribuição de música digital, pelo serviço gratuito de partilha de ficheiros que ofereciam.

O princípio de funcionamento baseia-se na interconectividade entre indivíduos que transferem informação, uns aos outros, onde cada computador ligado à rede, funciona como um servidor para outros utilizadores, permitindo acesso compartilhado de informação digital, sem a necessidade de um servidor central (Figura 8).

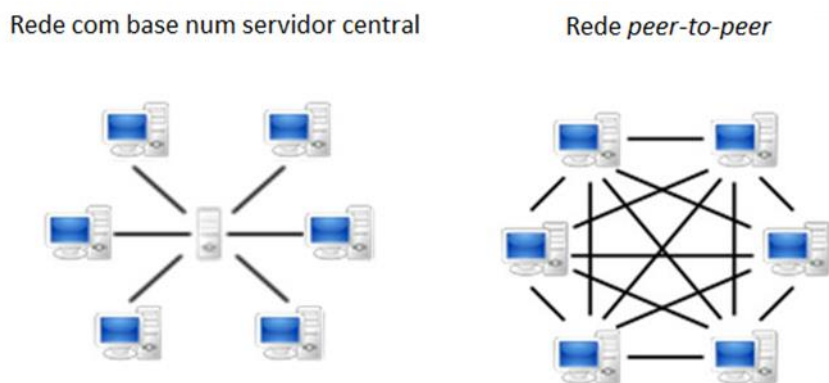


Figura 8 - Estrutura de modelos com servidor central e redes *peer-to-peer* (Fonte: adaptado de <http://microgridnews.com/brooklyn-startup-broadens-solar-power-access-p2p-energy-exchange/>)

Perante as características de abertura, interatividade, partilha e igualdade social das comunidades da internet, alguns autores consideram plausível um cenário onde o mesmo princípio de funcionamento é aplicado ao fornecimento de energia. Ruotsalainen et al. (2017) defende a viabilidade para a adoção de modelos de transação de energia no atual paradigma energético, referindo as motivações sociais intrínsecas de indivíduos em colaborar coletivamente

para o bem comum, destacando como exemplo, organizações como o Wikipédia ou as redes sociais, onde a partilha gratuita de conteúdo contribui para a divulgação de informação.

O mesmo conceito aplicado ao sistema energético pode contribuir para a difusão e partilha de energia renovável distribuída. De facto, o surgimento de oportunidades de negócio que exploram esta forma de produção e consumo colaborativo segue a tendência atual de plataformas virtuais de partilha e comércio de bens e serviços em C2C (*Consumer to Consumer*) ou B2C (*Business to Consumer*), como AirBnB, Ebay ou Uber (Huber, 2017). No comércio de energia P2P, os participantes partilham igual responsabilidade para a distribuição de eletricidade na rede, seja como produtor ou consumidor. Os prosumidores podem disponibilizar o excedente de produção para outros intervenientes (ou *peers*) do sistema, que participam em negociações automáticas para a transação de energia (Park & Yong, 2017).

Face à mudança do paradigma energético atual e do desenvolvimento de novas tecnologias de comunicação, Giotitsas et al., (2015) justifica o surgimento de modelos de transação de energia P2P como um progressão natural das formas de distribuição de energia. Este conceito permite conjugar a necessidade de providenciar um abastecimento energético seguro com a oportunidade de explorar e rentabilizar os espaços urbanos disponíveis, para a implementação e distribuição de energia renovável.

De facto, existem atualmente alguns casos onde o comércio de energia através de diferentes tipos de mecanismos já estão a ser testados e implementados, por exemplo, o Vanderbron na Holanda, o Piclo no Reino Unido, o PeerEnergyCloud e o SonnenCommunity na Alemanha e o Energy Internet na China (C. Zhang et al., 2017).

Zhang et al. (2016) propôs um modelo de negócio, baseado num sistema de licitação, à semelhança do eBay, para o comércio de energia P2P em microrredes. O “ElecBay” proporcionaria aos utilizadores/consumidores uma plataforma descentralizada e competitiva para equilibrar a geração e a procura local de energia.

Mengelkamp et al., (2017) apresenta igualmente, como exemplo para a viabilidade deste modelo, um caso de sucesso em Brooklyn, onde intervenientes locais podem beneficiar do comércio de energia dentro da comunidade, através de uma plataforma de transação virtual (Figura 9). A microrrede de Brooklyn permite que consumidores e prosumidores contribuam para equilibrar a oferta e procura local de energia sem a necessidade de um intermediário central e introduz o conceito de tecnologia *Blockchain*, como forma de conferir maior segurança na distribuição de energia entre os participantes – *peers* – num mercado descentralizado.

Blockchain (- cadeia de blocos) é uma tecnologia de transações digitais distribuídas que permite armazenar dados de forma segura e realizar contratos inteligentes em redes *peer-to-peer* (Burger et al., 2016). A sua estrutura consiste numa base de dados encadeados, ordenados cronologicamente e a sua utilidade em transações eletrónicas reside no acesso descentralizado e partilhado à informação, tal que a alteração da sequência dos dados por qualquer um dos intervenientes, implica a perda de validade dessa cadeia de blocos, assegurando assim a integridade da base de dados original.

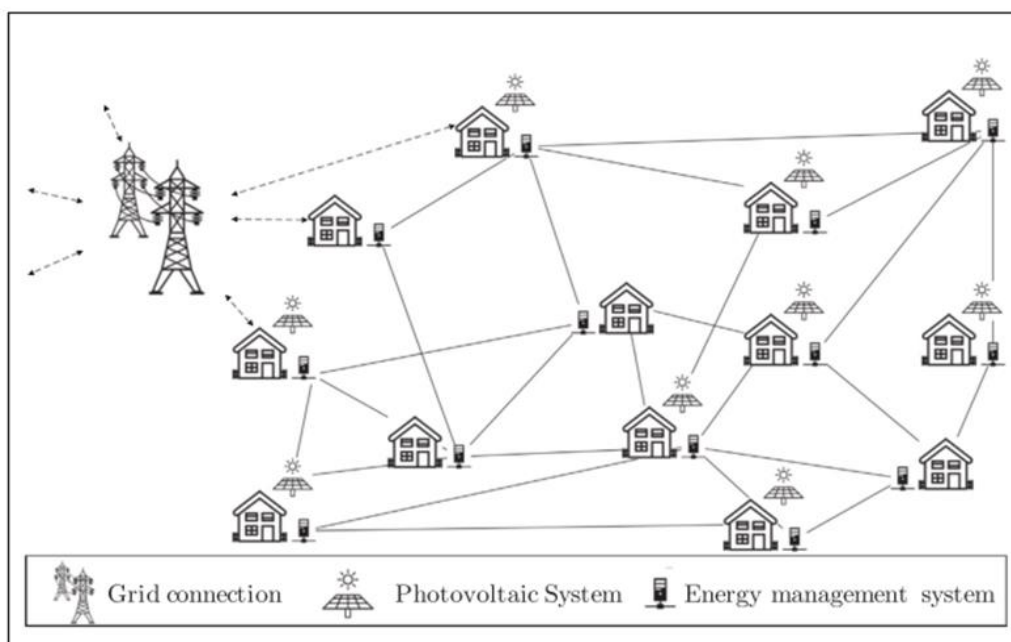


Figura 9 - Modelo peer-to-peer para a transação de eletricidade entre intervenientes de uma microrrede (Adaptado de Mengelkamp et al., 2017)

A integração de tecnologias de comunicação inteligente permite um fluxo significativo de informações dentro da microrrede, e o uso de tecnologia *blockchain* garante a privacidade e segurança nas transações entre participantes de um mercado descentralizado, sem a necessidade de uma entidade reguladora central (Zhumabekuly & Svetinovic, 2016). Com efeito, alguns autores propõem uma alternativa às plataformas elétricas virtuais (PEV) convencionais, assentes no comércio de energia em P2P, através de estruturas organizadas pelos próprios prosumidores de forma a ultrapassar barreiras sociais, institucionais e económicas, associadas às PEV, que condicionam as diferentes preferências dos prosumidores quanto ao modo em que operam as suas FERD (Morstyn et al., 2018).

2.3.3 Gestão e consumo coletivo de eletricidade ao nível do edifício

A abordagem comunitária na produção e abastecimento de eletricidade pode ser especialmente vantajosa no contexto urbano, face à crescente procura de energia, ao aumento da população urbana e ao interesse em explorar o potencial dos telhados urbanos para implementação de tecnologias de energia renovável.

A flexibilidade que as microrredes conferem às redes de distribuição pode expandir o modelo P2P dos centros urbanos para regiões maiores (Long et al., 2017), facilitando transações de eletricidade a níveis macro-regionais. No entanto, a nível local, o comércio de energia entre habitações adjacentes, dentro de uma microrrede, requer ainda uma maior compreensão e desenvolvimento adicional sobre as diferentes formas em que indivíduos podem colaborar no uso e distribuição de energia, especialmente, no caso de edifícios residenciais de vários andares.

As áreas de telhado neste tipo de edifícios não pertencem a um único proprietário, mas podem ser usadas em proporções iguais por cada residente, assim, à medida que aumenta o

número de andares (e habitações), diminui a capacidade de sistemas fotovoltaicos integrados em satisfazer, na totalidade, a procura de energia (Orioli & Di Gangi, 2014).

Para estes casos, existe uma necessidade de encontrar soluções para possíveis conflitos de interesse que podem surgir devido à utilização conjunta de telhados urbanos, num cenário de partilha de energia P2P. Com efeito, alguns autores reconhecem esta necessidade e abordam este problema numa perspetiva de gestão de energia:

Sechilariu et al. (2013) desenvolve o conceito de microrredes associadas a edifícios urbanos como forma de gerir adequadamente os consumos da rede, tirando máximo proveito de sistemas PV. Esta abordagem, fundamentalmente experimental, permitiu avaliar a viabilidade de edifícios terciários funcionarem autonomamente da rede pública, através de uma gestão adequada de energia e recorrendo, quando necessário, aos diferentes modos operacionais da microrrede (modo “ilha” e ligado à rede) para o balanço energético do edifício; D. Zhang et al. (2013) propôs um modelo para minimizar o consumo energético da rede pública considerando uma microrrede integrada num edifício multi-apartamento, administrando os consumos das suas habitações através da programação adequada da utilização dos aparelhos domésticos e numa perspetiva financeira, desenvolve um modelo para a distribuição justa do preço a pagar por cada consumidor, neste cenário (D. Zhang et al., 2014); De igual modo, Amato et al, (2016) aborda o problema como uma questão de agendamento. Propõe uma plataforma inteligente de monitorização e controlo que permite uma negociação P2P, automática, entre os utilizadores, para o tempo de funcionamento dos aparelhos domésticos.

Esta abordagem colaborativa tem como objetivo maximizar a utilização de fontes energia distribuídas como painéis solares PV para autoconsumo. De facto, a coordenação de fontes locais de produção de energia pelos próprios utilizadores pode reduzir quantidade de energia proveniente da rede e reduzir as perdas de transmissão contribuindo para a uma maior eficiência na rede de distribuição (Morstyn et al., 2018)

Edifícios residenciais são muito característicos de áreas urbanas, portanto a integração de sistemas PV requer uma consideração cuidadosa sobre os aspetos técnico-económicos e sociais, associados à produção colaborativa de energia, para o desenvolvimento de mercados de energia P2P. O planeamento inteligente para o fornecimento de energia aos edifícios pode oferecer um contributo significativo para diminuir o consumo de energia da rede e aproveitar ao máximo as fontes de energia locais. Um maior foco sobre a gestão, racionalização e consumo coletivo de energia renovável, pode trazer benefícios ambientais bem como promover o desenvolvimento de novas oportunidades de negócio.

3 Metodologia

3.1 Caso de estudo: Município de Almada

O caso de estudo escolhido para esta tese foi a cidade de Almada, não só como forma de contribuir para o trabalho em desenvolvimento no âmbito do projeto europeu SURECITY - *Sustainable, resource efficient cities*, sobre a resposta de sustentabilidade energética à escala urbana, mas também para disponibilizar ao município informação com robustez científica de apoio à implementação de medidas de mitigação das alterações climáticas, tirando partido das energias renováveis para o abastecimento de energia do município.

O município de Almada distingue-se pela sua forte política ambiental, sobretudo no que diz respeito ao desenvolvimento de projetos e iniciativas locais que promovem melhoria de qualidade ambiental, estratégias de adaptação às alterações climáticas e pelo compromisso assumido em matéria de energia e redução de emissões de GEE.

Com efeito, a Estratégia Local para as Alterações Climáticas do município de Almada (ELAC) resulta do compromisso assumido pelo município, de redução em 20% das emissões de GEE em 20% até 2020 ao abrigo da Estratégia Europeia 20-20-20, e ao qual o município subscreve no *Covenant of Mayors* (Pacto dos Autarcas). Neste contexto, o município de Almada reconhece as excelentes condições para produzir eletricidade a partir da energia solar, especialmente com equipamentos fotovoltaicos integrados em edifícios e a sua importância como reforço aos objetivos estratégicos em matéria de energia para Almada (Câmara Municipal de Almada, 2011b).

Assim, e à semelhança de trabalhos desenvolvidos em vários países, inclusivamente em Portugal para a cidade de Évora (Moreira, 2016), sobre a estimação de área de telhado disponível para a implementação de sistemas de produção de eletricidade solar PV, o presente trabalho pretende apresentar uma metodologia com o mesmo objetivo, mas adaptada ao município de Almada. De modo particular, tem-se por objetivo, numa primeira fase, avaliar o potencial técnico de sistemas solar PV em telhados de edifícios do sector residencial, tanto em termos de capacidade instalada como para produção anual de eletricidade, bem como a contribuição deste potencial de produção de eletricidade nos consumos e emissões de GEE dos edifícios residenciais do município. Neste contexto entende-se a necessidade de fazer um enquadramento geográfico do concelho de Almada, de o caracterizar em termos climáticos e de apontar o seu potencial para aproveitamento de energia solar.

Numa segunda fase, a caracterização do consumo energético do sector residencial e pequenos serviços do município de Almada em edifícios de uso misto (pequenos serviços e habitação) permitirá avaliar as necessidades energéticas neste sector, em termos quantitativos, de modo a que se possa concluir sobre a eventual complementaridade entre a produção de eletricidade por sistemas solares PV no telhado de um edifício e os consumos de habitações e serviços nesse mesmo edifício. Desta forma será possível, tendo em conta os vários esquemas de autoconsumo disponíveis para os consumidores em Portugal, refletir sobre diferentes formas

como a racionalidade da energia produzida por fonte renovável distribuída à escala urbana, pode abastecer parte ou a totalidade dessas necessidades energéticas neste sector em particular.

3.1.1 Caracterização geográfica do Concelho de Almada

O concelho de Almada situa-se na região de Lisboa e sub-região da península de Setúbal, na margem esquerda do rio Tejo. Sendo um dos 18 municípios que pertencem à Área Metropolitana de Lisboa (AML), Almada faz fronteira a Sul com o município de Sesimbra e a Sudoeste com o município do Seixal. Colocada a sul da embocadura do Tejo e tendo o oceano Atlântico a oeste, o concelho de Almada é limitado por água ao longo de 35 km do seu perímetro (Figura 10).

Com uma área de aproximadamente 71 km², Almada é o concelho da AML na margem sul que tem a maior expressão em termos de população e densidade populacional, cerca de 169689 habitantes e 2423,8 hab./km², respetivamente (INE, 2015). Comparativamente a toda a região da AML, Almada ocupa 2,3% da sua área total e é o 5º município com maior densidade populacional.

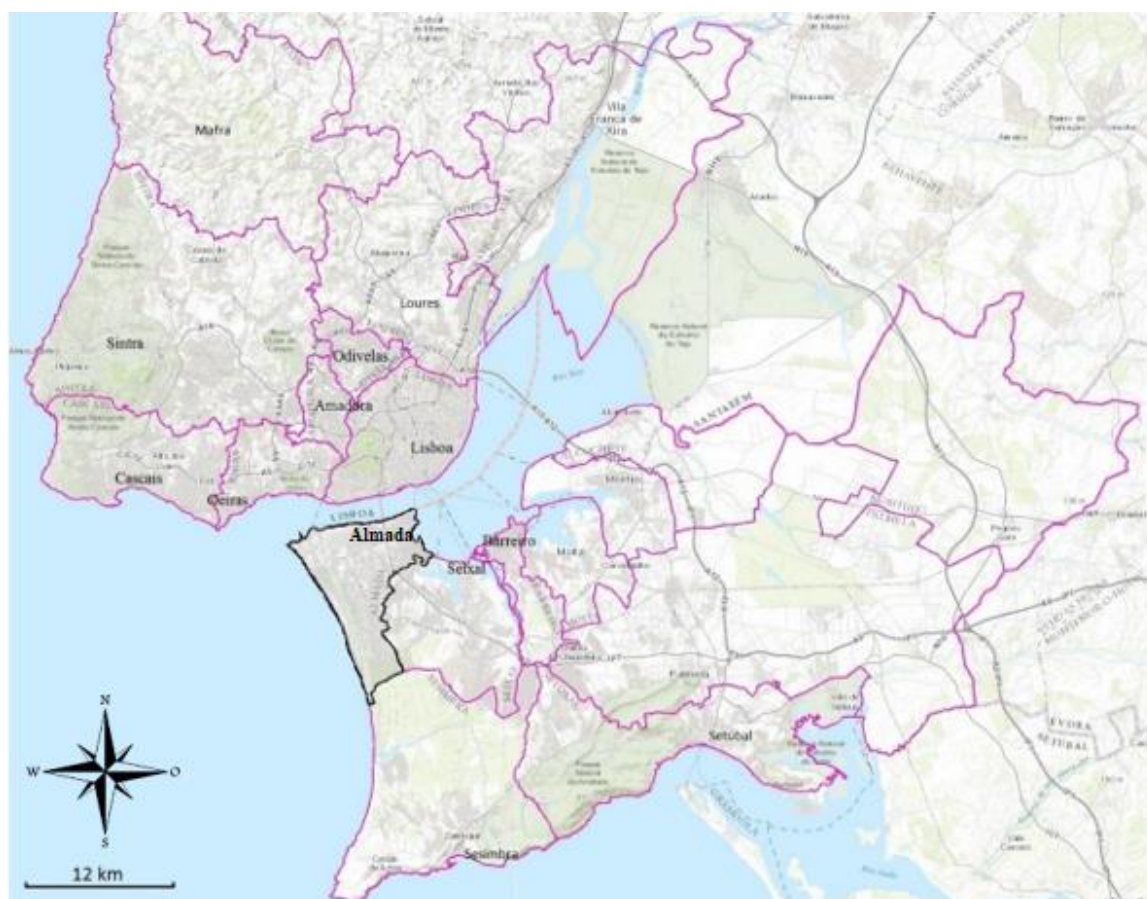


Figura 10 - Localização geográfico de Almada e Área Metropolitana de Lisboa (Fonte: Atlas digital da Área Metropolitana de Lisboa – 2016, disponível em www.aml.pt)

3.1.2 Caracterização socioeconómica

Relativamente às atividades económicas, ao contrário dos restantes concelhos da AML na margem sul do Tejo, Almada sofreu uma acentuada terciarização, tanto nos anos 60 e início dos anos 70 devido aos processos de modernização que estimularam a expansão de subúrbios residenciais altamente deficitários em emprego, mas também no final do século XXI.

Outrora um importante núcleo industrial, o comércio e os serviços às famílias e a empresas contribuiu para infletir ou mesmo estancar a tendência negativa do emprego.

A consequência desta transformação sentiu-se sobretudo a nível do poder de compra no concelho, assemelhando-se, neste aspeto, mais aos concelhos a norte do Tejo (Ferrão, Rodrigues, Vala, & Gomes, 2003). Atualmente o índice de poder de compra (per capita) da população do concelho é 121,41, acima da média da Península de Setúbal (108,33) (Dados de 2007 do INE, CMA)

Segundo o último recenseamento, a grande maioria de indivíduos residentes e empregados no concelho de Almada e em todos os seus municípios estão concentrados no sector terciário (Tabela 3) tendo-se de facto observado, em relação ao decénio anterior, um acréscimo de residentes ativos empregados neste sector (Câmara Municipal de Almada, 2014).

Tabela 3 - Indivíduos residentes empregados por sector de atividade (Fonte: Censos 2011, INE)

	Empregados	Empregados no sector primário		Empregados no sector secundário		Empregados no sector terciário	
		Nº	%	Nº	%	Nº	%
Almada	5965	18	0,30	814	13,6	5133	86,1
Caparica	8181	63	0,77	1494	18,3	6624	81,0
Costa da Caparica	5763	175	3,04	786	13,6	4802	83,3
Cova da Piedade	7697	13	0,17	1071	13,9	6613	85,5
Trafaria	1880	109	5,80	344	18,3	1427	86,1
Cacilhas	2189	7	0,32	288	13,2	1894	86,5
Pragal	2937	6	0,20	401	13,7	2530	86,1
Sobreda	6665	13	0,20	1040	15,6	5612	84,2
Charneca da Caparica	13265	41	0,31	2060	15,5	11164	84,2
Laranjeiro	8008	23	0,29	1273	15,9	6712	83,8
Feijó	8289	24	0,29	1237	14,9	7028	84,8
Almada (Concelho)	70839	492	0,69	10808	15,3	59539	84,0

Dividida até 2013 em 11 freguesias, nomeadamente, Almada, Cacilhas, Pragal, Caparica, Charneca da Caparica, Costa da Caparica, Cova da Piedade, Sobreda, Trafaria, Laranjeiro e Feijó, o Concelho de Almada é constituído atualmente, após reorganização administrativa, em 5 freguesias (Figura 11):

- i. Almada, Cova da Piedade, Cacilhas e Pragal;
- ii. Caparica e Trafaria,
- iii. Charneca da Caparica e Sobreda;
- iv. Costa da Caparica;
- v. Laranjeiro e Feijó.



Figura 11 - Freguesias de Almada após reorganização administrativa de 2013 (Fonte: Adaptado de <https://pt.wikipedia.org/wiki/Almada>)

A administração do concelho de Almada fica ao encargo do Município com o mesmo nome, estando as responsabilidades de gestão distribuídas pelos diferentes órgãos de gestão da Câmara Municipal, nos serviços da Direção Municipal Administração Geral e Finanças (DMAGF), da Direção Municipal Obras, Planeamento, Administração do Território e Desenvolvimento Económico (DMOPATDE), Direção Municipal Ambiente, Mobilidade, Energia

e Valorização Urbana (DAMEVU) e Direção Municipal Desenvolvimento Social Integrado (DMDSI).

3.1.3 Caracterização climática e de exposição solar

Quanto ao clima, o Concelho de Almada insere-se numa região de transição climática, apresentando assim características tipicamente mediterrânicas, mas com forte influência atlântica. Apresenta um clima mediterrânico sub-húmido, de Inverno quente/tépido (temperaturas mínimas médias superiores a 6°C), com nevoeiro do tipo litoral (de advecção) significativo principalmente no Verão e diariamente de manhã prolongando-se, às vezes, todo o dia (Câmara Municipal de Almada, 2011a).

O Concelho de Almada tem características que variam em função do relevo e da exposição. Relativamente à temperatura, Almada apresenta uma temperatura média anual de aproximadamente 17°C, influenciada pela geografia e pela proximidade do oceano Atlântico, da serra da Arrábida e do estuário do rio Tejo.

No que respeita à precipitação, os valores médios anuais rondam os 585 mm, ocorrendo em cerca de 90 dias do ano. Quanto ao regime de ventos, o rumo predominante é o de Noroeste, sendo também frequentes os ventos de Sudoeste, Nordeste e Norte, que sopram, quase sempre, de fracos a moderados (Câmara Municipal de Almada, 2011a).

Relativamente à distribuição espacial da insolação, verificam-se para a região do município de Almada, valores anuais de insolação entre as 2900 horas e 3000 horas (Figura 12).

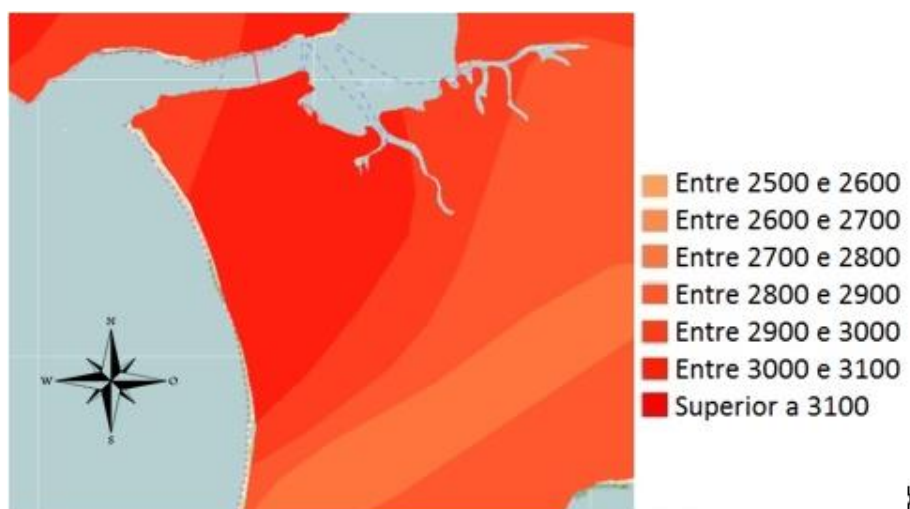


Figura 12 - Mapa da insolação média anual (Fonte: Adaptado de Atlas do Ambiente. Disponível em <http://sniamb.apambiente.pt/Home/Default.htm>)

Em Portugal, o potencial disponível de energia solar é considerável. Sendo um dos países da Europa com maiores níveis de insolação e melhores condições para o aproveitamento deste recurso, dispondo o continente, em média, de 2.200 e 3.000 horas de Sol por ano (Câmara Municipal de Almada, 2011b).

Igualmente em termos de irradiação o país apresenta condições favoráveis, com variações mais acentuadas de Norte a Sul, com valores médios anuais entre 1500 e 1800

kWh/m² para Portugal Continental. No concelho de Almada a irradiação global horizontal (IGH) toma valores da ordem dos 1700 a 1800 kWh/m² (Figura 13).



Figura 13 - Irradiação global horizontal de Almada e da AML (Fonte: Adaptado de Global Solar Atlas. Disponível em <http://globalsolaratlas.info>)

Em termos de distribuição anual da radiação podemos observar pela sobreposição dos valores de IGH, irradiação normal direta (IND) e irradiação a ângulo ótimo (IOPT) (Figura 14) um melhor aproveitamento no período correspondente às estações da Primavera e Verão. Com início em março, a irradiação atinge o pico em julho e a partir de setembro verifica-se uma descida acentuada. Ao longo do ano a IGH atinge valores médios de 4.85 kWh/m²/dia e considerando a latitude do município de Almada (38°40'56") e o ângulo de inclinação ótimo de 34° para sistemas solares, verificam-se valores de IOPT na ordem dos 5.63 kWh/m²/dia.

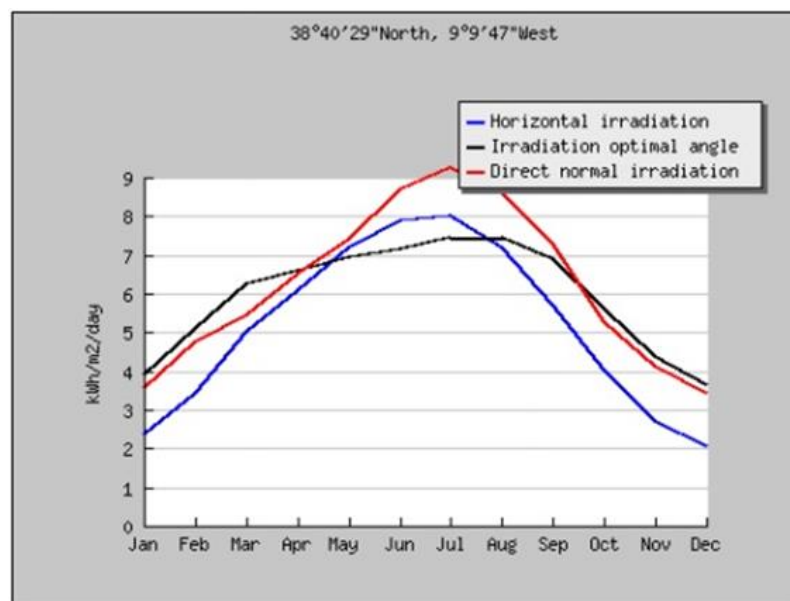


Figura 14 - Evolução da irradiação global horizontal (IGH), irradiação normal direta (IND) e irradiação em ângulo ótimo (IOP) ao longo do ano, para o concelho de Almada. (Fonte: PVGIS, 2017)

A densidade urbana de Almada não permite a instalação de parques solares em grande escala, pelo que o potencial de aproveitamento da energia solar está maioritariamente associado aos edifícios, seja na vertente de projeto (orientação dos edifícios e soluções construtivas) para o aproveitamento passivo de energia solar, como na produção de águas quentes ou na geração de eletricidade. (Câmara Municipal de Almada, 2011b). Por esta razão justifica-se a importância significativa que a avaliação da orientação e disponibilidade dos telhados dos edifícios contem na análise do potencial técnico de produção de energia elétrica através de sistemas solares.

Em termos de exposição, para todo o Hemisfério Norte, vertentes expostas a sul recebem maior quantidade de radiação ao longo do ano, contribuindo para este efeito o declive. Uma orientação a sul dos edifícios traduz um melhor aproveitamento da energia solar tanto em termos de conforto bioclimático como para implementação de sistemas solares (Câmara Municipal de Almada, 2011a). No concelho de Almada predominam as exposições a Este e Oeste, seguindo-se as de Sul e Norte, e com menos expressão estão aquelas superfícies de exposição indeterminada correspondentes a regiões mais planas, que recebem radiação de todas as exposições (Tabela 4).

Tabela 4 - Área de exposição no concelho de Almada (Fonte: Adaptado de Estudos de Caracterização do Território Municipal Caderno 2 - Sistema Ambiental. Câmara Municipal de Almada, 2011a)

Classe de Exposição	Área (ha)	% área concelho
Este	2017,6	28,7
Oeste	1947,8	27,7
Sul	1502,5	21,4
Norte	1367,9	19,5
Todas as exposições restantes	193,4	2,7

As regiões com exposição a Este e Oeste dominam sobretudo a Norte, entre a Trafaria e Cacilhas, a Sul dominam mais exposições a Oeste, na Aroeira e ao longo da Arriba Fóssil da Costa da Caparica. As exposições a sul, mais favoráveis a edificação uma vez que beneficiam de maior radiação ao longo do ano, estão distribuídas nas encostas a norte dos cursos de água transversais ao concelho, nomeadamente nas freguesias da Sobreda e Charneca da Caparica (Câmara Municipal de Almada, 2011a). As exposições a norte estão concentradas ao longo do da arriba Norte entre a Trafaria e Cacilhas, no limite do concelho e nas vertentes viradas a norte transversais ao concelho (Figura 15).

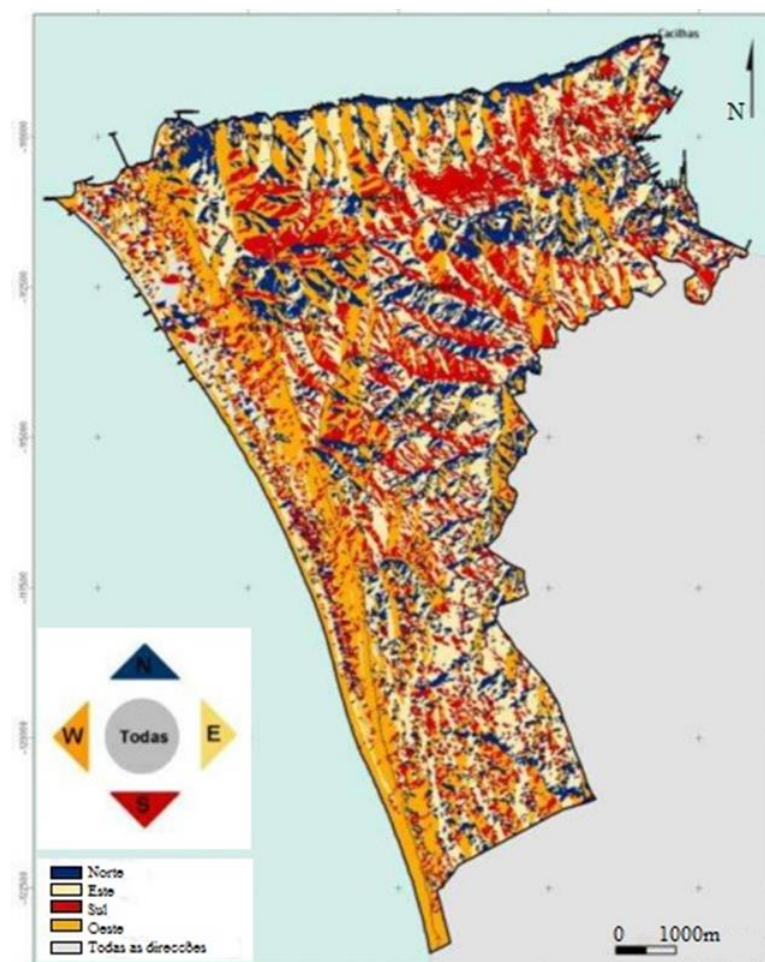


Figura 15 - Mapa de exposição à radiação solar em Almada (Fonte: Adaptado de Estudos de Caracterização do Território Municipal Caderno 2 - Sistema Ambiental. (Câmara Municipal de Almada, 2011a)

3.1.4 Medidas e instrumentos de política climática de Almada

Como parte dos objetivos estabelecidos no primeiro capítulo, pretende-se averiguar o contributo que o aproveitamento do potencial técnico de produção de eletricidade por tecnologia solar PV (doravante designado por PTPV), teria no consumo final de eletricidade no sector residencial de Almada bem como a sua contribuição para a diminuição das emissões GEE, associados à produção de eletricidade para este sector. Assim, a metodologia incluiu um enquadramento das medidas sectoriais e instrumentos adotados pelo município no domínio das suas atividades, para a mitigação das emissões de GEE.

Almada integra uma forte componente de qualidade ambiental e sustentabilidade no contexto dos seus objetivos de desenvolvimento. Com efeito, o município elaborou em 2001, o Inventário Municipal das Emissões de Gases com Efeito de Estufa de Almada, identificando os consumos de energia e emissões de GEE por sector de atividade económica. Posteriormente, reconhecendo que a eficácia das soluções para combater as alterações climáticas dependem do apoio e incentivos a implementação de políticas de ação local (Câmara Municipal de Almada, 2007), o município assumiu, através da sua Estratégia local para as Alterações Climáticas (ELAC), o compromisso de contribuir para os objetivos de redução de emissões de CO₂,

delineando instrumentos e medidas de ação, que visam promover a utilização de energia de fonte renovável.

Na linha das políticas europeias e nacionais para a energia e redução das emissões de GEE, a Câmara Municipal de Almada ratificou em 2009 o Plano de Ação para a Mitigação (PAM) da ELAC, com o objetivo de acelerar a implementação de medidas concretas para atingir o compromisso assumido. O PAM diz respeito à estratégia do município perante ao compromisso de redução das emissões de GEE em 20% até 2020, no âmbito do Pacto do Autarcas. Para a sua elaboração foi tido como referência o Inventário de Emissões Base (IEB) relativo ao ano de 2006. A proposta de intervenção da CMA contemplada no PAM inclui um conjunto de medidas de eficiência energéticas e de promoção das energias renováveis que incidem sobre as infraestruturas municipais, no parque de edifícios, no planeamento urbano, na política de mobilidade urbana e na produção descentralizada de energia (AGENEAL, 2010).

A abordagem do PAM assenta numa matriz energética base e uma matriz prospetiva para 2020, a partir da qual, foi possível quantificar as emissões de GEE associados aos consumos sectoriais por forma de energia, por exemplo, contabilizando as emissões associadas ao consumo elétrico no sector residencial. A matriz prospetiva diz respeito ao cenário *business-as-usual* (BAU) que pressupõe uma evolução do consumo de energia final específica para Portugal face à tendência verificada por séries históricas.

Além das matrizes energéticas e de emissões de GEE referidas, o PAM apresenta igualmente uma matriz energética e as emissões de GEE relativas a projeções para 2020 tendo em conta as medidas e instrumentos propostos. Em termos globais, prevê-se para o município, um aumento até 2020 das emissões de GEE em 6% face ao IEB de 2006, que resulta em 384 kt CO₂ eq emitidas. Ao subscrever ao Pacto de Autarcas, o município de Almada comprometeu-se a reduzir em 20% das suas emissões de GEE até 2020, face a 2006, correspondente a uma redução global de 62 kt CO₂ eq. ou seja, pelo menos 14% face às 384 kt CO₂ eq. previstas para o cenário BAU de 2020 (Figura 16).

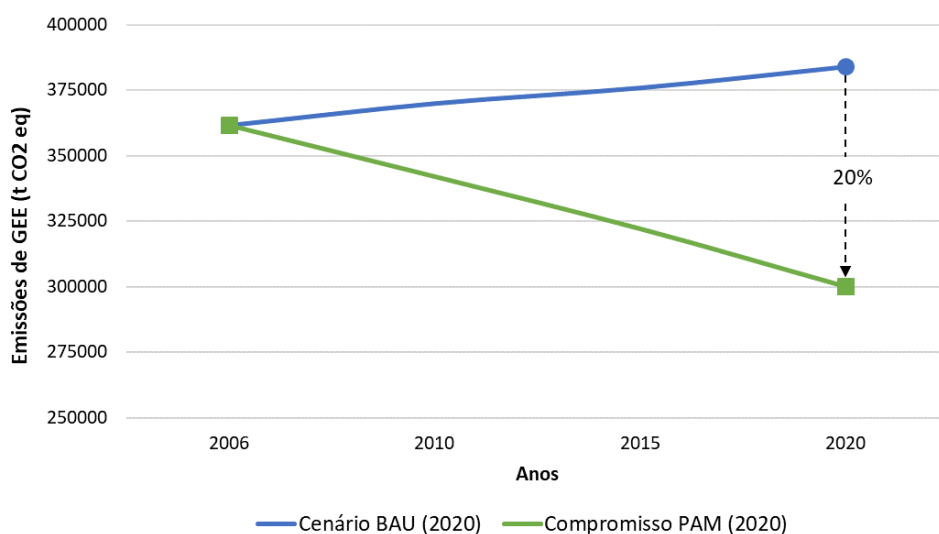


Figura 16 - Evolução das emissões de GEE para o cenário BAU e para o compromisso de redução de 20% face a 2006 (Fonte: Adaptado de (AGENEAL, 2010))

Embora o PAM discrimine as suas projeções por sector de atividade e forma de energia, a abordagem metodológica para averiguar o potencial da produção de eletricidade por tecnologia solar PV e o seu contributo para o município de Almada, apresentados nas secções 3.2. e 3.3., respetivamente, foca-se apenas sobre os consumos de eletricidade e energia global consumida derivada dos edifícios residências, bem como as emissões de GEE associadas a esse sector.

3.2 Estimativa do potencial de produção de eletricidade por solar PV

Esta secção descreve a metodologia utilizada para analisar o potencial técnico de produção de eletricidade por tecnologia solar PV nos telhados dos edifícios do sector residencial de Almada. Em primeiro lugar foi necessário definir um método que fosse claro e objetivo, mas que também fosse adequado ao tipo e a dimensão dos dados disponíveis. O trabalho aqui apresentado beneficiou, em grande parte, de acesso a informação de base digitalizada, e de elevado detalhe, do edificado de Almada. Nesta medida uma revisão da literatura existente sobre diferentes metodologias permitiu delinear a melhor abordagem para responder aos objetivos propostos.

Schallenberg-Rodríguez (2013) e Byrne et al. (2015) classificam os métodos mais frequentemente utilizados em três categorias, aqui resumidas. Ambos os autores enfatizam que a escala e a disponibilidade de dados são os fatores mais importantes a ter em conta na abordagem.

1. Metodologias por amostragem, baseadas em técnicas de amostragem simples que por extrapolação fornecem uma estimativa confiável da área total de telhado para solar PV. É normalmente mais comum em avaliações do potencial a nível regional como em Izquierdo et al. (2008). Variações da metodologia podem envolver por exemplo a determinação da superfície do telhado per capita, como em Wiginton et al (2010).
2. Metodologias que acrescentam à metodologia anterior elementos que aumentam o grau de precisão e complexidade à análise, como por exemplo inquéritos ou dados de recenseamento. A título de exemplo temos Singh et al. (2015) ou o caso nacional por Moreira (2016) onde informação adicional sobre as características dos edifícios e unidades geográficas permitiu uma avaliação mais detalhada da área adequada associada a tipologias dos edifícios.
3. Metodologias baseadas na computação da área total do telhado da região analisada, implicam a utilização de um conjunto de dados estatístico e dados cartográficos com grande detalhe, processados através de Sistemas de Informação Geográfico (SIG). Uma metodologia que tem se tornado cada vez mais comum pela generalização do uso de extensões de SIG's de modelação da radiação solar, como o Solar Analyst em Molin et al. (2016), permitindo obter resultados de alta definição espacial.

Adicionalmente, podemos também incluir nesta última categoria metodologias que incorporam à análise, a utilização combinada de SIG's com técnicas óticas de deteção remota por exemplo tecnologia. LiDAR (*Light Detection And Ranging*). A vantagem na utilização destas técnicas reside na informação adicional que elas conferem através de modelos de elevação digital da superfície, muito úteis para a análise do potencial solar no edificado (Almeida, 2013).

Izquierdo et al (2008) enumera um conjunto de características específicas que um método ideal deve possuir, para estimar a superfície de telhado disponível para sistemas PV. A metodologia considerada para o contexto de Almada reúne algumas destas características, nomeadamente, o que diz respeito à precisão e ao baixo custo associado, mas principalmente a representação georreferenciada dos resultados, conseguida através de mapas de potencial técnico e capacidade instalada ao nível do edifício.

Métodos que beneficiam da disponibilidade de informação planimétrica detalhada da área de estudo, têm normalmente elevada confiabilidade e uma baixa margem de erro (Schallenberg-Rodríguez, 2013). Nessa medida, e em função da disponibilidade de informação cartográfica digital do edificado do município de Almada, optou-se por avaliar o PTPV recorrendo à metodologia baseada na computação da área total do telhado, e a partir daí, estimar a área adequada para sistemas fotovoltaicos.

3.2.1 Metodologia proposta

Inicialmente, a abordagem compreendia reproduzir uma metodologia utilizada por Moreira (2016) na análise homóloga para a cidade de Évora, mas adaptada à realidade de Almada. Esta abordagem descrita por Byrne et al. (2015) como “metodologia multivariada”, consistia, fundamentalmente, em amostragens com variáveis complementares de suporte, que permitem uma estimativa confiável da área disponível no telhado e posteriormente uma extrapolação para a área total da zona em estudo. No entanto, à semelhança de Moreira (2016), a disponibilidade de dados informação geográfica com elevado detalhe, permitiu uma abordagem com maior robustez do que a análise por amostragem.

Com a informação cartográfica digital de todo o parque edificado do município de Almada, cedida pelo Departamento de Energia, Clima, Ambiente e Mobilidade (DECAM) da Câmara Municipal de Almada (CMA), e complementada com dados estatísticos provenientes do Instituto Nacional de Estatística, foi possível uma abordagem com maior precisão que consistiu em três etapas:

1. Filtração da informação segundo os objetivos da análise, i.e., restringindo os dados de base e a informação considerada quanto ao número, tipo de edifícios e freguesias analisadas;
2. Tratamento da informação digital de suporte que inclui operações de reparação realizadas sobre os dados originais, bem como a adição de elementos necessários à classificação dos telhados dos edifícios segundo o tipo de inclinação;

3. Seleção das áreas do telhado dos edifícios, através de fatores de utilização do telhado e de sombreamento. A aplicação de restrições adicionais sobre as áreas, permite determinar a área final adequada para implementar sistemas PV, por edifício e por freguesia.

Uma metodologia hierárquica e bem fundamentada é talvez o meio mais razoável para estimar o PTPV (Hoogwijk, 2004 FIDE Izquierdo et al., 2008). O trabalho desenvolvido sobre a informação digital, exigiu a manipulação de informação, utilizando operações com o software ArcGIS 10.4.

Uma vez que o objetivo consistia em gerar mapas com informação detalhada sobre as áreas de telhado dos edifícios e respetivas áreas adequadas para instalação de sistemas PV, bem como a capacidade instalada global, foi necessário esquematizar a metodologia adotada. O diagrama de operações apresentado na Figura 17 é a representação gráfica do procedimento realizado sobre os dados de base.

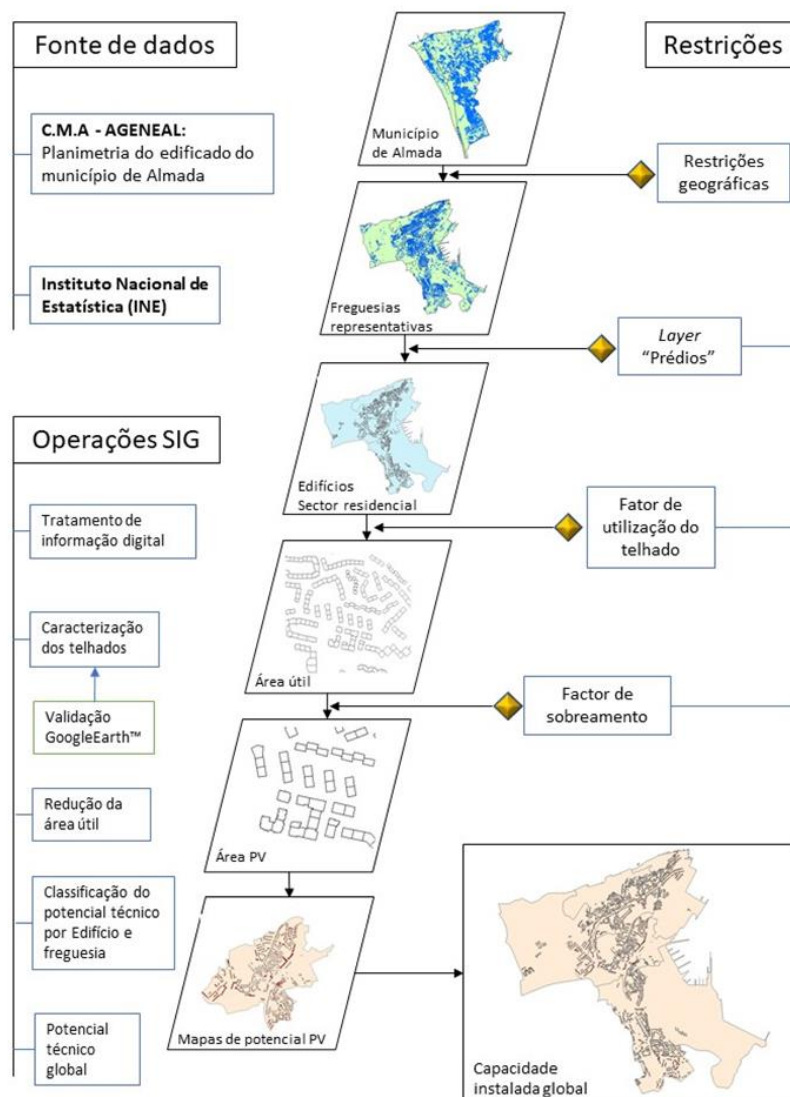


Figura 17 - Diagrama de operações para o apuramento da capacidade instalada potencial de sistemas solar PV nos telhados dos edifícios residenciais do Município de Almada

O procedimento utilizado nesta metodologia envolve um conjunto de operações em SIG sobre áreas de telhado de edifícios. Tendo em consideração que o significado de certos conceitos pode variar consoante a fonte de referência, justifica-se a necessidade de definir alguns conceitos utilizados.

- i. Área do telhado (At): a área da superfície do telhado, que se assumiu ser, sensivelmente, igual à área do edifício. Esta assunção deriva de literatura revista que considera uma relação "área bruta do telhado vs. área do piso térreo" igual a 1,2 (Peng & Lu, 2013b), correspondente a um valor médio usada como regra geral para sistemas PV em telhados (International Energy Agency, 2002).
- ii. Área do edifício (Ae): espaço da área urbana ocupado pelo edifício (incluindo varandas e pátios interiores) e delimitado pelas suas paredes exteriores. Na presente metodologia, esta área corresponde à área geométrica dos elementos identificados nos dados de base providenciados pela CMA;
- iii. Área útil do telhado (Au): área efetiva de telhado disponível para a instalação de sistemas PV igual à área de telhado após serem aplicadas restrições de utilização. Esta restrição depende da fração de cobertura que por sua vez depende da inclinação do telhado.
- iv. Área PV (Apv): área adequada para a instalação do sistema PV diz respeito à área ótima de ocupação do telhado por sistemas solar PV que é determinada aplicando o fator de sombreamento sobre a Área útil.

3.2.2 Restrições geográfica e do parque edificado consideradas na análise

Inicialmente uma análise dos dados da Base Geográfica de Referenciação e Informação (BGRI) do município, provenientes do Instituto Nacional de Estatística (INE), levou a que se considerasse dois tipos de restrições, de forma a tornar a análise mais simples e objetiva: restrição dos edifícios a considerar para análise do PTPV, e restrição geográfica.

Para a análise do PTPV em edifícios do sector residencial, optou-se por seleccionar apenas as freguesias que apresentavam uma representatividade superior a 50% em termos de edifícios residenciais com mais de três andares, face ao número total de edifícios clássicos. A BGRI distingue, quanto ao número de andares dos edifícios: 1) edifícios de um e dois andares, 2) edifícios de três e quatro andares e 3) edifícios de cinco andares ou mais. Assumiu-se que edifícios de um ou dois andares dizem respeito, na sua grande maioria, a vivendas. Assim, foram seleccionadas as freguesias onde existe uma predominância de edifícios com 3 ou mais andares. As freguesias da atual União das freguesias de Almada (Almada, Pragal, Cacilhas e Cova da Piedade) e o Laranjeiro, foram seleccionadas para análise, uma vez que estas correspondem a essa condição: respetivamente 60,6%, 51,2%, 65,2%, 54,3% e 55,6% (Figura 18).

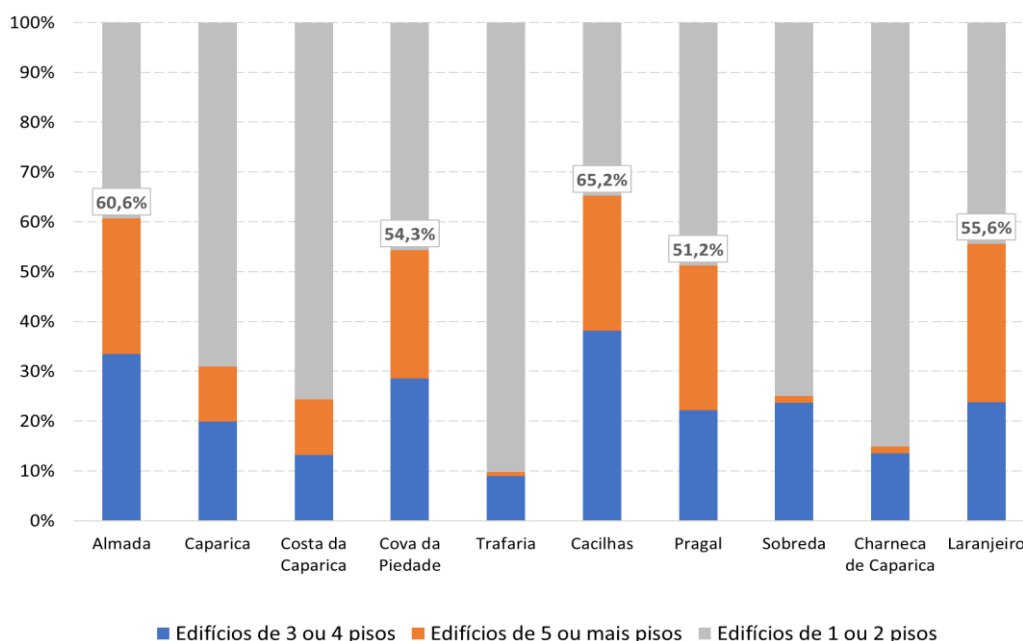


Figura 18 - Caracterização dos edifícios residenciais por número de pisos e por freguesia (BGRI 2011)

Do ficheiro “Edifícios_TOTAL.dwg” extraído da cartografia homologada de Almada que contém o conjunto de elementos do edificado separados por layers: “Arrecadação_Anexo”, “Construções Em Geral”, “Edifício Em Ruínas”, “Edifício em Construção”, “Prédio”, “Telheiro_Alpendre” e “Vivenda Casa”, apenas o layer “Prédio” foi selecionado, por corresponder às restrições definidas anteriormente. Após estabelecer os limites geográficos, esta operação permitiu selecionar o número de elementos com representação geográfica a analisar.

O processo de seleção de dados envolvido neste passo, consiste em subtrair à informação inicial disponível, a informação necessária à determinação do PTPV para a fração do sector residencial que é objeto de estudo, nomeadamente, edifícios residenciais ou maioritariamente residenciais com o piso térreo ocupado por algum tipo de atividade comercial ou de serviço.

3.2.3 Fatores de restrições utilizados

O método utilizado para determinação do potencial técnico para solar PV implica que sobre esta área se apliquem sucessivamente restrições de utilização do telhado e restrições de sombreamento para obter a área útil de telhado e área adequada para PV, respetivamente.

Este procedimento foi realizado recorrendo ao ArcGIS, no entanto primeiro foi necessário definir para cada freguesia os elementos necessários à operação, nomeadamente, com a adição novos campos designados coeficiente de cobertura do solo (GCR, do inglês – *Ground Coverage Ratio*) e fator de sombreamento (Fs).

Essencialmente, ambos fatores contribuem para a redução da área global de telhado considerando o sombreamento de que os painéis estão sujeitos. Enquanto o GCR computa o

sombreamento proveniente de painéis adjacentes, o F_s tem em conta o sombreamento proveniente de outros edifícios.

Nesta metodologia a consideração destes coeficientes foram de elevada importância, tendo em conta o âmbito do estudo e as características do tipo de edifícios que são objeto de estudo. Uma sombra projetada sobre uma célula de um módulo PV pode diminuir a produção de energia desse módulo até 75% (Karatepe et al., 2007; Schallenberg-Rodríguez, 2013). A forma de reduzir esses efeitos é assegurar que o sistema se localize em uma área onde o sombreamento é nulo ou mínimo.

O coeficiente de cobertura do solo, GCR diz respeito ao fator de utilização da área disponível e varia consoante o grau de inclinação do telhado. É um conceito adotado por Byrne et al. (2015) que define a área para dimensionamento de painéis tendo em consideração os efeitos de sombreamento entre painéis. Byrne et al. (2015) refere que além do GCR, sistemas solar PV requerem uma área de serviço (SA) para manutenção e acesso (Tabela 5).

Tabela 5 – Ground Coverage Ratio (GCR), Área de serviço (SA) e Área útil proporcional à inclinação de telhado (Adaptado de Byrne et al. (2015))

Inclinação (°)	GCR (%)	SA (%)	Área útil (%)
0	100	20	80
5	80	17	63
10	66	13	53
15	57	10	47
20	51	7	44
25	46	3	43
30	42	0	42

Para ângulos de inclinação do telhado mais baixos o espaço destinado a manutenção bem como o GCR aumenta, e para ângulos mais elevados os constrangimentos de espaço disponível devido à própria inclinação do telhado dispensam uma maior área de serviço SA e GCR já que pela própria disposição dos painéis PV não há projeção de sombra entre eles (Figura 19).

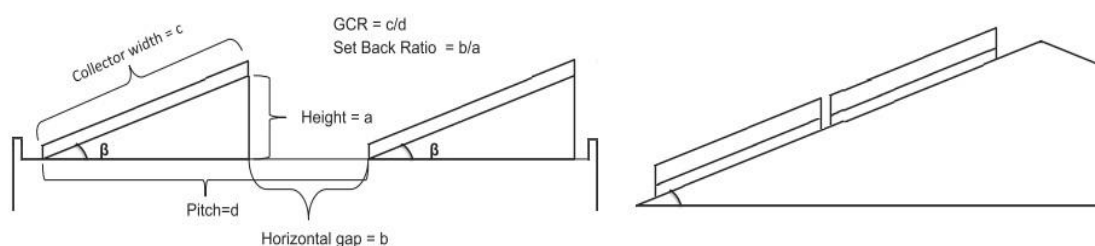


Figura 19 – Disposição de módulos para cálculo do GCR em telhados inclinados e planos (Adaptado de Byrne, et al. (2015))

A equação 1 traduz a relação entre as variáveis que condicionam o número de painéis que cada telhado pode alojar:

$$GCR = \frac{c}{d} = (\cos(\beta) + SBR \times \sin(\beta))^{-1} \quad [1]$$

SBR (do inglês - *Set Back Ratio*) é igual ao quociente entre a distância entre painéis ou linha de módulos dispostos num telhado (b) e a sua altura (a) (representado na figura 22), “c” e “d” representam, respetivamente, a largura e a área ocupada por painel, e “β” traduz o ângulo de inclinação do painel. A distância entre painéis e o seu ângulo de inclinação determinam a área útil para instalação de painéis nos telhados. Para o cálculo de restrições de utilização, generalizou-se nesta metodologia, um ângulo para telhados inclinados igual a 30°. Nestas condições a área útil final corresponderá a 80% e 42% da área total de telhados planos e inclinados, respetivamente. Para o fator de sombreamento (Fs), foram consideradas diferentes metodologias que tinham por base: amostras e levantamento de campo (Khan & Arsalan, 2016), estimativas utilizando software como AutoCAD para projeções de sombreamento sobre o telhado (Ordóñez et al., 2010), e de valores médios utilizados por vários autores (Singh & Banerjee, 2015) (Tabela 6).

Tabela 6 - Valores para Fs considerados por diferentes autores e localização dos respetivos caso de estudo

Referência	Local	Fs
Ordóñez et al. (2010)	Andalusia, Espanha	≈ 0.175
Singh et al. (2015)	Mumbai, India	0.28
Khan et al., (2016)	Karachi, Paquistão	0.35
Izquierdo et al. (2008)	Espanha	0,43

Da análise de literatura efetuada foi adotado o método definido por Izquierdo et al. (2008), que utiliza fatores de redução para áreas de telhado, entre os quais o Fs, com base em amostragens estatísticas estratificadas de edifícios, por unidade geográfica. O autor faz uma caracterização prévia do edificado com base nas características das unidades geográficas onde este se insere, classificando-os segundo tipologias de edifícios representativos (RBT – do inglês: *representative building typology*). Esta categorização dos edifícios em RBT, ilustrada na Tabela 8Tabela 8, é feita com base em dois parâmetros: densidade populacional (Dp) e densidade dos edifícios (Db) (Tabela 7). Ao contrário de Izquierdo et al. (2008) que considerou o município como unidade geográfica, para o contexto de Almada utilizou-se a freguesia que é a unidade espacial mais pequena, com dados estatísticos disponíveis.

Tabela 7 - Parâmetros para a categorização do edificado segundo Izquierdo et al., 2008

Categoria	Densidade	Densidade de edifícios
	Populacional	
	Dp (n.º hab./km²)	Db (n.º edifícios/km²)
<i>Low</i>	0-2400	0-1000
<i>Medium</i>	2400-4300	1000-1700
<i>High</i>	4300-7800	1700-2700
<i>Very High</i>	>7800	>2700

Tabela 8 - Categorização do edificado por Izquierdo et al., 2008

Densidade de edifícios, Db	Densidade populacional, Dp			
	Medium	High	Very High	Low
Low	L-L	L-M	L-H	L-VH
Medium	M-L	M-M	M-H	M-VH
High	H-L	H-M	H-H	H-VH
Very High	VH-L	VH-M	VH-H	VH-VH

A utilização desta metodologia para determinar o Fs apropriado justifica-se não só por se tratar do valor mais conservativo de entre os considerados por outros autores, mas também por utilizar uma metodologia flexível baseada em dados estatísticos acessíveis, de municípios, e que pode ser reproduzida para outros contextos geográficos. As BRT para Espanha são geralmente caracterizadas pela sua compacidade, em comparação com o centro e norte da Europa e valor do Fs associado a cada tipologia é uma aproximação avaliada por inspeção humana de imagens digitais por satélite para cada tipologia de edifício e ambiente. Apesar de não se ter em conta variações culturais entre Almada e Espanha, em termos do edificado é o mais aproximado geograficamente, quando comparado com o contexto geográfico em Singh et al. (2015) ou Khan et al. (2016). A Tabela 9 apresenta o valor do Fs para cada freguesia calculado através deste método e utilizado posteriormente para o cálculo do potencial global e por freguesia.

Tabela 9 - Fator de sombreamento definido para cada freguesia da área de estudo

Freguesias	Densidade populacional, Dp	Densidade de edifícios, Db	Categoria	Fator de sombreamento
	Hab./km2	Edif./km2		
Almada	12096,9	1220	M-VH	0,38
Pragal	3151,3	205	L-M	0,34
Cacilhas	5523,2	419	L-H	0,48
Cova da Piedade	13984,0	1339	M-VH	0,38
Laranjeiro	5415,2	382	L-H	0,48
			Média	0,41

3.2.4 Estimativa da área adequada para sistemas fotovoltaicos na área de estudo

Reunidos os elementos necessários para o cálculo do potencial de solar PV, foram definidas as condições para o cálculo, com recurso á ferramentas operatórias do ArcGIS. A adição de campos na tabela de atributos, correspondentes às restrições consideradas, permite calcular automaticamente a área adequada para painéis PV para todos os edifícios da área de estudo (Figura 20).

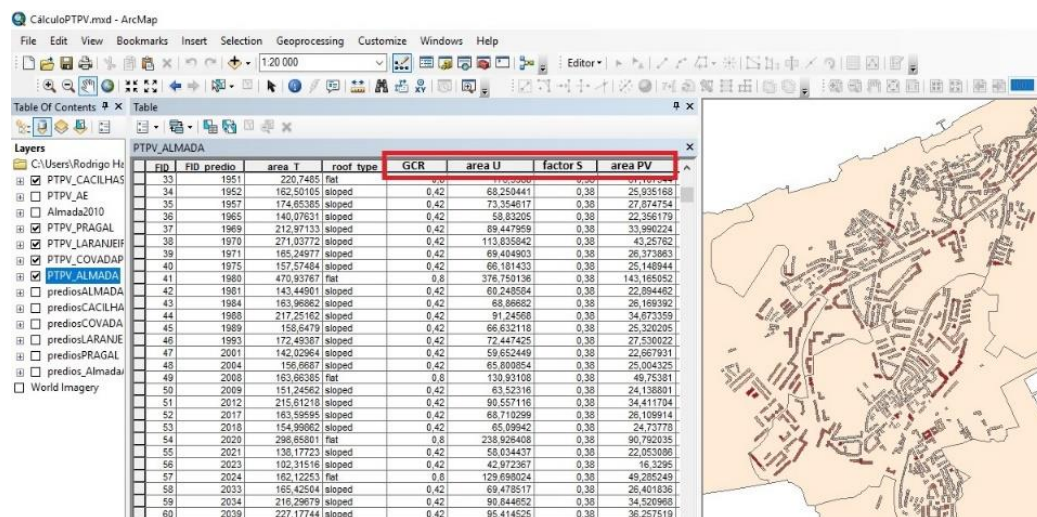


Figura 20 - Ilustração de operação em SIG para determinação da área útil e área adequada para PV com recurso ao fator de utilização e de sombreamento

Através do ArcGIS é possível obter para cada edifício o seu valor do GCR correspondente, assumindo 0,8 ou 0,42 em função da caracterização do telhado como *flat* ou *sloped*. Para o fator de sombreamento é possível realizar a mesma operação, preenchendo automaticamente a coluna do Fs, com os valores do factor de sombreamento para cada edifício, segundo a freguesia a que cada um pertence. Assim, a área PV (Apv , m²) é calculada pelo produto da Área útil com o Fs, sendo que a área útil é o produto da área do telhado (At , m²) com o GCR. A equação 2 ilustra a operação de forma generalizada, onde f representa cada uma das 5 freguesias consideradas na análise:

$$Apv = \sum_{f=1}^5 ((At_f \times GCR_{flat} + At_f \times GCR_{sloped}) \times Fs_f) \quad [2]$$

3.2.5 Capacidade instalada e produção anual de eletricidade

A última etapa da metodologia permite concluir a análise ao responder as perguntas estabelecidas no objetivo inicial do trabalho, nomeadamente:

- I. Qual é a capacidade instalada nos telhados dos edifícios do sector residencial?
- II. Qual é a produção anual de eletricidade para o município proveniente de sistemas PV?

O resultado esperado nesta fase é o mapeamento do potencial técnico para o aproveitamento do solar PV em mapas, discriminando para cada edifício, freguesia e para a área de estudo global, em termos da capacidade total instalada e da respetiva produção de eletricidade anual.

. Uma análise comparativa sobre a produção potencial de diferentes tecnologias PV permitiria avaliar o potencial técnico-económico em diferentes cenários no entanto este tipo de

considerações afasta-se do âmbito da análise e ao contrário do estudo idêntico realizado para a cidade de Évora, a adaptação da metodologia para Almada considera apenas um dos tipos de sistema PV descritos por Moreira (2016).

Para estimar a capacidade instalada para as freguesias de Almada, a metodologia implicou reproduzir a operação realizada no supracitado estudo para Évora, ao multiplicar a área adequada determinada no subcapítulo anterior pela potência de um sistema PV específico. Neste caso, utilizou-se painéis de silício monocristalino (Tabela 10) que segundo Hwang *et al.* (2012), apresentam maior eficiência e maior representatividade mundial em termos de capacidade instalada.

Tabela 10 - Características do sistema PV considerado

Tipo de célula PV	Eficiência (%)	Modelo	Área do painel (m ²) comprimento (m) × largura (m)	Potência nominal STC (W)	Potência pico (W/m ²)	Vida útil 80% P _{máx} (anos)
Silício monocristalino	14-16%	Sun Power SPR-220	1.244 1.559×0.798	220	176.8	25

O produto da potência pico do tipo do painel PV considerado na tabela 11 com a *Apv* determinada para cada edifício da área de estudo resulta finalmente no mapa da capacidade instalada para a região. A equação 3 traduz a operação realizada automaticamente pelo ArcGIS.

$$Capacidade\ Instalada = Apv\ (m^2) \times 176.8\ (W/m^2) \quad [3]$$

A estimação da produção anual de eletricidade envolveu a utilização combinada do PVGIS (*Photovoltaic Geographical Information System*) para simulações de produção potencial e Ms Excel para processamento e computação dos resultados. O PVGIS é uma aplicação web desenvolvida pelo *Joint Research Center* da Comissão Europeia, que permite ao utilizador fazer avaliações geográficas da disponibilidade de energia solar bem como o desempenho de diferentes tecnologias fotovoltaicas.

A partir das ferramentas interativas que o PVGIS dispõe, é possível estimar a produção média mensal e anual de eletricidade de um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica, inserindo o valor de capacidade instalada e exportando os dados para serem processados em folhas de cálculo. O cálculo, feito automaticamente pelo PVGIS, leva em consideração os elementos meteorológicos da região como a radiação solar, a temperatura, a velocidade do vento bem como o tipo de módulo fotovoltaico (PVGIS 2017). A ferramenta calcula a partir das coordenadas geográficas, o azimute e ângulo de inclinação ideais para sistemas PV, no entanto assume nas simulações, determinadas características padrão do sistema, resumidas na Figura 21.

Provided inputs:		Simulation outputs:	
Location [Lat/Lon]:	38.680, -9.156	Slope angle [°]:	30
Horizon:	Calculated	Azimuth angle [°]:	0
Database used:	PVGIS-CMSAF	Yearly PV energy production [kWh]:	47100000
PV technology:	Crystalline silicon	Yearly in-plane irradiation [kWh/m ²]:	2130
PV installed [kWp]:	27997.61967	Year to year variability [kWh] :	2040000.00
System loss [%]:	14	Changes in output due to:	
		Angle of incidence [%]:	2.6
		Spectral effects [%]:	0.6
		Temperature and low irradiance [%]:	6.3
		Total loss [%]:	21.1

Figura 21 - Características do sistema PV pré-determinadas pelo PVGIS

3.3 Análise do contributo da produção de eletricidade por solar PV e impacto na redução de emissões de CO₂ no sector residencial do município de Almada

A fim de analisar a possível contribuição da produção de eletricidade por tecnologia solar PV nos telhados de edifícios residenciais de Almada, sobre os consumos de eletricidade e emissões de GEE do sector residencial desse município, recorreu-se às matrizes energéticas de base e prospetivas para o ano de 2020, bem como as emissões de GEE dos edifícios residenciais estimadas para esse ano, disponíveis no Plano de Ação para a Mitigação. Assim, é possível avaliar em que medida o PTPV acresce às medidas estabelecidas nesse documento para a mitigação das emissões de GEE para os edifícios residenciais.

No cenário BAU previsto, a atividade decorrente dos edifícios residenciais apresenta um aumento de emissões de GEE em 7% face ao IEB, que em termos absolutos totaliza 121,5 kt CO₂ eq. para 2020, no entanto, a estrutura de emissões de GEE nos edifícios residenciais mantém-se semelhante à de 2006, com a eletricidade a apresentar o maior peso nas emissões totais da categoria (AGENEAL, 2010) (Figura 22).

Neste sector as medidas estratégicas do PAM focam-se sobretudo sobre a eficiência energética, como o incentivo a substituição de eletrodomésticos e equipamentos de iluminação por outros de classe energética superior, incentivo às grandes intervenções de reabilitação dos imóveis que visam, igualmente, as classes de eficiência energéticas mais elevadas e incentivos à construção de edifícios com necessidades nulas de energia.

Relativamente à utilização de fontes de energia renovável, o PAM prevê, por exemplo, instrumentos que incentivavam intervenções no parque residencial, através da instalação de painéis solares térmicos e fotovoltaicos nos edifícios residências. A aplicação destas medidas resultaria num impacto positivo quer no consumo de energia elétrica quer na redução de emissões de GEE, em aproximadamente 71 GWh/ano e 24 354 toneladas CO₂ eq/ano, respetivamente.

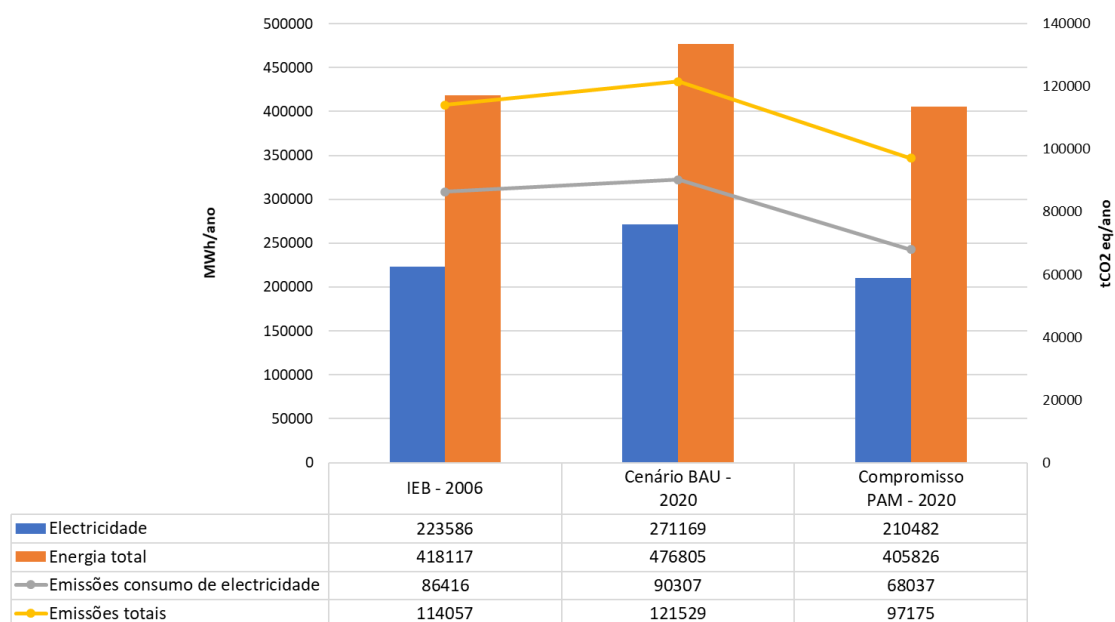


Figura 22 – Eletricidade (MWh/ano) e quantidade de emissões (t CO₂ eq/ano) estimadas nas matrizes de referência e prospectivas do PAM, relativas ao sector dos edifícios residenciais

De facto, face ao IEB de 2006, estas medidas traduzem uma redução em 21% das emissões provenientes do uso de eletricidade nos edifícios residenciais e 15% das emissões de GEE globais neste sector. O PAM destaca o Programa Habitação Solar Almada como uma das medidas de incentivo específicas à produção de eletricidade por sistemas solares PV nos edifícios residências. Gerido pela CMA, este programa permite aos municípios beneficiar de eletricidade produzida por unidades de microprodução PV instaladas por empresas da área das energias renováveis, com as quais a CMA estabeleceu previamente parceria.

O PAM prevê que o impacte desta medida nos consumos de eletricidade e redução de emissões de GEE no sector residencial assome a 7095 MWh/ano e 2265 t CO₂ eq /ano, respetivamente. Assim, uma avaliação de como a quantidade de eletricidade produzida por sistemas solares PV, contemplados na análise do PTPV, pode acrescer às medidas preconizadas pelos PAM, é necessária, seja para avaliar o seu impacto conjunto no sector residencial, seja para avaliar estas medidas face ao real potencial do município para integrar fontes de energia renovável.

3.3.1 Fator de emissão de gases com efeito de estufa

O cálculo da quantidade de emissões de CO₂ evitado pelo consumo de energia elétrica proveniente de fontes renováveis, depende do fator de emissão de GEE da eletricidade produzida do mix nacional. O factor de emissão para o ano de 2015 (ano com informação recente disponível) foi determinado com recurso ao consumo de eletricidade nacional presente no Balanço Energético Nacional (BE), e as emissões associadas, com base nas estimativas realizadas no âmbito do Inventário Nacional de Emissões Atmosféricas (INERPA).

O BE consiste num mapa de dupla entrada (disponibilizado pela Direção Geral de Energia e Geologia) no qual figuram, em colunas as formas de energia utilizadas e os diversos

movimentos ou operações de transformação associados a cada forma energética. O INERPA reporta os gases com efeito de estufa (GEE's) e outros poluentes atmosféricos, cuja elaboração e submissão é da responsabilidade da Agência Portuguesa do Ambiente, (APA) ao abrigo dos compromissos comunitários e internacionais assumidos relativamente à Convenção Quadro das Nações Unidas sobre as Alterações Climáticas (UNFCCC).

Segundo o INERPA, em 2015, o total de emissões de GEE em Portugal foi de aproximadamente 68,9 Mt CO₂. A participação do setor da energia no balanço global de emissões de GEE foi de aproximadamente 70%, sendo que as indústrias de energia e transporte foram as duas fontes que mais contribuíram, representando respetivamente, 27% e 24% do total emissões (Figura 23). Dentro das indústrias de energia, a produção pública de eletricidade e aquecimento representam 23% das emissões totais (INERPA, 2017).

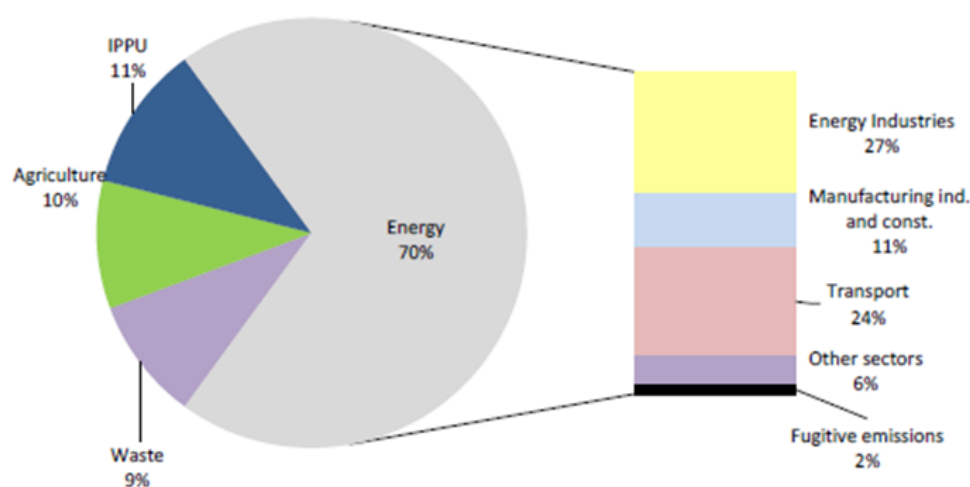


Figura 23 - Emissões de CO₂ nacionais, por sector, em 2015 (Fonte: INERPA 2015)

O fator de emissão é determinado com base nos valores de consumo final total de eletricidade do BE e nos valores de emissões de CO_{2eq}, provenientes da produção pública de eletricidade e aquecimento. Este aquecimento é desprezável para o caso de Portugal porque não há produção pública de aquecimento. Para efeito de simplificação, considerou-se no cálculo apenas a quantidade de CO₂, não se incluindo as quantidades de metano (CH₄) e óxido nitroso (N₂O). Assim, pelo quociente entre o consumo final de eletricidade em 2015 (45822 GWh) e as emissões de CO₂ proveniente da produção de eletricidade e aquecimento reportado para o ano 2015 (15 868,6 kt de CO₂), obtêm-se o fator de emissão de GEE em 0,346 toneladas de CO_{2eq}/MWh. naquele ano

Salienta-se que este valor para o fator de emissão diz respeito ao ano 2015, quando a contribuição das fontes de origem fóssil para a produção de eletricidade foi de 47,3%. De facto, se tivermos em conta a tendência positiva da contribuição das energias renováveis no consumo final de energia, o cálculo exige a utilização de um o fator de emissão de gases com efeito de estufa proporcional à contribuição das FER na produção elétrica nacional em 2020. Segundo a Resolução do Conselho de Ministros nº 20/2013 no âmbito do Plano Nacional de Ação para as Energias Renováveis 2020 (PNAER 2020) a meta de FER no consumo final bruto de energia em

2020 será cumprida através da incorporação de 59,6% de energia renovável na produção de eletricidade. Assim, prevendo um peso maior das renováveis no mix de produção de eletricidade face a 2015, o fator de emissão utilizado e que correspondentes à contribuição de 59,6% da componente renovável em 2020 é de 0,296 toneladas CO_{2 eq}/MWh.

Para o cálculo das emissões de CO_{2 eq} evitadas por utilização de eletricidade produzida por solar PV, considera-se o produto deste fator de emissão em 2020 (0,296 toneladas CO_{2 eq}/MWh) com a produção de eletricidade esperada para 2020, segundo a análise do PTPV feita para o município de Almada.

3.3.2 Taxa de degradação dos sistemas PV e produção de energia

Para estimar adequadamente a contribuição da eletricidade produzida por sistemas PV (em telhados de edifícios residenciais) no consumo de eletricidade e na diminuição das emissões de CO₂ do município de Almada, é necessário ter em conta a fiabilidade dos painéis solares PV e a diminuição da sua *performance* ao longo do período de vida útil. Assim assegura-se que essa redução das emissões de CO_{2 eq} estimada corresponde à eletricidade efetivamente produzida por esta fonte em 2020.

Considerou-se para os painéis PV de silício monocristalino utilizados na análise do PTPV, um tempo de vida útil igual a 25 anos, que é o período para o qual o fabricante garante uma eficiência de produção de eletricidade acima de 80%, ou seja, uma taxa de degradação de 0.8% ao ano (Hwang et al., 2012). De facto, tanto a produção anual de eletricidade como a emissão de CO₂ evitada, ao utilizar fontes de energia solar PV, não é igual o longo do seu tempo de vida útil, pois varia consoante a produção esperada desse sistema a cada ano que, por sua vez, varia consoante a eficiência de produção.

Salienta-se que uma parte significativa da redução do desempenho de células PV e consequentemente, da eficiência de produção de eletricidade também varia em função da temperatura ambiente e a variações de luz solar. Normalmente, fabricantes garantem a eficiência máxima de painéis PV dentro de condições de operação padrão (STC – do inglês – *Standard Test Conditions*). As STC são as principais condições de teste de desempenho de painéis solares PV, considerando, normalmente, uma temperatura da célula de 25°C, 1 kW/m² de irradiação solar e massa de ar igual a 1.5 (AM 1.5) (Ibrahim, 2011). Para condições distintas, por exemplo uma temperatura ambiente elevada nos meses de verão, a temperatura dos painéis aumenta e consequentemente a eficiência de células PV diminui. Por outro lado, nos meses de Inverno, à medida que a temperatura ambiente diminui, aumenta a eficiência das células PV (Figura 24)

No entanto, para os cálculos efetuados para estimar a contribuição da produção de energia por painéis PV segundo a análise do PTPV bem como as emissões de CO_{2 eq} evitadas em 2020, não foi tido em consideração o efeito da temperatura ambiente na eficiência dos painéis solares uma vez que o PVGIS, ferramenta considerada para estimar a produção nessa análise, já considera perdas de eficiência por efeito da temperatura nas suas simulações.

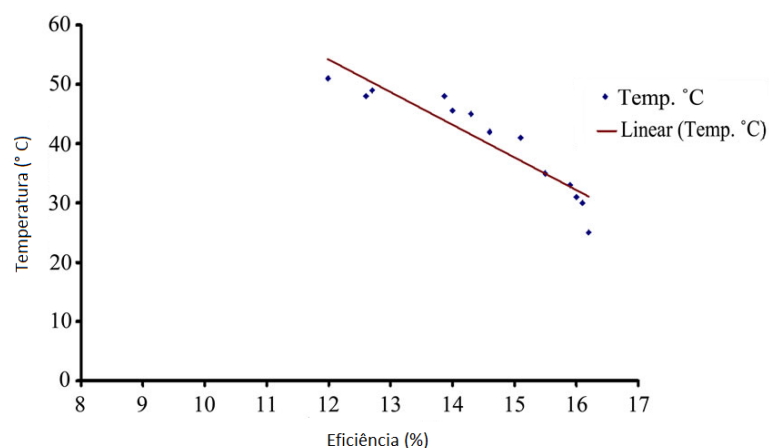


Figura 24 - O efeito da temperatura numa célula solar PV (Adaptado de Ibrahim (2011))

3.4 Análise da complementaridade para geração e consumo de eletricidade

Esta secção descreve a metodologia utilizada para analisar a complementaridade entre diferentes tipos de perfis de consumo de eletricidade de habitações e serviços e a sua correspondência com a energia gerada por sistemas PV nos telhados de edifícios maioritariamente residenciais. Através da conjugação de consumos de eletricidade que podem variar de forma distinta ao longo do dia fim é possível averiguar a viabilidade para a implementação de tais sistemas em edifícios de uso misto, aumentando assim a sua rentabilidade.

O trabalho desenvolvido representa uma novidade uma vez que a abordagem envolveu a utilização de edifícios sintéticos (ES) como forma de avaliar diferentes combinações de consumos de eletricidade típicos de habitações e serviços, e como estes consumos podem corresponder à quantidade de eletricidade que é produzida por sistemas PV de autoconsumo.

Edifícios sintéticos são construções teóricas criadas através de um composto de várias características encontradas dentro de uma categoria de edifícios com atributos semelhantes (Sousa et al., 2017). Esta metodologia tem sido utilizada para desenvolver arquétipos representativos de classes de edificado de áreas urbanas, em modelações para a utilização de recursos (energéticos) e redução de emissões no sector residencial (Famuyibo et al., 2012).

A metodologia utilizada nesta análise é uma adaptação da abordagem mista descrita por Brandão de Vasconcelos et al. (2015), que consiste na criação de edifícios virtuais baseados em dados estatísticos e outras fontes de informação disponível. Os parâmetros mais relevantes são função das características mais frequentes do edificado da região em estudo. Adicionalmente, no contexto desta análise exige-se que a representação dos dados seja tal que seja possível comparar a produção e consumo, com o mesmo intervalo temporal. Para ultrapassar esta limitação, recorreu-se a dados de consumo horários provenientes de um sistema de medição inteligente realizado no município de Évora, no âmbito do projeto InSmart (www.insmartenergy.com) e que serviu de base para análises exploratórias sobre características do consumo elétrico do sector residencial (Gouveia & Seixas, 2016) e setores económicos

(Miguel, 2017). Paralelamente, os dados de produção de eletricidade por solar PV foram obtidos através de simulações feitas com recurso ao PVGIS, tendo por base a análise do potencial técnico por freguesia, descrita no capítulo anterior.

A informação reunida nestes estudos permitiu complementar o trabalho desenvolvido e sistematizar um método a partir do qual é possível analisar a hipótese de existir viabilidade em satisfazer parte das necessidades energéticas de habitações e serviços de um edifício, a partir da energia produzida por sistemas PV, a funcionarem em regime de complementaridade.

3.4.1 Caracterização de edifícios sintéticos

A metodologia desenvolvida baseou-se em edifícios sintéticos para reproduzir edifícios residenciais de uso misto (com serviços/comércio no piso térreo) típicos das freguesias selecionadas. Como tal, cada edifício sintético foi abordado como um sistema composto por dados sobre o consumo de eletricidade típico dos sectores residencial e dos serviços.

Esta abordagem exigiu que a caracterização destes edifícios fosse compatível com as características de cada freguesia, nomeadamente em termos de tipo de telhado, área adequada para sistemas PV e número de andares. Como ponto inicial, considerou-se utilizar a mesma área para PV, para todos os edifícios da área de estudo, procurando a Apv mais frequente e extraíndo a partir da capacidade instalada correspondente, uma série de dados de produção horária que se pudesse utilizar para os avaliar quanto a complementaridade entre os seus perfis.

Uma análise de dados com o Ms Excel permitiu determinar uma área igual a 32m² como valor mais frequente. No entanto, verificou-se que essa área PV dizia respeito, essencialmente, a edifícios das freguesias de Almada, Cacilhas e Cova da Piedade, não havendo qualquer representatividade em edifícios do Pragal e Laranjeiro. Além disso, ao contrário das três primeiras, o Pragal e o Laranjeiro apresentam uma maior proporção de edifícios de 5 ou mais andares, relativamente a edifícios de 3 ou 4 andares, como se verifica na Figura 25.

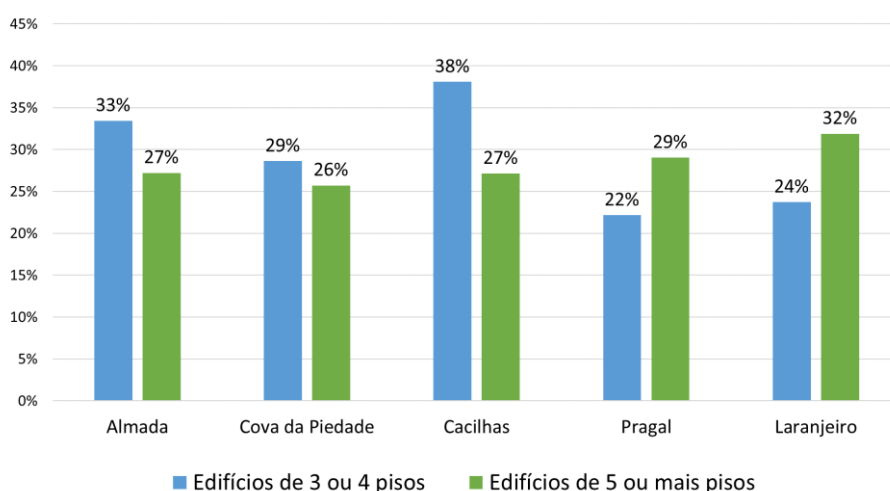


Figura 25 - Proporção de edifícios quanto ao número de pisos, por freguesia (INE-Instituto nacional de Estatística)

Esta heterogeneidade sugeriu à partida que uma caracterização dos edifícios sintéticos tivesse em consideração não só esta proporção, mas também o facto de edifícios com número de pisos diferentes não possuírem, como regra geral, a mesma área de telhado. Na prática verifica-se que edifícios com maior número de pisos possuem, proporcionalmente, maior área de telhado, podendo acomodar sistemas PV de maiores dimensões.

Optou-se então por separar os ES em dois grupos: um para os edifícios de 3 e 4 pisos que representasse as freguesias de Almada, Cacilhas e Cova da Piedade, e um para os edifícios de 5 e 6 pisos para representar o Pragal e Laranjeiro. Assim, assumiu-se que quatro cenários de edifícios sintéticos seria um número adequado para captar as diferentes características do edificado das freguesias seleccionadas. Esta abordagem permite, em detrimento de uma análise mais transversal, conferir maior realismo ao estudo da complementaridade pela possibilidade de se poder determinar a satisfação das necessidades de consumo piso a piso. Apresenta-se a seguir a caracterização para cada edifício sintético elaborado.

Edifício sintético 1



- Freguesia: Almada, Cacilhas e Cova da Piedade
- N.º de pisos: 3
- N.º de habitações: 4
- Tipo de telhado: inclinado
- Área PV: 32m²
- Capacidade instalada do sistema PV: 5,7 kWp

Edifício sintético 2



- Freguesia: Almada, Cacilhas e Cova da Piedade
- N.º de pisos: 4
- N.º de habitações: 6
- Tipo de telhado: inclinado
- Área PV: 32m²
- Capacidade instalada do sistema PV: 5,7 kWp

Edifício sintético 3



- Freguesia: Pragal e Laranjeiro
- N.º de pisos: 5
- N.º de habitações: 8
- Tipo de telhado: plano
- Área PV: 63m²
- Capacidade instalada do sistema PV: 11,2 kWp



Edifício sintético 4

- Freguesia: Pragal e Laranjeiro
- N.º de pisos: 6
- N.º de habitações: 10
- Tipo de telhado: plano
- Área PV: 63m²
- Capacidade instalada do sistema PV: 11,2 kWp

Como referido, a área PV para edifícios do tipo A e B foi estabelecida em 32m², segundo uma análise de frequências. A mesma análise feita sobre edifícios de 5 ou mais pisos do Pragal e Laranjeiro permitiu determinar um valor de área PV de 63m² para os edifícios C e D. A partir dessas áreas foi possível obter as capacidades instaladas correspondentes utilizadas posteriormente para gerar os valores de produção de eletricidade horária. De forma a simplificar a descrição da metodologia delineada neste capítulo, o diagrama da Figura 26 ilustra os passos tomados para chegar aos resultados.

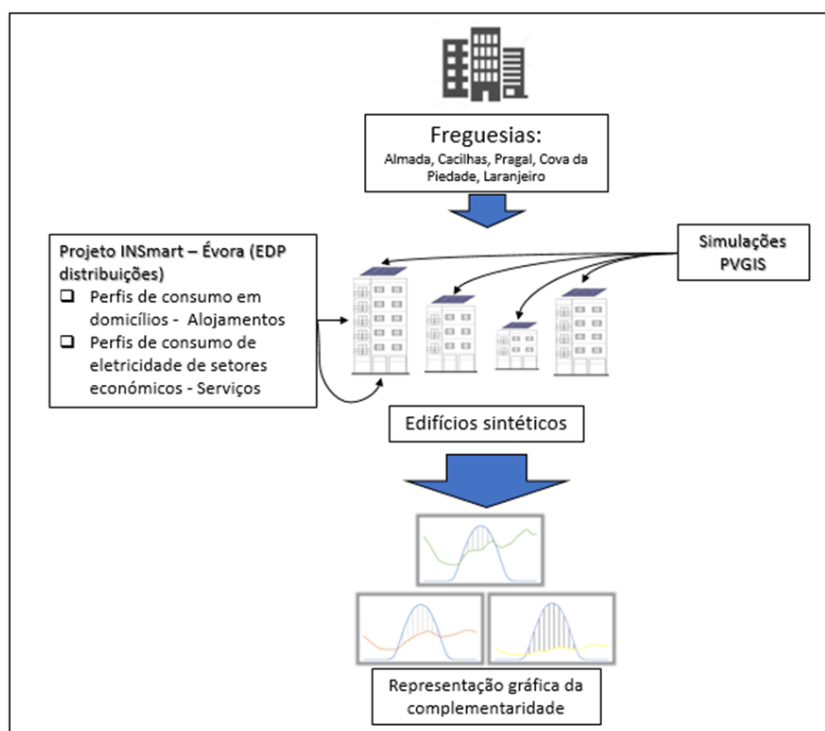


Figura 26 - Esquema representativo da metodologia para elaboração de edifícios sintéticos

3.4.2 Consumos elétricos: Habitações

A metodologia delineada para esta análise envolveu trabalhar com dados de elevada dimensão. Como tal, a análise da complementaridade entre produção e consumo exigiu uma abordagem *bottom up*, utilizando os dados disponíveis como base para construir uma representação visual dos resultados. A agregação dos dados de produção por sistemas PV e os

dados de consumo de habitações e serviços, em gráficos, foi a forma utilizada para representar os resultados.

Adicionalmente, recorreu-se a uma análise de correlação para avaliar a complementaridade entre os perfis de consumo. Considerou-se como critérios para a complementaridade entre os perfis, o coeficiente de correlação que toma valores entre -1 e 1. Uma correlação inversa entre perfis indica, essencialmente, uma relação complementar, i.e., um coeficiente de correlação negativo traduz uma variação horária simétrica entre os valores de consumo de eletricidade. Assim, quanto mais próximo do valor -1 for o coeficiente de correlação associado a dois perfis de consumo, tanto maior será a complementaridade entre eles.

A informação utilizada para o consumo do sector residencial tem origem, como referido anteriormente, num estudo sobre perfis de consumo de eletricidade em moradias, para o município de Évora. Esse estudo, (Gouveia et al.,(2016)), apresenta uma análise aprofundada através da segmentação dos consumidores com base no tipo de consumo de eletricidade, com o objetivo de identificar perfis de consumo de eletricidade distintos e caracterizar seus fatores determinantes. O autor faz uma caracterização dos dados provenientes de uma campanha de medição inteligente, com recurso a 31000 *smartmeters* (contadores inteligentes), com suporte de um questionário porta-a-porta. Através desta informação define dez famílias (ou *clusters*) de consumo de energia cujos perfis anuais estão representados na Figura 27.

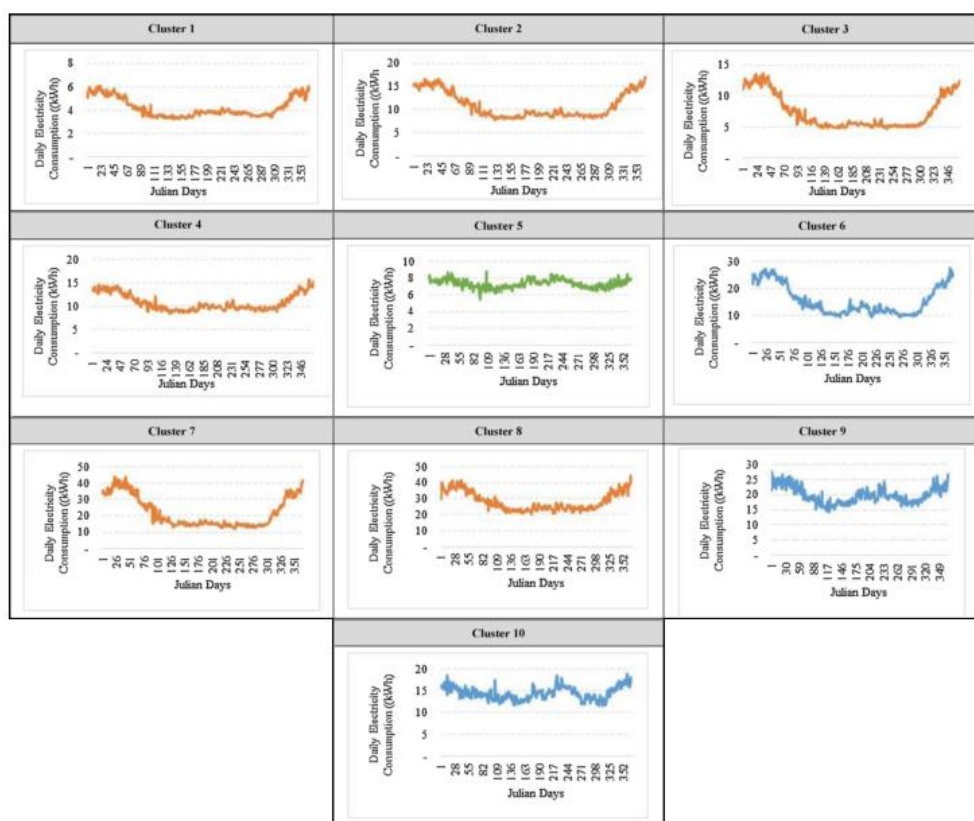


Figura 27 - Perfis anuais de consumos das diferentes famílias (*clusters*) de consumo utilizados na elaboração sector residencial dos edifícios sintéticos

A diferença entre os consumos elétricos dessas famílias é uma expressão das suas características sociais e das características construtivas das habitações (ex.: tipo e período de

construção, área média do alojamento e localização (rural ou urbana)). Gouveia et al. (2016) conclui que as 10 famílias retratadas pelos seus perfis anuais apresentam quatro tipos distintos de padrões de consumo, designadamente, em forma de U (plano e agudo), forma de W e forma aplanada (*flat*).

Uma vez que não existia informação semelhante para o município de Almada, foram utilizados resultados do estudo supracitado, para atribuir perfis de consumo típicos, às habitações nos edifícios sintéticos definidos inicialmente. A escolha das tipologias de consumos ficou limitada à disponibilidade de dados, sendo que das 10 descritas por Gouveia et al. (2016) apenas foram consideradas os dados correspondentes aos padrões anuais de consumo do tipo plano, tipo U e tipo W, respetivamente, às famílias 5, 7 e 9.

A escolha e atribuição destas famílias de consumo às habitações teve em consideração a quantidade relativa dos consumos energéticos (Figura 28), uma vez que a complementaridade abordada neste estudo é avaliada com a produção horária de sistemas PV. Adicionalmente, foi possível assegurar, desta forma, a diversidade de perfis de consumo para análise em diferentes condições de complementaridade.

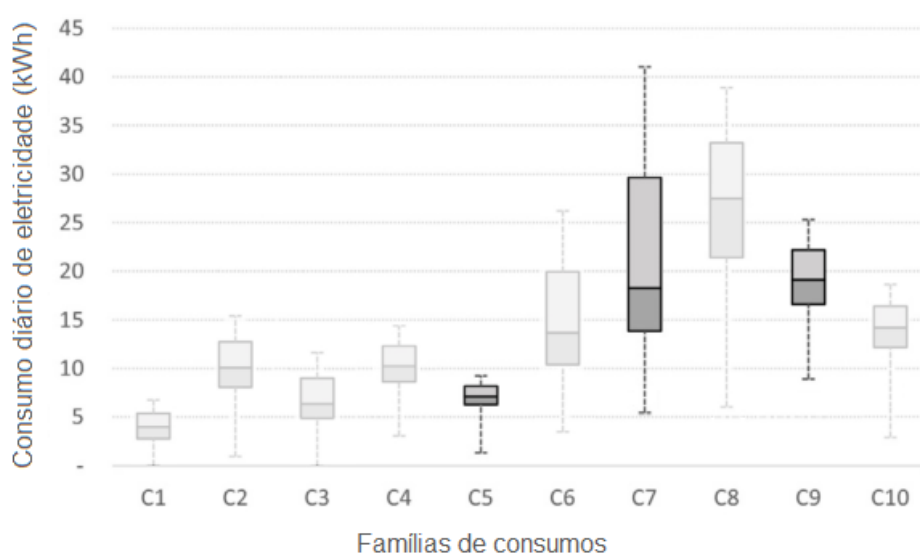


Figura 28 - Diagrama de extremos e quartis com a distribuição das três famílias de consumos utilizadas, de entre todas as descritas por Gouveia et al. (2016)

Segundo a caracterização de Gouveia et al. (2016), a família 5 (doravante designada por C5) apresenta os níveis mais baixos de consumo entre todas as famílias consideradas no estudo. Corresponde tipicamente a domicílios localizados em zonas rurais com um conforto doméstico padrão e que depende, substancialmente, em aparelhos não elétricos, por exemplo, para cozinhar e para climatização. É também do tipo de agregado familiar que tem uma proporção mais elevada de indivíduos ativos (51% - nível de empregabilidade) mas com uma renda média mensal do agregado familiar menor, face ao C7 e C9.

A família 7 (C7) é a que apresenta maior contraste relativamente ao C5. Com maior representação de habitações urbanas e com um elevado consumo médio diário, o agregado familiar representado por C7 caracteriza-se por possuir uma proporção maior de indivíduos em

idade activa (80% com indivíduos de idade inferior a 65 anos). No entanto o fator determinante do elevado consumo médio diário, é a alta penetração de equipamentos elétricos.

Finalmente, os consumos da família 9 (C9) depende, em grande medida, das características socio-económicas do agregado, nomeadamente, o número médio de pessoas por família (4); 59% dos indivíduos com idades entre 18 e 49 anos; 100% dos membros adultos têm educação pelo menos ao nível do secundário e 50% dos membros ou têm empregos em tempo integral (50%) ou são estudantes (38%) e 50% das famílias têm um nível de renda mensal acima de 2500€.

Assim, atendendo às características sociais que diferem em cada família optou-se por construir os edifícios sintéticos através de diferentes cenários por forma a averiguar como combinações de habitações por piso e por edifícios correspondiam a uma maior ou menor complementaridade com a produção expectável dos sistemas PV dimensionados.

Tendo em consideração as diferenças entre os municípios de Évora e Almada (por ex.: condições climáticas, socioeconómicas da população, características do edificado) que afetam o consumo de eletricidade no setor residencial, foi efetuada uma abordagem mais conservadora, arquitetando diversos cenários sobre os ES, no que se refere a perfis e quantidades de eletricidade consumidas. Desta forma, foi possível considerar diferentes configurações e condições de complementaridade, entre eletricidade produzida por sistemas PV e os consumos no edifício.

3.4.3 Consumo elétrico no sector dos serviços

A consideração dos consumos de atividades económicas de serviços acrescentou maior complexidade a análise, mas permite avaliar, para cada edifício, a complementaridade entre cada piso e suas respetivas habitações e atividades económicas, tipicamente encontradas em edifícios mistos (habitações e serviços). Esta abordagem permite ter em consideração a forma como os diferentes tipos de alojamento por piso, combinados com os serviços no piso térreo, podem ter as suas necessidades energéticas satisfeitas.

Segundo os dados do INE, o sector dos edifícios no município de Almada é predominantemente do tipo “exclusivamente residencial”. Os edifícios do tipo “principalmente residencial” localizam-se maioritariamente nas freguesias de Almada, Pragal, Cacilhas, Cova da Piedade e Laranjeiro (Figura 29), e correspondem as freguesias abordadas nesta análise. O número total de edifícios “principalmente residenciais” para todas as freguesias referidas é igual a 984 e corresponde a 16,5% do total dos edifícios clássicos, aí existentes.

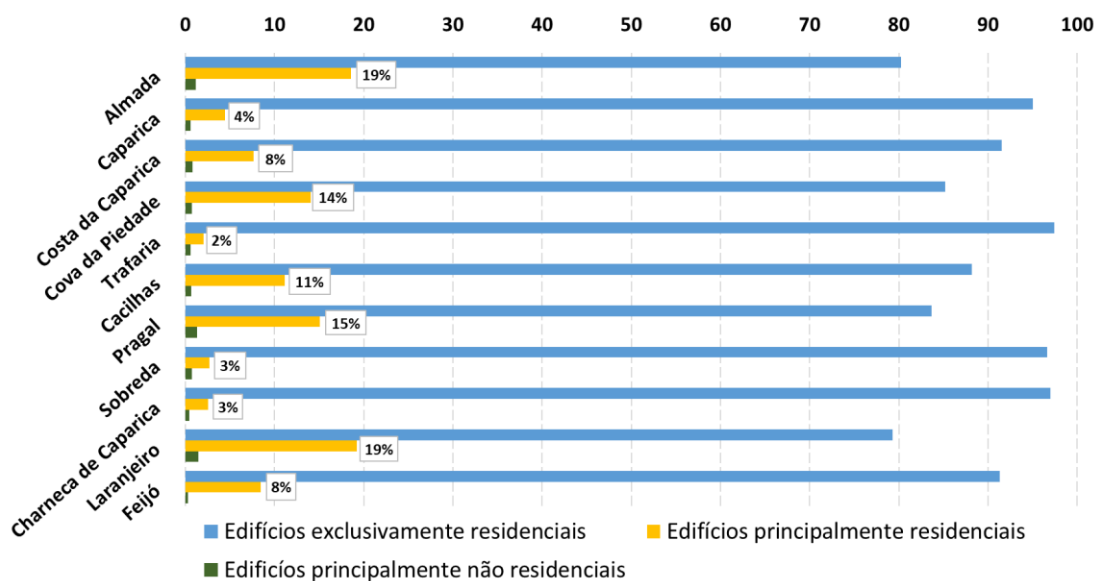


Figura 29 - Caracterização do parque de edifícios das freguesias consideradas na análise por tipo de utilização (INE- Instituto nacional de Estatística)

À semelhança dos dados para o consumo das habitações dos edifícios sintéticos, que foram obtidos a partir de Gouveia et al. (2016), a aquisição os dados relativos ao consumo elétrico no sector dos serviços também dependeu de dados estatísticos externos. Os dados foram cedidos por Miguel (2017) e provenientes do trabalho de dissertação sobre a análise exploratória dos perfis de consumo de eletricidade dos diferentes sectores económicos do município de Évora.

O trabalho supracitado considerou a informação extraída de contadores inteligentes (*smartmeters*) instalados no município de Évora, no âmbito do projecto INSMART (*Integrative Smart City Planning*). Os dados recolhidos pelos *smartmeters*, permitiu ao autor, elaborar perfis do consumo elétrico de diferentes sectores económicos, nomeadamente, administração pública, agricultura e produção animal, comércio, educação, hotéis e restauração, iluminação pública, industrial, saúde e serviços em três níveis de potência: baixa tensão normal (BT), baixa tensão especial (BTE) e média tensão (MT).

Para ilustrar a forma como se pode avaliar a complementaridade, a análise sobre as freguesias de Almada teve apenas em consideração dados relativos a apenas um tipo de sector económico em um nível de potência. Para a seleção da atividade económica mais adequada eliminaram-se, logo a partida, os sectores económicos que estão completamente fora de âmbito da análise: agricultura e produção animal, hotéis e restauração, iluminação pública, indústrias e saúde. De entre os sobrantes, nomeadamente, comércio e serviços, a seleção teve por base a necessidade de se procurar incluir no piso térreo dos edifícios sintéticos um tipo de sector que por um lado fosse comum no contexto de Almada, ou seja, que fosse frequente em pisos térreos de edifícios mistos, e por outro lado não fosse muito diferente quer em termos de perfil de consumo quer em termos de quantidade consumida de eletricidade. Decidiu-se um foco no sector do comércio em BTN por corresponder atividades de pequeno comércio a grosso e a retalho, identificados na Figura 30. Posteriormente, uma pesquisa bibliográfica permitiu comprovar a sua representatividade particular em edifícios mistos.

A análise de Graça (2011) sobre o instrumento nacional do Sistema de Certificação Energético e Qualidade do Ar Interior nos edifícios permitiu, com base nos Certificados Energéticos e de Qualidade do Ar Interior (CE) e Declarações de conformidade (DCR), gerar uma lista de CE/DCR associada a edifícios de serviço de Almada.

Os edifícios de serviços distinguem-se em 3 categorias fundamentalmente: Grandes Edifícios de Serviços (GES), Pequenos Edifícios de serviços (PES) com climatização e PES sem climatização. Os edifícios pertencentes a esta última categoria representam a maior fatia do segmento dos edifícios de serviços e dizem respeito a pequenas lojas e estabelecimentos de comércio tradicional tipicamente projetadas em caves e pisos térreos de edifícios mistos. (Graça, 2011).

Esta concordância foi suficiente para justificar a utilização de dados de consumos médios horários do sector de comércio em BTN, assumindo-se que este tipo de atividade eram os mais frequentes e, portanto, mais representativos do tipo de edifícios que os ES procuram reproduzir

Comércio	Serviços	
Comércio a retalho	Atividades de saúde humana	Carpintaria
Comércio de artigos de campismo e lazer	Atividades de seguro e pensões	Correios e telecomunicações
Comércio de artigos de papelaria	Atividades de telecomunicação	Escola de condução e pilotagem
Comércio de máquinas e ferramentas	Atividades desportivas	Gestão de instalações desportivas
Comércio de madeira em bruto ou produtos derivados	Atividades dos portos de recreio	Ginásio
Comércio de vestuário	Atividades de ensaios e análises técnicas	Instalação elétrica
Comércio, manutenção e reparação de motociclos	Atividades de intermediação monetária	Intermediários financeiros
Minimercados	Atividades de organizações religiosas	Lavagem e limpeza de têxteis
Outro comércio por grosso	Atividades de arquitetura	Manutenção e reparação de veículos automóveis
Venda de automóveis ligeiros	Atividades de auxílio financeiro	Oficinas
Comércio de brinquedos, jogos e artigos de desporto	Atividades de cuidados para crianças	Organizações económicas e patronais
Comércio de calçado	Atividades de diversão e recreativas	Outras atividades de serviço
Comércio de carne	Administração de imóveis	Reparação de eletrodomésticos
Comércio de frutas e produtos hortícolas	Agências de viagens e turismo	Reparação e manutenção de aeronaves
Comércio de material de <i>bricolage</i> e equipamentos sanitários	Arrendamento de imóveis	
Drogarias	Atividades artísticas e de espetáculo	
Farmácias	Atividades associativas diversas	
Supermercados e hipermercados	Atividades imobiliárias	
Venda de combustível para veículos a motor	Atividades informáticas e conexas	
	Banco central	

Figura 30 - Atividades relativas aos sectores económicos: Comércio e serviços (Fonte: Miguel, 2016)

Além da escolha do tipo de sector económico e de tensão, a análise exigiu ter em conta o universo temporal dos dados a extrair, ou seja, procurando avaliar conjuntamente os consumos e produção, espera-se a partida que as séries de dados de ambos estes componentes apresentem variações inter-anuais e inter-sazonais.

Com este detalhe em mente, foram recolhidos para avaliação da complementaridade os valores médios horários provenientes de 30 contadores inteligentes instalados, exclusivamente, em sectores de atividade de comércio e os valores médios horários de cada estação, que refletem a variação sazonal do consumo, ilustrados na Figura 31 e Figura 32, respetivamente.

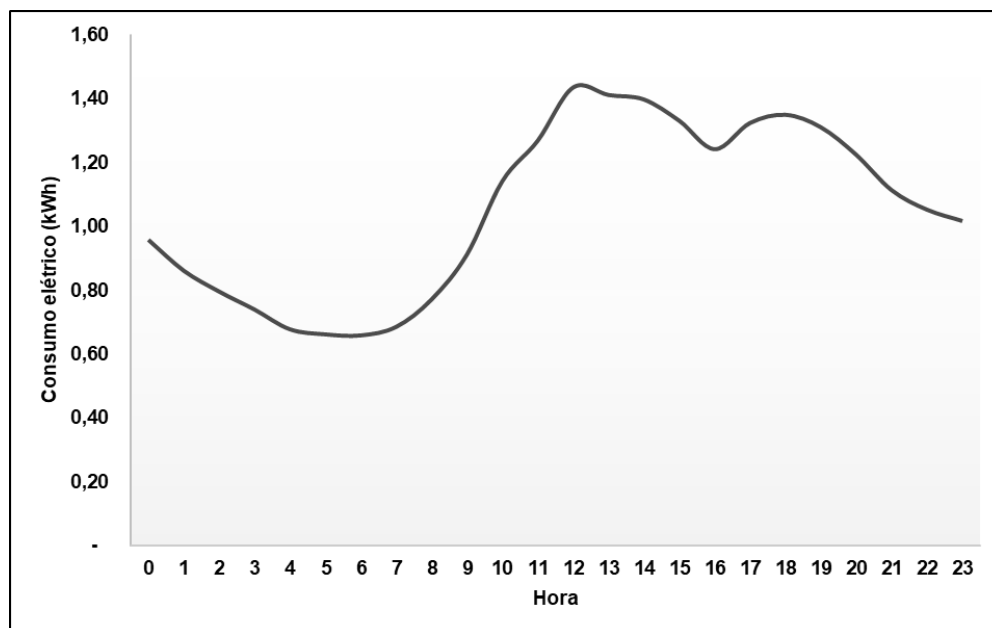


Figura 31 - Valores médios horários dos consumos do sector económico Serviços BTN (Fonte: Miguel, 2016)

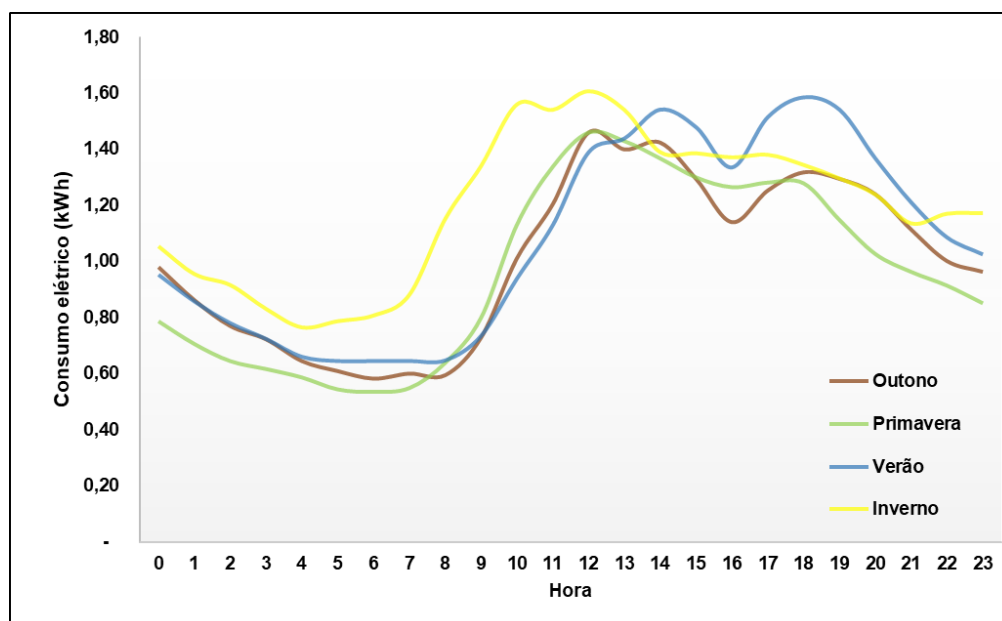


Figura 32 - Valores médios horários dos consumos dos serviços, por estação (Fonte: Miguel, 2016)

3.4.4 Valores simulados de produção de eletricidade

À semelhança da abordagem descrita na secção 3.2.7., recorreu-se ao PVGIS como ferramenta de suporte para a metodologia utilizada na elaboração dos cenários. A ultima versão do PVGIS - PVGIS 5 - disponibiliza interfaces que permitem calcular e extrair séries de dados horários de produção eletricidade. Este procedimento foi feito com os valores de capacidade instalada correspondente às Apv dos edifícios sintético e assim, obter para cada um, valores que podem ser comparados com dados de consumo elétrico (Figura 33).

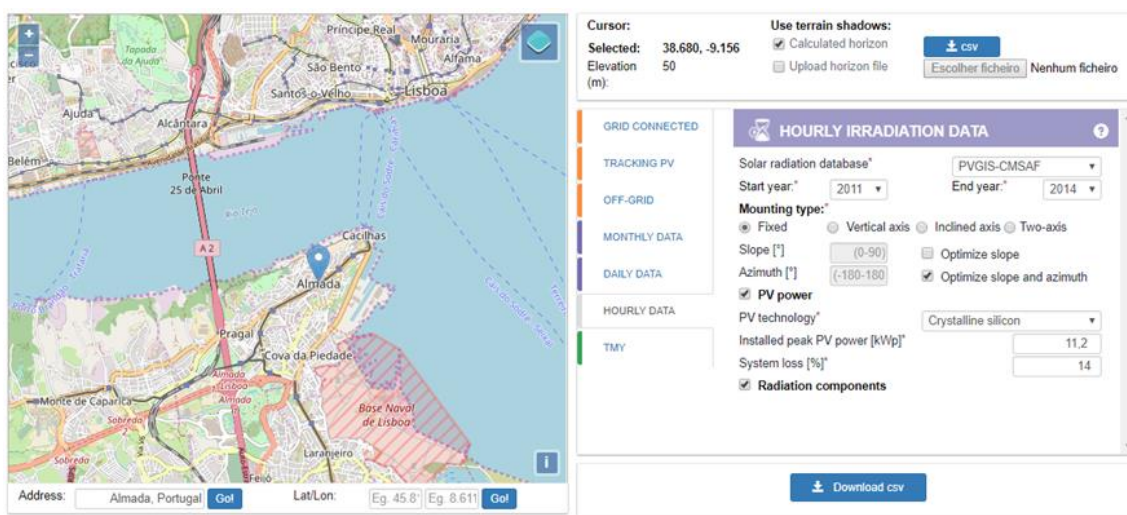


Figura 33 - Obtenção dos valores horários de produção por solar PV, com recurso ao PVGIS

As simulações do PVGIS tem em consideração as características de irradiância solar média e temperatura da região bem como características do sistema, calculando valores ótimos de azimute e inclinação dos painéis.

Foi possível desta forma gerar e extrair, para um período de quatro anos (2011-2014), valores simulados de produção a partir de painéis solares PV, correspondentes à capacidade instalada específica para cada edifício sintético.

Ainda que os dados de produção e consumo correspondam a municípios diferentes, a delimitação do período entre 2011 e 2014 para os valores simulados no PVGIS foi feito no sentido de corresponder ao período dos dados provenientes das medições dos *smartmeters*, dos quais se serviram Gouveia et al. (2016) e Miguel (2017) nas suas análise exploratórias dos sectores residencial e económico, respetivamente.

Adicionalmente, verificou-se a necessidade de discriminar os valores simulados de produção, provenientes do PVGIS, por estações do ano, uma vez que estes não apresentavam de origem, esta diferenciação. A importância deste tratamento preliminar prende-se sobretudo com possibilidade de averiguar, posteriormente, a variação da complementaridade entre produção e consumo ao longo do ano. Espera-se para todos os edifícios, se verifique uma maior complementaridade entre a produção e consumo nos meses de verão, quando o número de horas de sol é maior.

3.4.5 Composição de cenários para os edifícios sintéticos

Considerando, às características sociais que diferem em cada famílias de consumo descritas no 3.3.2, optou-se por construir os edifícios sintéticos através de diferentes cenários por forma a averiguar como combinações de habitações por piso e por edifícios correspondiam a uma maior ou menor complementaridade com a produção expectável dos sistemas PV dimensionados.

Inicialmente, através de análise comparativa entre as características sociais determinantes dos perfis de consumo C5, C7 e C9 discriminado por Gouveia et al. (2016), e as

características sociais do município de Almada, procurou-se uma correspondência que permitisse construir edifícios sintéticos que representassem da forma mais aproximada possível a realidade de Almada.

Os três grandes grupos de características determinantes que, segundo Gouveia et al. (2016), influenciam a segmentação do consumo de eletricidade residencial são : (i) As características físicas das habitação, especialmente ano de construção e área total do piso; (ii) as propriedade e uso de equipamento elétrico de aquecimento / refrigeração e lareiras; e (iii) perfis de ocupantes, principalmente número de ocupantes e rendimento médio mensal. No entanto verificou-se ser impossível utilizar esta metodologia, por várias ordens de razão, nomeadamente:

- i. A heterogeneidade entre os municípios, quanto às características determinantes das famílias de consumo C5, C7 e C9;
- ii. A ausência de indicadores confiáveis sobre as características sociais do município de Almada e comparáveis com as características determinantes das famílias;
- iii. A incompatibilidade entre a informação existente.

Como não foi possível estabelecer uma correlação, optou-se por recorrer a diferentes cenários para averiguar a complementaridade entre o consumo e a produção potencial em cada edifício. Esta metodologia implica atribuir a cada piso dos edifícios sintéticos, famílias de consumos diferentes, tal que seja possível determinar a disposição mais complementar com os perfis de consumos energéticos de serviços (existentes no piso térreo) e que apresentasse maior compatibilidade com a produção elétrica por PV.

Atendendo às características dos edifícios sintéticos definidas no subcapítulo 3.3.1., apresentam-se abaixo, os cenários atribuídos a cada piso desses edifícios fazendo corresponder a cada um deles um tipo de consumo de entre os descritos no subcapítulo 3.3.2.

Cenário A – Edifício Sintético 1

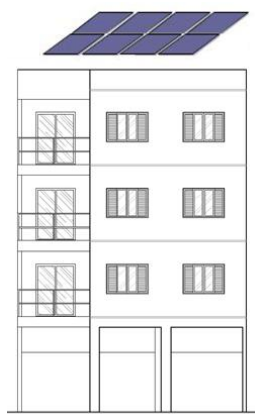


Piso 1: Alojamento 1 - C5; Alojamento 2 - C5;

Piso 2: Alojamento 3 - C5; Alojamento 4 - C5.

A todos as habitações do edifício sintético 1 atribuiu-se a família de consumos C5, assumindo para esse edifício um cenário que reflete uma ocupação das habitações por indivíduos cujo perfil (do tipo *flat*) caracteriza-se por um baixo consumo de eletricidade com baixas variações intra-anuais. A distribuição deste tipo de perfis de consumo no edifício sintético 1, pretende estabelecer o cenário A como uma referência, de forma a servir como base de comparação com os cenários dos restantes edifícios sintéticos, Com efeito, a combinação de habitações com consumo do tipo C5, que neste cenário existe nos dois andares do edifício sintético, repete-se em todos os cenários ocupando o primeiro andar de cada edifício.

Cenário B - Edifício sintético 2



Piso 1: Alojamento 1 - C5; Alojamento 2 - C5;

Piso 2: Alojamento 3 - C5; Alojamento 4 - C9;

Piso 3: Alojamento 5 - C5; Alojamento 6 - C7.

Tando o ES 1 como o ES 2 possuem a mesma potencia instalada para a produção de eletricidade. Com a incrementação de um piso ao ES 2, este cenário pretende avaliar a diminuição da capacidade do sistema PV em satisfazer as necessidades energéticas absolutas das habitações. Adicionalmente, pretende-se verificar, ao atribuir a cada piso, diferentes combinações de famílias de consumo, quais pares de habitações apresentam melhor complementaridade com a produção de eletricidade expectável.

Cenário C - Edifício sintético 3



Piso 1: Alojamento 1 - C5; Alojamento 2 - C5;

Piso 2: Alojamento 3 - C5; Alojamento 4 - C9;

Piso 3: Alojamento 5 - C5; Alojamento 6 - C7;

Piso 4: Alojamento 7 - C9; Alojamento 8 - C9

Ao contrário dos cenários anteriores, o cenário C diz respeito a um edifício sintético que possui um potencial de produção de energia elétrica maior, em virtude de possuir uma maior área adequada para sistemas PV. Como explicado no capítulo 3.3.1., a caracterização dos ES's 3 e 4 foi feita com o objetivo de reproduzir edifícios com cinco ou mais pisos (mais representativos das freguesias do Pragal e Laranjeiro). Além de possuir uma maior área adequada para PV e consequentemente, maior potencia instalada para a produção de eletricidade, o ES 3 difere do ES do cenário anterior, por possuir mais um andar, sendo atribuído às suas habitações, famílias do tipo C9. O perfil desta família pode ser caracterizado, atendendo às suas características sociais, como possuindo um consumo típico de uma família de classe média/alta, com dois adultos empregados e duas crianças (Gouveia et al., 2016).

Cenário D - Edifício sintético 4



Piso 1: Alojamento 1 - C5; Alojamento 2 - C5;

Piso 2: Alojamento 3 - C7; Alojamento 4 - C7;

Piso 3: Alojamento 5 - C5; Alojamento 6 - C7;

Piso 4: Alojamento 7 - C7; Alojamento 8 - C9;

Piso 5: Alojamento 9 - C9; Alojamento 10 - C9.

À semelhança do cenário C, este ES possui uma maior capacidade instalada que o ES 1 e o ES 2. No piso adicional é lhe atribuído a última combinação de perfis de consumo restante, nomeadamente, a famílias de consumo do tipo C7. Esta família representa o maior consumo absoluto de entre todas as famílias consideradas e é atribuída às 2 habitações do piso adicional. Por esse razão, espera-se à partida, que de entre todos os pisos, este represente a situação mais desfavorável para complementaridade entre consumo e produção.

Com a exceção do par combinado formado pelas famílias C5-C9, que existe no cenário anterior, este cenário apresenta todas as combinações de famílias possíveis de ocorrer, podendo ser comparado ao ES 3. A Figura 34 ilustra, de forma simplificada, a distribuição dos consumos pelos edifícios sintéticos dos diferentes cenários.

Cenário A				Cenário B				Cenário C				Cenário D			
	C5	C7	C9		C5	C7	C9		C5	C7	C9		C5	C7	C9
C5				C5				C5				C5			
C7				C7				C7				C7			
C9				C9				C9				C9			

Figura 34 - Distribuição das famílias de consumos nas habitações dos edifícios sintéticos. Os quadrados verdes correspondem às combinações de tipos de consumos atribuídos a cada cenário

Em todos estes cenários admite-se o mesmo tipo de consumo do sector dos serviços no piso térreo procurando-se avaliar apenas a variabilidade quanto aos perfis de consumo atribuídos às habitações em cada piso e também como a produção de eletricidade proveniente do sistema PV, em cada edifício, pode satisfazer simultaneamente o consumo energético das habitações de um piso e do sector de serviço no piso térreo.

4 Resultados

A apresentação dos resultados neste capítulo é feita em três partes. A primeira secção diz respeito aos resultados da análise do potencial técnico para a produção de eletricidade com recurso a tecnologia solar PV para o sector residencial em Almada. No entanto, disponibiliza-se em anexo os mapas da capacidade instalada e potencial de produção de eletricidade por solar PV, por freguesia e com maior resolução.

A segunda secção diz respeito aos resultados da análise do contributo da produção de eletricidade por tecnologia solar PV estimada, nos consumos de eletricidade do sector residencial de Almada, bem como uma estimativa das emissões de CO₂ evitadas, por uso desta fonte de energia renovável.

A terceira secção foca-se sobre os edifícios sintéticos elaborados, com uma análise comparativa entre diferentes cenários, no sentido de avaliar a complementaridade entre consumo e produção por solar PV, apresentando os seus gráficos respetivos. Esta avaliação permitirá verificar as condições em que é possível satisfazer as necessidades de energia elétrica de habitações em edifícios mistos, através de sistemas solar PV.

4.1 Potencial técnico para a produção de eletricidade por energia solar PV em edifícios residenciais no concelho de Almada

A metodologia utilizada para avaliar o PTPV permitiu chegar a uma aproximação segura sobre as áreas adequadas para a implementação de sistemas PV nos edifícios residenciais, principalmente devido à disponibilidade de informação digitalizada sobre as áreas ocupadas por este tipo de edifícios. Assumiu-se que os dados obtidos por inspeção visual, utilizando o GoogleEarth™ para discriminar o tipo de telhado de cada edifício, representam de forma fiel as características do edificado, tendo sido utilizadas para estimar as áreas úteis (Au) dos telhados dos edifícios residenciais. Atendendo à natureza e dimensão dos resultados, apresenta-se em seguida o resultado do pré-processamento dos dados de origem e os resultados dos cálculos efetuados com recurso ao ArcGIS. Posteriormente, apresentam-se os resultados, segundo as características de inclinação e área de telhado adequado para sistemas PV, por freguesia.

4.1.1 Pré-processamento e correção dos dados

A informação digital, cedida pela CMA, disponibilizou a planimetria do edificado de Almada com grande detalhe, no entanto após as restrições consideradas na secção 3.2.2. e a seleção da *layer* correspondente aos edifícios residenciais, nem todos os elementos correspondiam aos edifícios residenciais que se pretendia analisar. O número total de elementos na área de estudo era igual a 16 860 e estes elementos incluíam características do edificado como varandas, chaminés, terraços, pátios interiores, caixas de elevador nos telhados que

poderiam afetar os cálculos para determinar as áreas de telhado. Adicionalmente, seja da própria origem ou devido à conversão do formato do ficheiro original (em .dwg) para *shapefile*, um grande número de elementos apresentou defeitos nas características geométricas de alguns edifícios. Tais defeitos incluíam, por exemplo, o fracionamento de áreas de polígonos correspondentes a um único edifícios ou grandes polígonos que correspondiam a dois ou mais edifícios adjacentes. Ainda que estes defeitos não representassem grande diferença numa análise global da Área PV por freguesia, não representariam corretamente a Apv por edifício.

Nessa medida, o procedimento incluiu um tratamento preliminar dos dados de base onde foi feita reparação desses polígonos através de um conjunto de operações utilizando ferramentas do ArcGIS e com apoio do mapa de base do próprio software. O primeiro passo foi a eliminação sistemática de polígonos sobre pátios ou espaços interiores de edifícios ou quarteirões, como ilustrado na Figura 35.

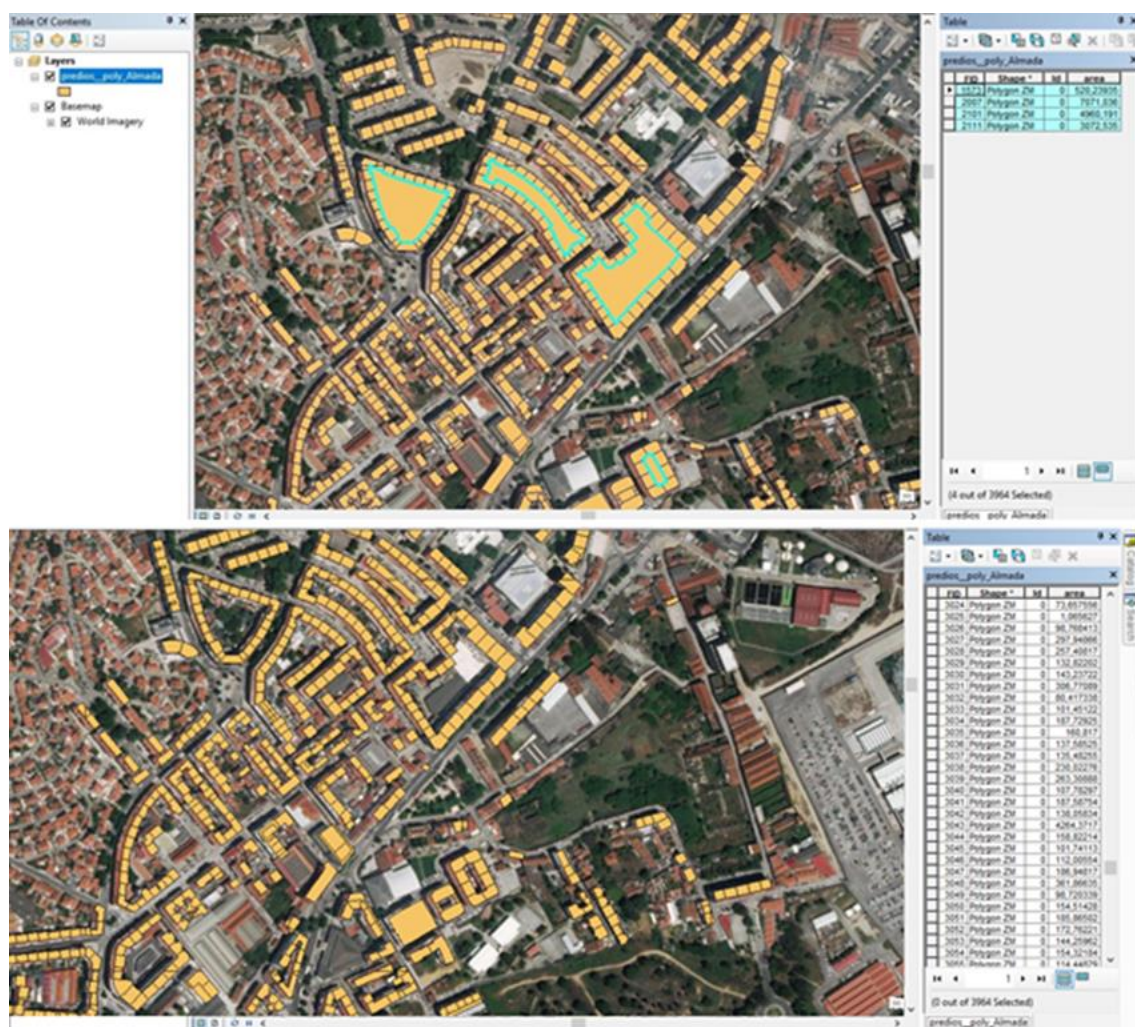


Figura 35 - Eliminação de polígonos sobre pátios internos

A eliminação destes polígonos evita, numa fase posterior da análise, que cálculos de áreas efetuados automaticamente pelo ArcGIS possam ter em conta valores que não correspondem efetivamente a áreas de pavimento de edifícios.

Em outros casos verificava-se um único polígono representando um conjunto de edifícios em série (Figura 36). Nestes casos, foi necessário a edição manual do polígono, segmentando-o nas geometrias corretas associadas a cada edifício.

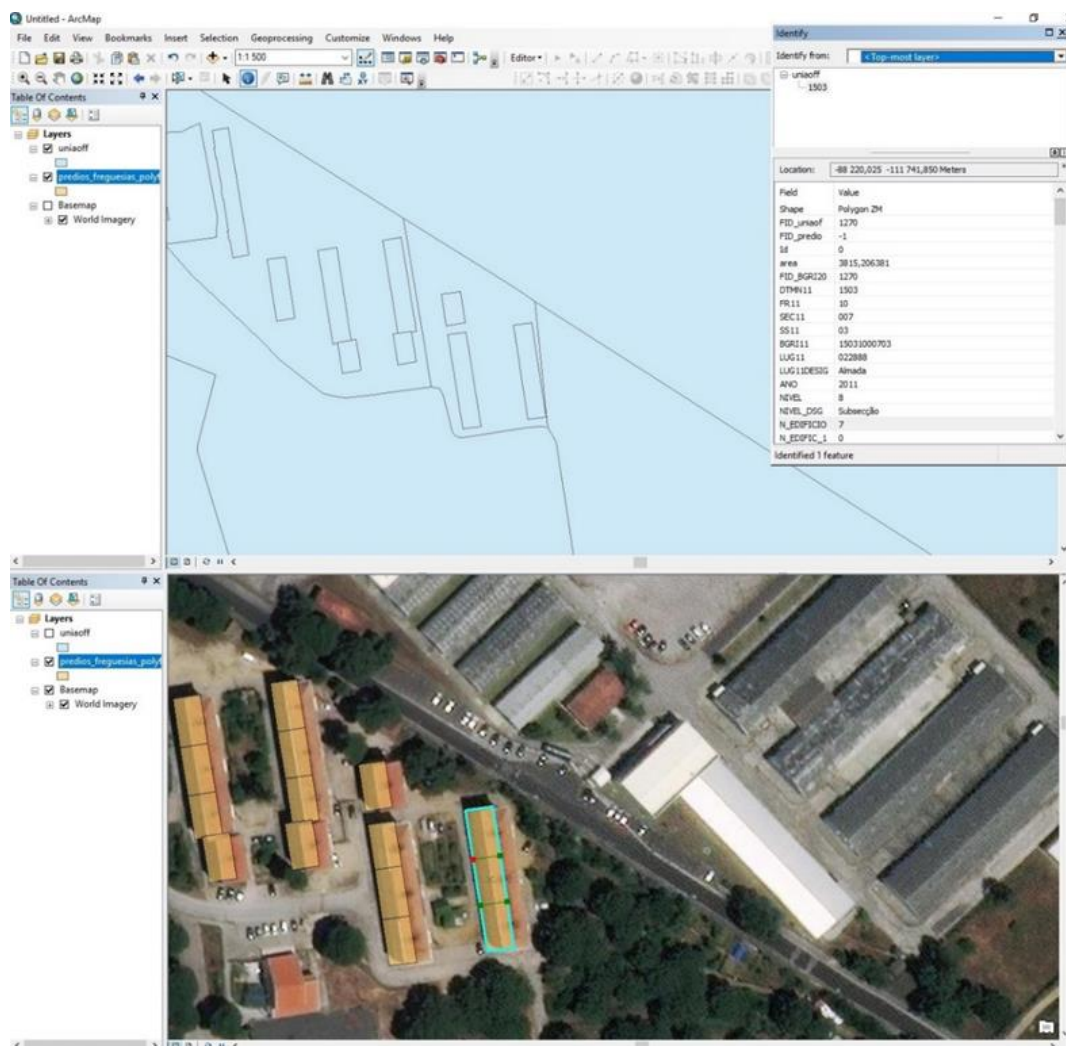


Figura 36 - Segmentação de polígonos em edifícios em banda

Outras situações que exigiram reparação dos dados originais foi a fragmentação de algumas representações geométricas de polígonos que apresentavam áreas do pavimento do edificado não coincidente com mapa de base. A Figura 37 mostra como essa fragmentação poderia afetar as características de área telhados dos edifícios resultando num conjunto de áreas de polígonos que aparecem cortadas e não correspondem à realidade.



Figura 37 - Reparação de polígonos cortados sobre áreas de edifícios

As funcionalidades do ArcGIS permitem fundir e somar as áreas dos polígonos cortados resultando numa representação correta da área do pavimento de cada edifício.

Após o tratamento preliminar dos dados de base, o mapa apresenta 3507 polígonos que são a representação gráfica dos telhados dos edifícios que são objeto de estudo para análise do PTPV.

4.1.2 Caracterização dos telhados

Simultaneamente às operações de reparação dos dados, uma análise visual, com recurso ao GoogleEarthTM, permitiu uma validação sistemática da informação. Esta análise visual permitiu igualmente a caracterização dos telhados de cada edifício analisado. Este passo foi fundamental tendo em consideração as restrições técnicas a que as áreas úteis dos telhados foram sujeitas numa fase posterior da análise do PTPV.

Com a adição de um campo designado por “roof_type” (tipo de telhado) na tabela de atributos (Figura 38), os polígonos dos edifícios com telhados planos foram classificados em *flat* (plano) e os com telhados inclinados foram classificados como *sloped* (inclinado).

A opção de adicionar manualmente este pormenor, além de evitar o erro associado à estimação e possibilitar o desenvolvimento de uma análise mais pormenorizada a nível do edifício, acrescenta maior detalhe à informação digital do edificado de Almada.

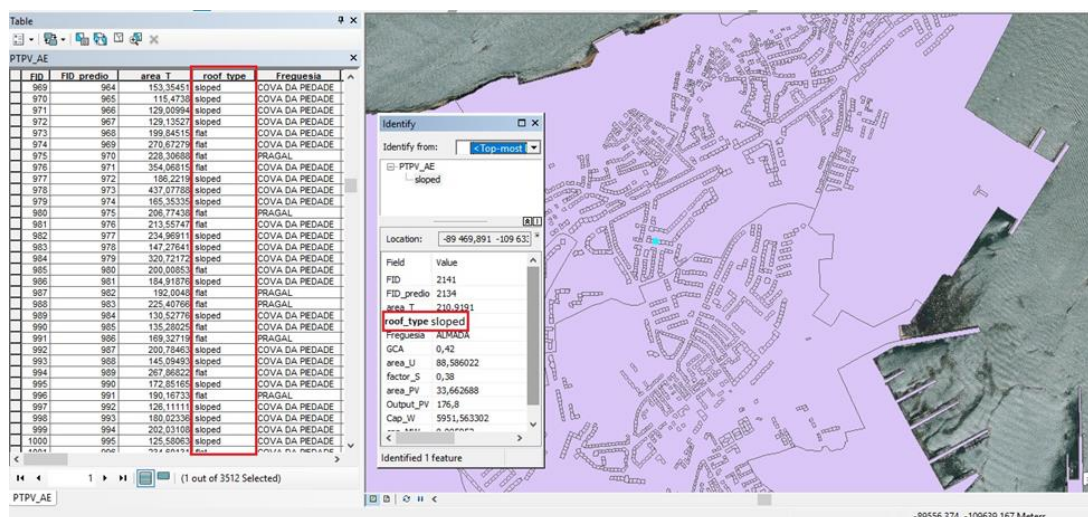


Figura 38 - Caracterização de telhados do parque edificado para as freguesias consideradas na análise

A caracterização permitiu verificar que, globalmente, a partição entre telhados planos e inclinados dos edifícios das cinco freguesias consideradas é de 33% e 67%, respetivamente. A relação entre os dois tipos de telhado em cada freguesia demonstra considerável variabilidade entre elas (Tabela 11).

Tabela 11 - Proporção de telhados do tipo plano e inclinado, por freguesia

Freguesia	Inclinação do telhado (%)	
	plano	inclinado
Almada	25%	75%
Pragal	60%	40%
Cacilhas	37%	63%
Cova da Piedade	30%	70%
Laranjeiro	35%	65%
Global	33%	67%

Após o tratamento preliminar, verificou-se que a área de telhado total resultante tem aproximadamente 674 908 m² de superfície, sendo que 2/3 correspondem a telhados inclinados.

4.1.3 Análise das áreas de telhado, área útil e área adequada para sistemas PV nos edifícios residenciais do município de Almada

A partir da área de telhado obtida e da caracterização dos telhados dos edifícios residenciais foi possível determinar para cada freguesia a área útil e área adequada para sistemas PV. A tabela 12, apresenta os resultados das operações realizadas com o ArcGIS sobre as áreas dos telhados dos edifícios residenciais.

Tabela 12 - Resultados da estimação das áreas de telhado, área útil e área adequada para sistemas PV, por freguesia

Freguesia	Número de edifícios	Tipo de telhado		Área de telhado (m ²)	Área de telhado média por edifício (m ²)	Área útil de Telhado (%)	Área adequada para solar PV (%)
		Plano	Inclinado				
Almada	1021	25%	75%	182620	179	54%	21%
Pragal	289	60%	40%	61977	214	67%	23%
Cacilhas	337	37%	63%	64489	191	59%	28%
Cova da Piedade	1032	30%	70%	196157	190	56%	21%
Laranjeiro	828	35%	65%	169665	205	57%	27%
Área de Estudo	3507	33%	67%	674909	192	57%	23%

Verifica-se que a área útil de telhado e a área adequada para implementação de sistemas PV correspondem a aproximadamente 57% e 23% da área de telhado global. A Figura 39 ilustra a relação entre os diferentes tipos de áreas considerados na análise.

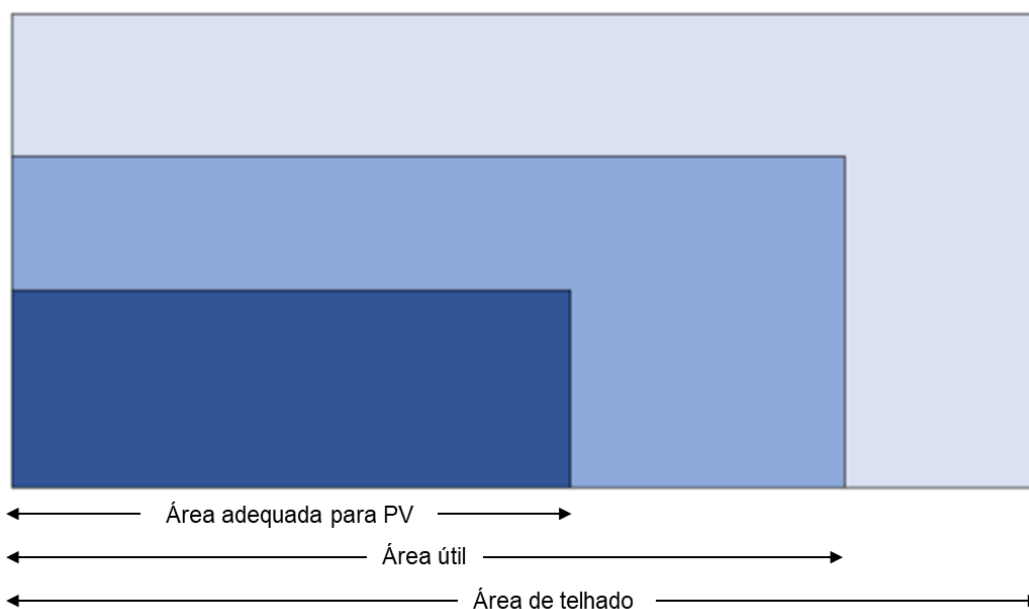


Figura 39 - Relação entre área adequada para PV (azul escuro), área útil (azul) e área de telhado global (azul claro) para toda a área de estudo

Uma vez que a metodologia não se baseou numa amostragem dos edifícios existentes em cada freguesia, mas antes na análise de todo o parque de edifícios residenciais para os quais havia informação digitalizada, verifica-se que para cada freguesia a área de telhado total é, regra geral, proporcional ao número de edifícios que nelas existem. No entanto, a área útil e área

adequada para PV, apresenta alguma variabilidade (Figura 40), função das características do edificado, nomeadamente, a densidade dos edifícios residenciais em cada freguesia e a inclinação dos telhados, e que condiciona a disponibilidade de energia solar.

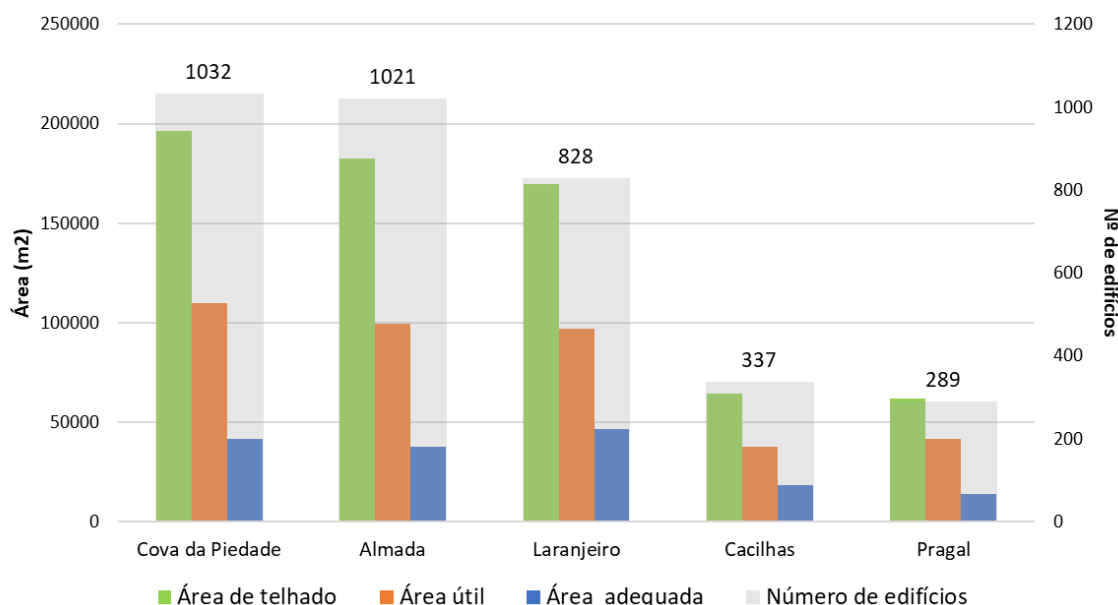


Figura 40 - Área de telhado, área útil e área adequada total (eixo da esquerda) dos edifícios residenciais selecionados (eixo da direita) para análise do potencial para instalação de solar PV

A caracterização individual de cada telhado dos edifícios foi essencial para a abordagem metodológica utilizada e contribuiu significativamente para estimar a área adequada para sistemas fotovoltaicos. De facto, o grau de inclinação do telhado reduz significativamente, o espaço disponível tanto que a aplicação do fator de utilização (GCR e SA) resultou numa maior redução em telhados inclinados que telhados planos.

Constatou-se, por exemplo, que a proporção de telhados plano/inclinado apresenta pouca diferença entre as freguesias consideradas, com a exceção de Almada e Pragal. Nestas freguesias verifica-se um maior contraste (Figura 41). No entanto, por o número de edifícios em Almada ser muito superior ao número de edifícios do Pragal, verifica-se que, neste caso, Almada contribui mais em termos absolutos para a área total adequada, apesar da predominância de telhados inclinados.

Globalmente, a área total de telhados plano e inclinado é de 268 748 m² e 406 160 m², respetivamente. Após aplicada a restrição de utilização, a área útil de telhado passa a 214 998 m² e 170 587 m², o que representa uma redução média de aproximadamente 43% da área de telhado inicial.

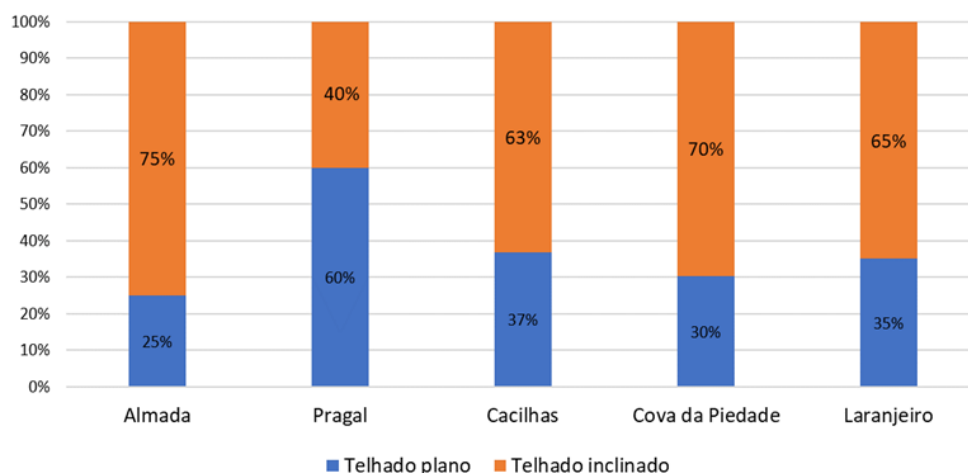


Figura 41 - Proporção de telhados planos e telhados inclinados por freguesia

Relativamente à redução da área útil para a área total adequada para instalações PV, verifica-se pela Figura 42, que em todas as freguesias, esta redução é maior que a redução obtida da área total de telhado para área útil. Com efeito, apesar de fator de sombreamento ser específico para cada freguesia, uma vez que depende da densidade de edifícios e densidade populacional, representa uma redução global de aproximadamente 60% da área de telhado útil em toda a região considerada.

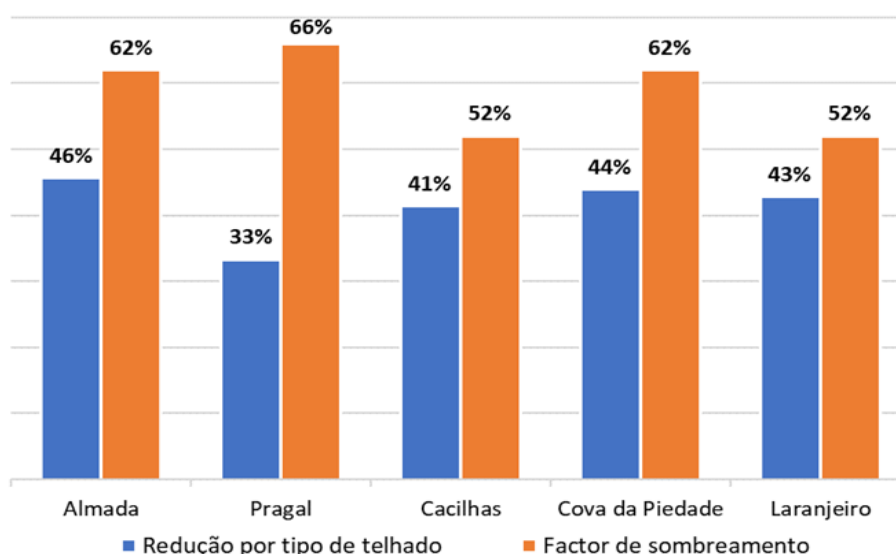


Figura 42 - Redução das áreas total de telhado e áreas úteis, por freguesia, por aplicação de restrições da metodologia

A Tabela 13 apresenta a área de telhado, área útil e Apv, para cada freguesia, distinguindo-as quanto ao tipo de telhado dos seus edifícios. Verifica-se que telhados planos apresentam uma maior área útil, em virtude do fator de utilização, demonstrando que este tipo de telhado resulta em maiores áreas adequadas por edifícios para implementação de sistemas PV.

Tabela 13 - Caracterização dos telhados por tipo e respetiva capacidade instalada, por freguesia

Freguesia	Número de edifícios	Área de telhado (m ²)	Área útil de Telhado (%)	Área adequada para solar PV (%)	Área adequada para solar PV (m ²)	Área adequada média por edifício (m ²)
Telhado plano						
Laranjeiro	291	67957	80%	38%	26096	90
Cacilhas	124	28262		38%	10841	87
Cova da Piedade	313	72675		30%	22093	71
Almada	256	59520		30%	18094	71
Pragal	173	40365		27%	10979	63
Total área de estudo	1157	268778	80%	33%	88103	76
Telhado inclinado						
Laranjeiro	537	101708	42%	20%	20504	38
Cacilhas	213	36257		20%	7310	34
Cova da Piedade	719	123482		16%	19708	27
Pragal	116	21612		14%	3086	27
Almada	765	123101		16%	19647	26
Total área de estudo	2350	406161	42%	17%	70255	30

Verifica-se que de entre todas as freguesias consideradas no estudo, o Laranjeiro apresenta a maior área adequada para instalação de sistemas PV, apesar de um menor número de edifícios face às freguesias de Almada ou Cova da Piedade. Isto deve-se às características dos edifícios, nomeadamente, o tipo de telhado, mas principalmente à área adequada para sistemas PV média por edifícios. De facto, o Laranjeiro é a freguesia com a maior área adequada média por edifício, contribuindo desta forma, com a maior fatia da área PV de entre todas as freguesias consideradas, com ilustrado na Figura 43.

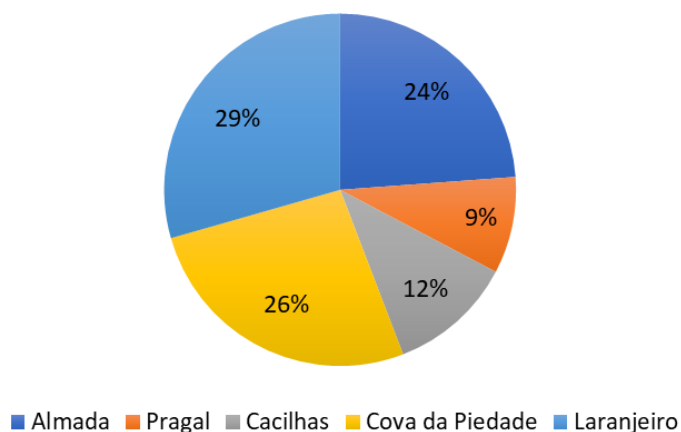


Figura 43 - Proporção da contribuição, de cada freguesia, para a área adequada para PV global

4.1.4 Capacidade instalada estimada e produção anual de eletricidade das freguesias em estudo

A partir da área adequada para implementação de sistemas fotovoltaicos estimada, foi possível calcular a capacidade instalada em cada edifício residencial e para cada freguesia da região considerada na análise, bem como a correspondente produção anual de eletricidade. A capacidade instalada global foi estimada em aproximadamente 28 MW, e a produção anual de eletricidade correspondente em 47,1 GWh. Este valor equivale aproximadamente a 10% do consumo de energia elétrica total do concelho de Almada, no ano de 2015 (DGEG).

A tabela 14 apresenta, para cada uma das freguesias analisadas, a área adequada para sistemas PV, capacidade instalada média por edifício, capacidade instalada global e a correspondente produção anual de eletricidade. Verifica-se que de entre as cinco freguesias consideradas na análise, o Laranjeiro e o Pragal são as que apresentam, respetivamente, a maior e a menor capacidade instalada. Relativamente à produção anual de eletricidade verifica-se o mesmo, com Laranjeiro a apresentar a maior contribuição para a produção anual de eletricidade do município, estimada em 13.9 Gwh.

Tabela 14 - Resultados da estimação da capacidade instalada e produção anual de eletricidade por solar PV, por freguesia

Freguesia	Número de edifícios	Área de telhado (m ²)	Área de telhado média (m ²)	Área adequada para solar PV (m ²)	Capacidade Instalada média (kW/edifício)	Capacidade Instalada Global (MW)	Produção anual de eletricidade (GWh)
Laranjeiro	828	169665	205	27%	10,0	8,2	13,9
Cova da Piedade	1032	196157	190	21%	7,2	7,4	12,4
Almada	1021	182620	179	21%	6,5	6,7	11,3
Cacilhas	337	64489	191	28%	9,5	3,2	5,4
Pragal	289	61977	214	23%	8,6	2,5	4,2
Área de Estudo	3507	674909	192	23%	8,0	28,0	47,1

Salienta-se que apesar se verificarem menores valores de capacidade instalada global, para Cacilhas e Pragal, a capacidade instalada média por edifício é maior nessas freguesias, função das características dos seus edifícios. De facto, a capacidade instalada média por edifícios varia significativamente em função da inclinação do telhado e ainda que o Pragal seja a freguesia com menos edifícios, estes são maioritariamente de telhado plano, com cinco ou mais andares e com uma área média de telhado maior, resultando numa maior capacidade instalada por edifício. Cacilhas, por outro lado, além de ser das freguesias com menor número de edifícios, estes são maioritariamente de telhado inclinado. No entanto verifica-se que esta freguesia apresenta globalmente a maior área adequada por área de telhado (28%), fator que contribui

para uma maior capacidade instalada média por edifício. Ainda assim verifica-se que o Laranjeiro, apresenta a capacidade instalada média por edifício mais elevada entre todas as freguesias consideradas. Efetivamente, esta freguesia apresenta a segunda maior área adequada para sistemas PV, por área de telhado (27%).

Os valores de capacidade instalada média por edifício, identificados na tabela 14, permitiram gerar para cada freguesia, perfis médios de produção de eletricidade. As figuras 38, 39 e 40 ilustram o resultado, discriminando para cada freguesia, os perfis médios diários, anuais e sazonais, respetivamente.

Verificou-se que não existe distinção visível entre os perfis de produção de cada freguesia, à exceção da quantidade de produção de eletricidade. Os perfis são equivalentes no que diz respeito a representação da variação da produção de eletricidade média horária, anual e sazonal e por isso as diferenças entre quantidade de produção são mais evidentes através de uma análise comparativa entre perfis de produção para todas as freguesias.

O perfil de produção médio diário, representado na Figura 44, que se refere a capacidade instalada média por edifício de cada freguesia, foi obtido através de simulações realizadas com o PVGIS para um período de 4 anos. (de 2011 a 2014). Salienta-se que os valores gerados pelo PVGIS têm em consideração as condições meteorológicas típicas para o período considerado, nomeadamente, temperatura do bulbo seco ($^{\circ}\text{C}$), humidade relativa (%), Irradiação horizontal global (W/m^2), Irradiância normal direta (W/m^2), Irradiação horizontal difusa (W/m^2), Radiação infravermelha (W/m^2), velocidade do vento (m / s), direção do vento (graus) e pressão do ar (Pa), mas não têm em consideração a nebulosidade. Com efeito, a representação gráfica dos valores gerados pelo PVGIS para os perfis médios diários anuais e sazonais assume condições de céu limpo.

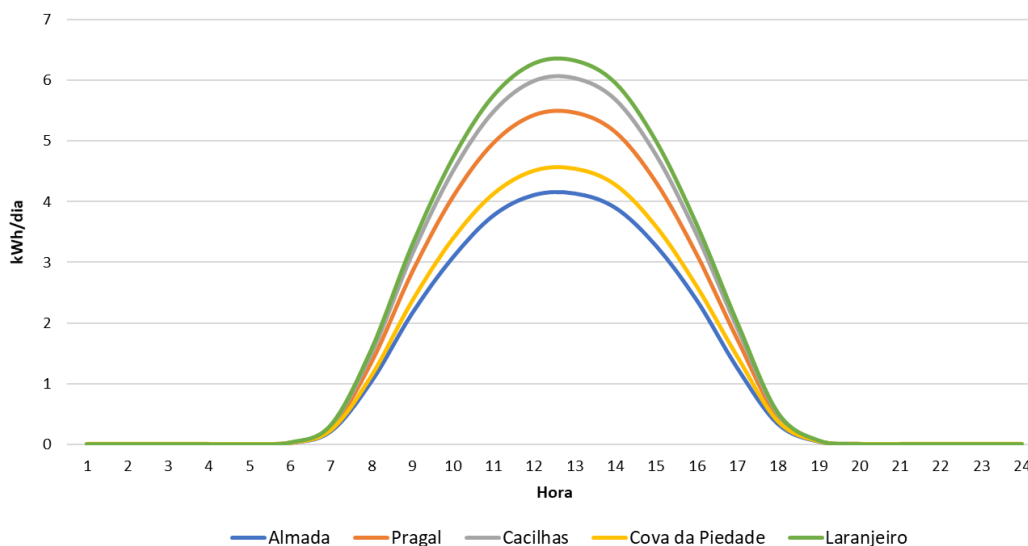


Figura 44 – Perfil de produção médio diário correspondente à capacidade instalada média por edifício, por freguesia

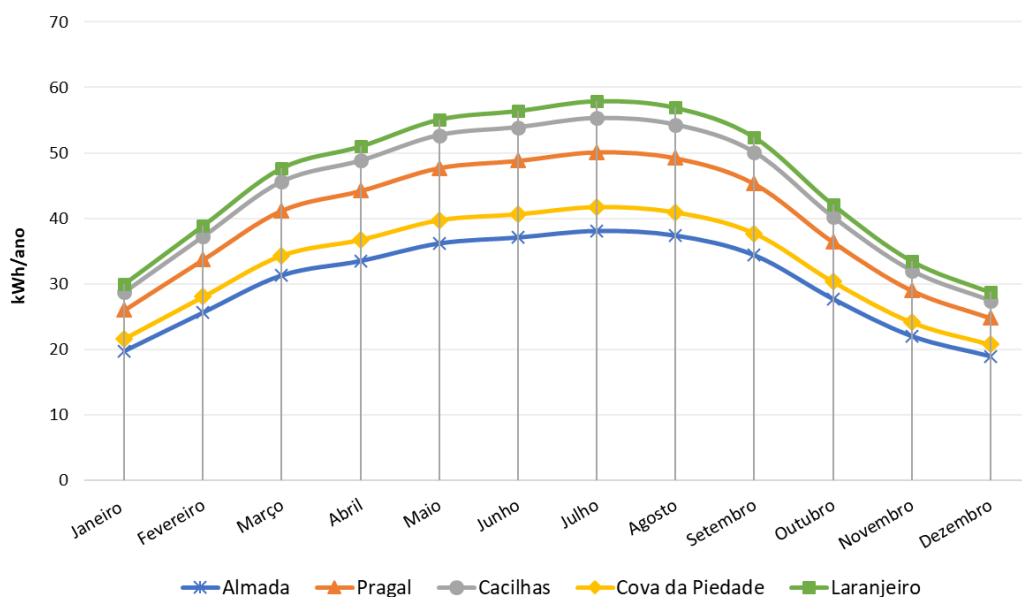


Figura 45 - Perfil de produção médio anual correspondente à capacidade instalada média por edifício, por freguesia

Uma vez que o PVGIS não diferencia a produção potencial de eletricidade por solar PV, em cada estação do ano, para a representação gráfica da produção média sazonal (Figura 46) recorreu-se aos dados de produção médios anuais discriminando-os segundo os meses de cada estação. Assim obteve-se uma estimativa mais próxima da realidade, verificando-se assim uma maior e menor produção de eletricidade nos meses de verão e de inverno, respetivamente

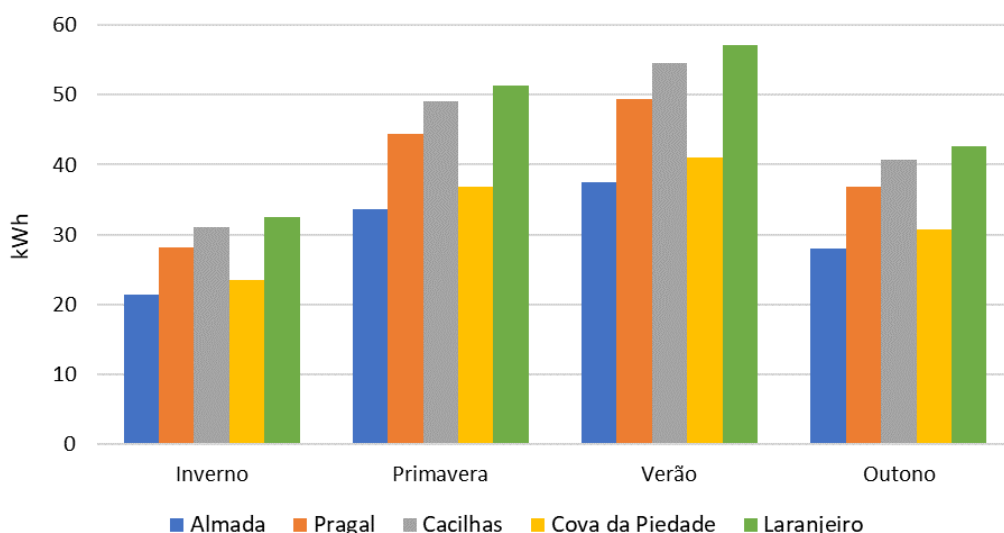


Figura 46 - Perfil de produção médio sazonal correspondente à capacidade instalada média por edifício, por freguesia

Como produto final da análise do PTPV e recorrendo ao SIG – ArcGIS 10.4, foram elaborados mapas representando a distribuição espacial da capacidade total instalada. Posteriormente, com auxílio das simulações feitas com o PVGIS, mapeou-se a produção anual

de eletricidade que, potencialmente, se obteria a partir da instalação de tais sistemas. Através do ArcGis, pode-se identificar nesses mapas, o tipo de telhado (plano ou inclinado), área de telhado (m^2), área útil de telhado (m^2), área adequada para solar PV (m^2), capacidade instalada por edifício (kW/edifício) e por freguesia e a produção potencial anual de eletricidade (GWh) para cada edifício e freguesia.

Os mapas referentes à capacidade instalada total por edifício e produção anual de eletricidade por edifício, para a área geográfica em estudo, apresentam-se nas figuras 41 e 42, respetivamente, podendo ser consultado com maior resolução, e especificamente para cada uma das cinco freguesias consideradas, nos anexos I-X.

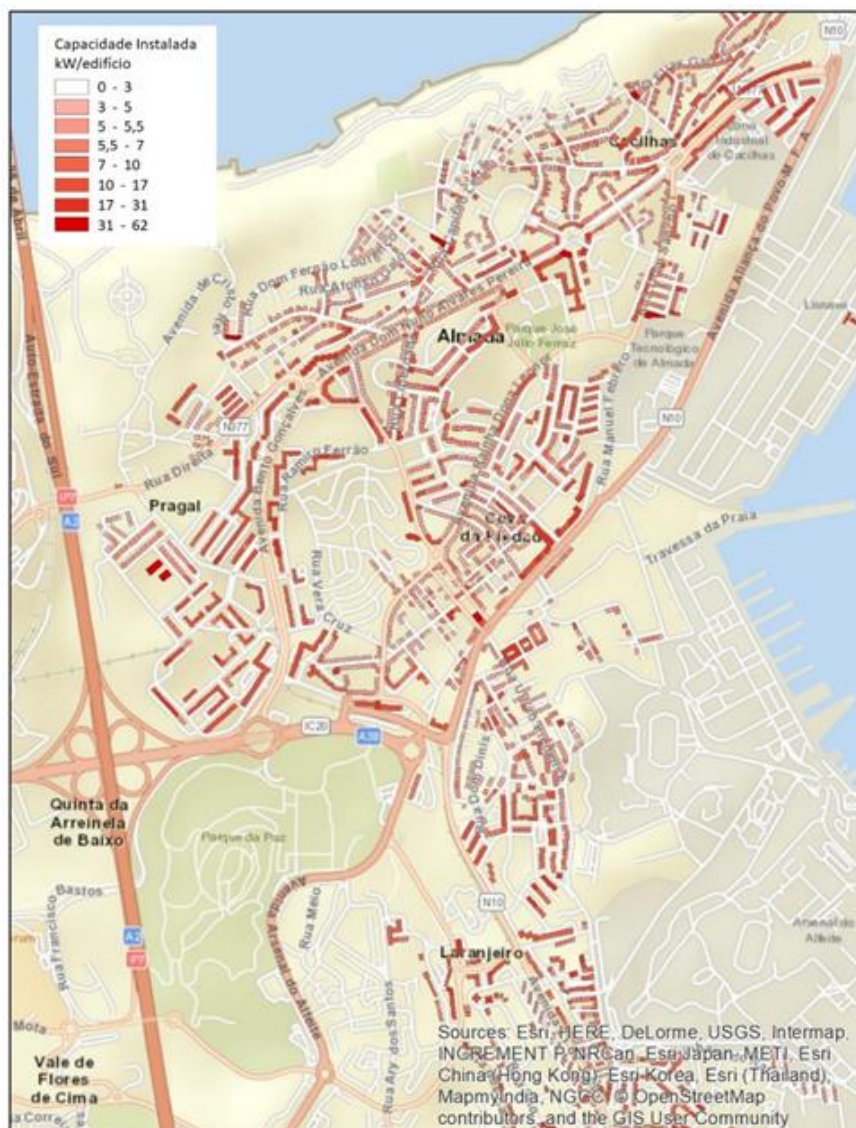


Figura 47 - Capacidade instalada (kW por edifício) para a área de estudo

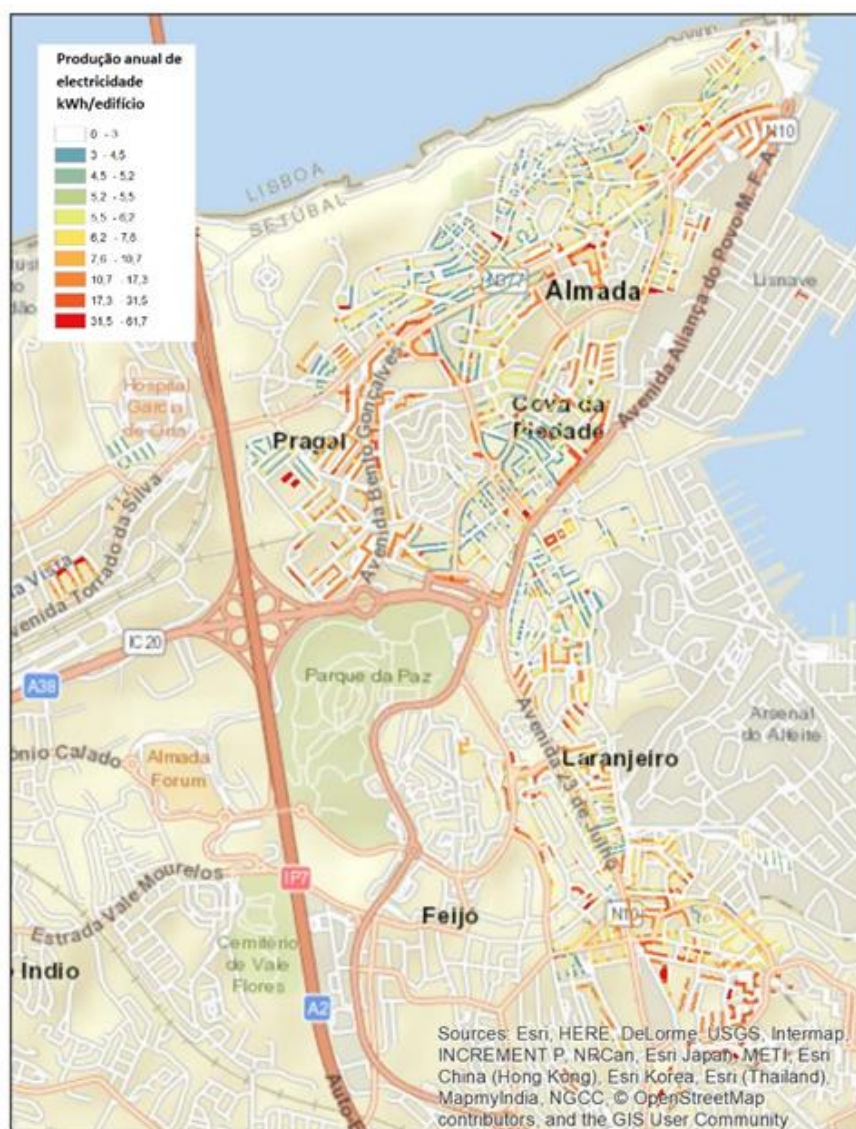


Figura 48 - Produção anual de eletricidade (kWh por edifício) para a área de estudo

4.2 Contributo da produção de eletricidade solar PV no consumo de eletricidade e na redução de emissões de GEE do sector residencial de Almada

4.2.1 Eficiência de produção dos painéis PV ao longo da vida útil

Utilizando a taxa de degradação dos painéis PV considerados na análise foi possível obter para cada ano de vida útil a respetiva produção de eletricidade esperada, inclusivamente a produção esperada para o ano de 2020. Considerando o PTPV analisado anteriormente e assumindo o ano de 2018 como o ano 0, estima-se que a produção de eletricidade solar PV possível de se obter em 2020 seja igual a 46 543 MWh/ano (Figura 49).

No anexo XI é possível verificar, ano a ano, a eficiência de produção e a produção esperada ao longo dos 25 anos de vida útil dos módulos considerados na análise.

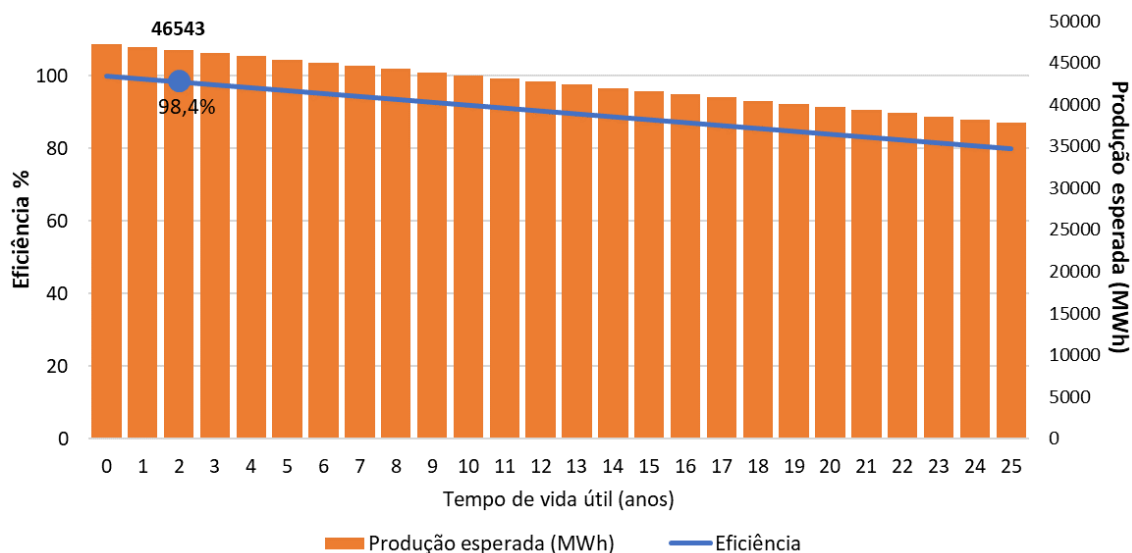


Figura 49 – Diminuição da eficiência e produção de eletricidade ao longo do tempo de vida útil do tipo de painéis PV considerados na análise do PTPV

. Salienta-se na análise do contributo do PTPV estimado para Almada, para as medidas sectoriais de redução das emissões de GEE desse município, foi utilizado este valor de produção de eletricidade bem como a quantidade de CO₂ eq evitada correspondente a esta produção em 2020.

4.2.2 Contributo do potencial técnico de produção de eletricidade solar PV nas medidas sectoriais do município para redução das emissões de GEE

Os cálculos para determinar o contributo da capacidade instalada, estimada no capítulo 4.1., tiveram por base as matrizes de referência, as matrizes referentes ao cenário BAU e as matrizes prospetivas delineadas no PAM que refletem o compromisso do município para redução do consumo energético e redução das emissões de GEE até 2020. Tendo em conta o âmbito do trabalho desenvolvido sobre o potencial do solar PV e o horizonte temporal do PAM, os resultados apresentados neste capítulo dizem respeito, sobretudo, ao impacto da capacidade instalada adicional, sobre o sector elétrico e sobre as emissões de GEE, associadas ao consumo de eletricidade nos edifícios residenciais para o ano de 2020.

Avaliando a estrutura energética no município para este sector verifica-se que, de entre as principais formas de energia, a eletricidade é aquela que tem maior peso, em todos os cenários considerados (Figura 50), indicando à partida, um elevado potencial para o aproveitamento de energia PV e a possibilidade de reduzir significativamente as emissões de GEE.

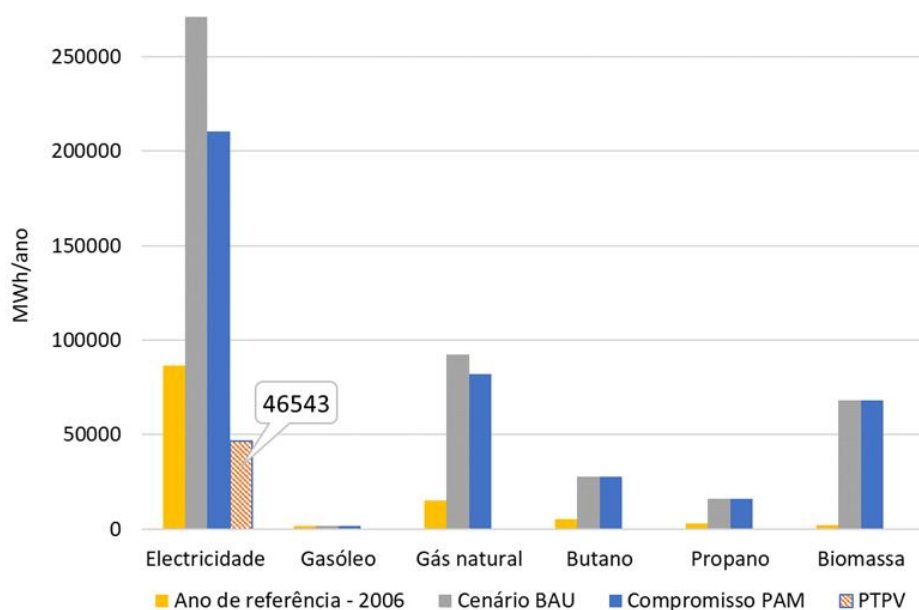


Figura 50 - Potencial de produção de eletricidade por solar PV, no ano 2020, face às matrizes de referência e prospetivas para o sector residencial no município de Almada

De facto, com uma produção de eletricidade estimada em 46543 MWh para o ano de 2020, prevê-se que cerca de 22% da eletricidade consumida no sector possa ser assegurada por sistemas solares instalados nos telhados de edifícios residenciais (Figura 51). Verifica-se que uma capacidade instalada adicional de 28 MW, teria um impacto significativo na matriz energética do sector quando somado às medidas propostas pelo PAM para o sector residencial.

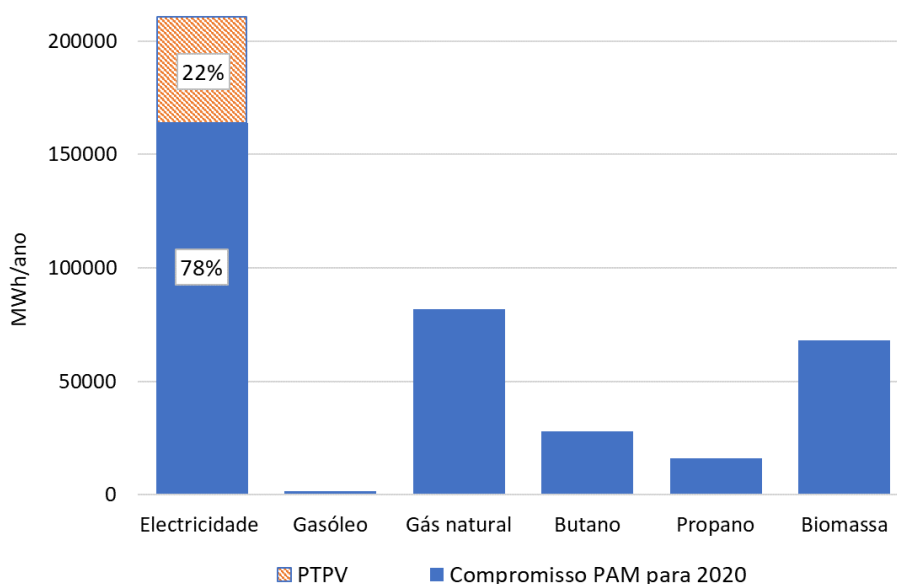


Figura 51 - Contribuição da capacidade instalada do solar PV em edifícios residenciais no consumo energético do sector em 2020

Esta capacidade instalada adicional no município de Almada, permite contribuir para os compromissos assumidos no PAM em reduzir as emissões de GEE, através do abatimento de

aproximadamente 13777 toneladas de CO₂ eq, que corresponde a 20% das emissões de GEE associadas a consumo de eletricidade (Figura 52).

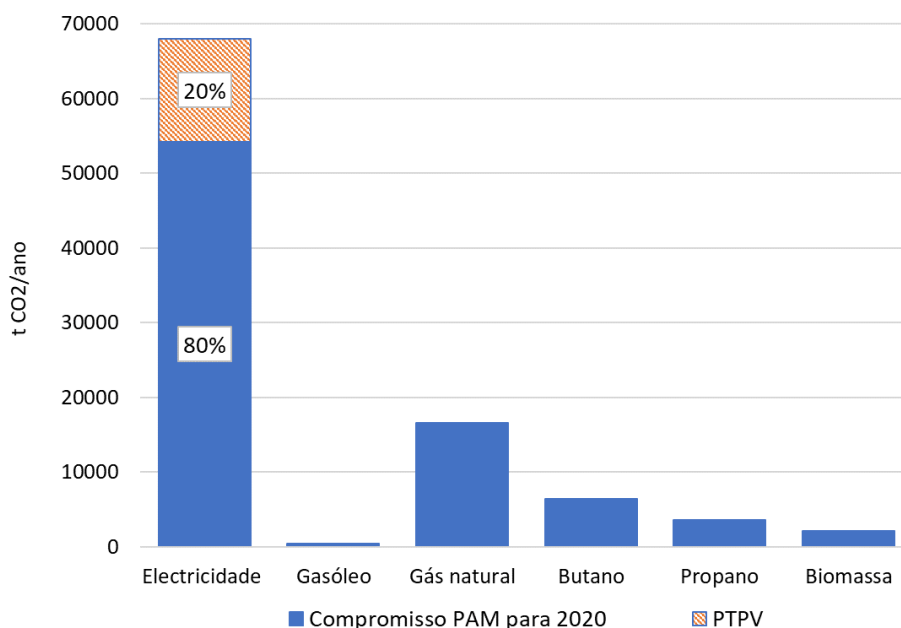


Figura 52 - Contribuição da capacidade instalada do solar PV para a diminuição das emissões de GEE associadas ao consumo de eletricidade em edifícios residenciais, em 2020

As propostas no PAM para este sector, contemplam medidas de incentivo à instalação de sistemas fotovoltaicos nos edifícios residenciais, nomeadamente, através do Programa Habitação Solar Almada. O PAM prevê que com este programa o município possa, através da utilização de energia solar PV, deslocar o consumo de 7095 MWh/ano de eletricidade proveniente da rede pública, reduzindo assim as suas emissões de GEE associadas ao sector elétrico em 2265 toneladas de CO₂ eq, que corresponde a 0,6% das suas emissões até 2020, face ao IEB de 2006. No entanto, este objetivo representa 18% e 20% do real potencial do solar PV em edifícios residenciais, para redução dos consumos de eletricidade e das emissões de GEE, respetivamente (Figura 53).

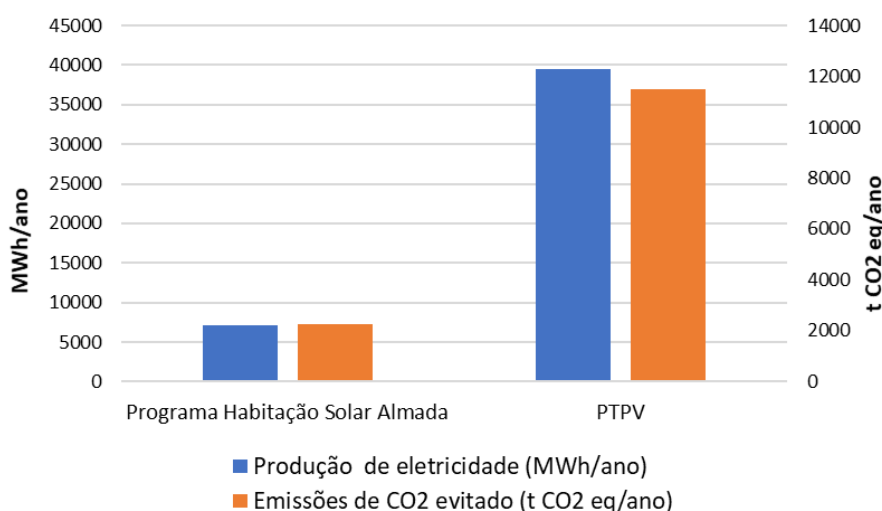


Figura 53 - Medidas do PAM para o sector residencial face ao potencial de produção fotovoltaica nos telhados dos edifícios residenciais

Se considerarmos o PTPV, determinado anteriormente, como parte integrante das medidas delineadas no PAM para o município, 13% do consumo energético global do sector residencial de Almada, poderia ser assegurado por esta forma de energia renovável, contribuindo para reduzir aproximadamente 4,5% das suas emissões até 2020, face ao IEB de 2006.

4.3 Análise de complementaridade entre produção e consumo de eletricidade em cenários de edifícios sintéticos

Nesta secção apresentam-se os resultados relativos a análise de complementaridade entre os consumos de eletricidade do sector residencial e dos serviços, em edifícios sintéticos, e a capacidade de sistemas fotovoltaicos implementados em telhados para assegurar, pelo menos parcialmente, os seus consumos.

Como critério para avaliar a complementaridade entre os perfis em cada cenário, recorreu-se a uma análise de correlação. Uma vez que o coeficiente de correlação assume normalmente valores entre -1 e 1 ($-1 \leq \rho \leq 1$), considera-se que dois perfis são complementares quando entre eles existe uma correlação inversa, i.e., quando o coeficiente de correlação é negativo. Assim de forma a facilitar a interpretação dos resultados, estabelece-se a seguinte apreciação de gamas do coeficiente de correlação entre perfis os seguintes parâmetros:

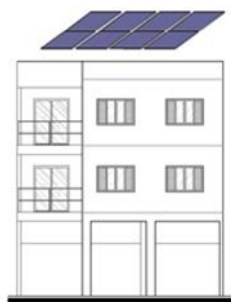
- i. > 0.9 (positivo ou negativo) indica uma correlação muito forte,
- ii. 0.7 a 0.9 (positivo ou negativo) indica uma correlação forte,
- iii. 0.5 a 0.7 (positivo ou negativo) indica uma correlação moderada,
- iv. 0.3 a 0.5 (positivo ou negativo) indica uma correlação fraca,
- v. 0 a 0.3 (positivo ou negativo) indica uma correlação desprezável.

A análise contemplou a avaliação da complementaridade entre perfis de consumo de eletricidade, e a possibilidade da geração de eletricidade poder assegurar os consumos de cada edifício sintético, incluindo os consumos do sector residencial e dos serviços, com o objetivo de avaliar em que condições se verifica uma melhor correspondência com o perfil diário de produção de eletricidade de um sistema PV. Os resultados dessa avaliação estão disponíveis com maior detalhe no anexo XIII. As subsecções seguintes apresentam os resultados para cada cenário de edifícios sintéticos.

4.3.1 Cenário A

O cenário A diz respeito ao edifício sintético 1 (ES 1), cujas características são tipicamente encontradas nos edifícios residenciais das freguesias de Almada, Cacilhas e Cova da Piedade. Este edifício tem dois andares habitacionais aos quais foram atribuídas famílias com o mesmo tipo de consumo e um andar, no piso térreo, para o sector de serviços. Adicionalmente, o seu telhado dispõe de uma área adequada para sistemas PV de 32 m² e a potência instalada foi estabelecida em 5,7 kWp.

Caixa 1: Características do edifício sintético do Cenário A



Edifício sintético 1:

Potência instalada do sistema PV: 5,7 kWp

1º andar: Habitação 1 - C5; Habitação 2 - C5;

2º andar: Habitação 3 - C5; Habitação 4 - C5;

Através da análise de correlação verificou-se que, em virtude de todas as habitações deste edifício possuírem o mesmo tipo de consumo de eletricidade, todos os perfis do sector residencial apresentam uma correlação perfeita ($\rho=1$). Relativamente ao sector dos serviços, o seu perfil de consumo apresenta uma forte correlação com o perfil de consumo das habitações ($\rho\approx 0.75$), o que indica não existir complementaridade. Com efeito, verifica-se que os perfis de consumos entre os dois sectores apresentam uma variação semelhante ao longo do dia (Figura 54).

Adicionalmente, verifica-se que neste cenário, a produção total diária de eletricidade proveniente do sistema PV é suficiente para assegurar a totalidade do consumo diário de eletricidade dos serviços, como se mostra na Figura 55, e exceder em 41% os consumos globais de pelo menos um andar. A Figura 56 ilustra, como exemplo, o diagrama entre o perfil de produção de eletricidade por PV e o do consumo de eletricidade do 1º andar. Uma vez que ambos os pisos residenciais apresentam a mesma distribuição de famílias de consumo (C5-C5) e que esta diz respeito à família com o menor consumo médio de entre as consideradas na análise, era esperado que a eletricidade gerada fosse suficiente para satisfazer os consumos de cada piso individualmente.

A Figura 57 permite comparar o perfil de produção PV e o perfil que representa a soma dos consumos elétricos de todas as habitações do ES 1. Verifica-se, neste caso, uma redução significativa da capacidade do sistema em satisfazer os consumos elétricos. Com efeito, neste cenário, a produção só assegura cerca de 85% das necessidades globais do sector residencial (A), i.e., pelo menos 3 das 4 habitações existentes no edifício 1.

É importante salientar, que esta produção PV se refere à produção de eletricidade média horária simulada com o PVGIS para um período de 4 anos. (de 2011 a 2014), e que não tem em consideração as variações sazonais que determinam um maior ou menor número de horas de sol. Assim, uma análise comparativa para os meses de verão ou de inverno, poderão refletir resultados diferentes, não só pela diferença de produção de eletricidade como pelas diferenças de consumos.

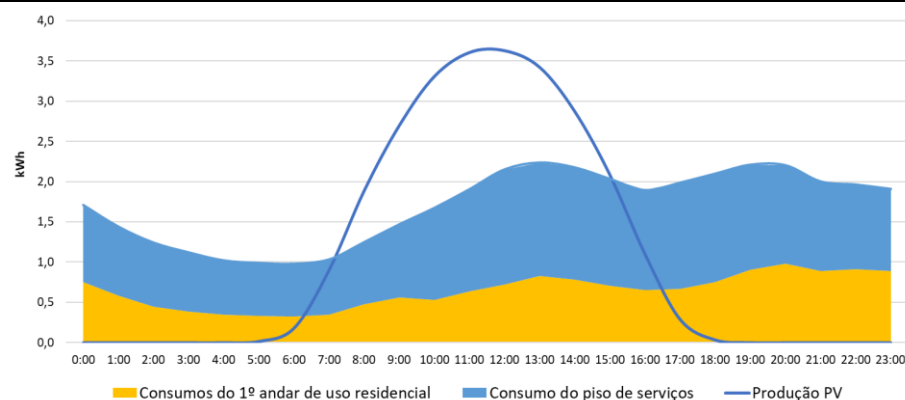


Figura 54 – Diagrama de produção horária de eletricidade por PV e consumo horário de eletricidade no 1º andar e no andar dos serviços, com uma relação de complementaridade forte ($\rho=0,75$) entre os seus perfis de consumos.

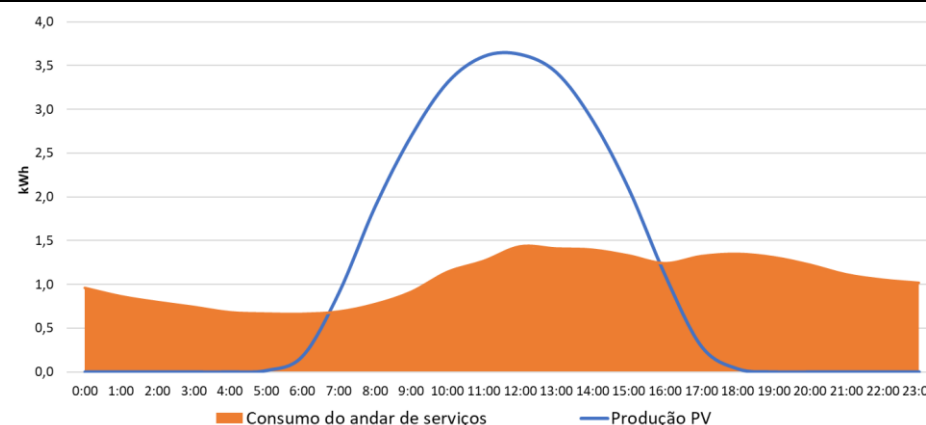


Figura 55 – Diagrama de produção horária de eletricidade por PV e consumo horário de eletricidade no andar dos serviços

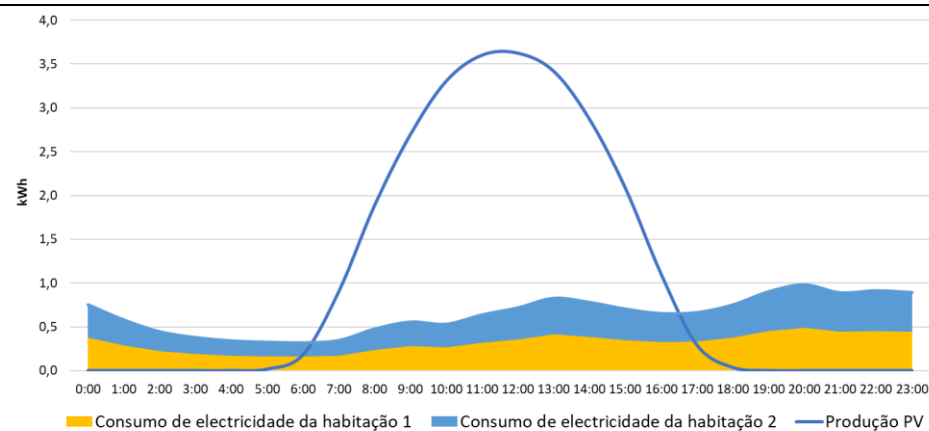


Figura 56 - Diagrama de produção horária de eletricidade por PV e o consumo horário de eletricidade das habitações do 1º andar

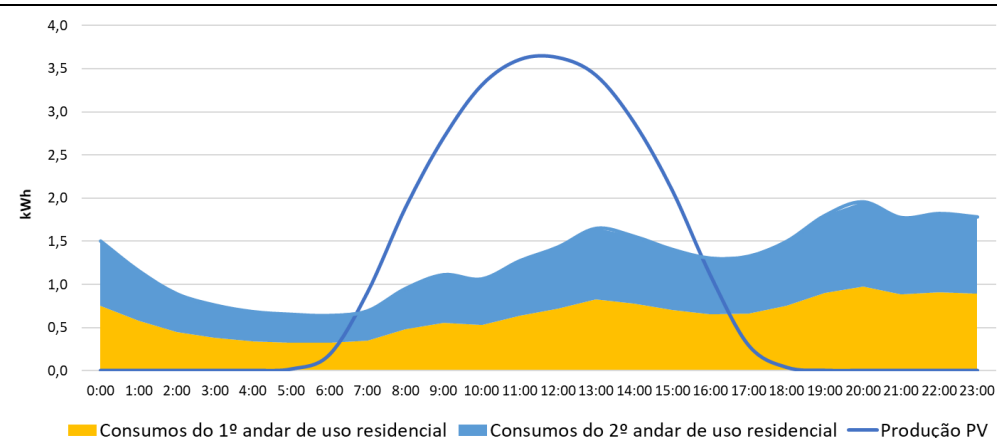


Figura 57 - Diagrama de produção horária de eletricidade por PV e consumo horário de eletricidade das habitações do edifício 1

A título de exemplo, a Figura 58 mostra, que a maior produção potencial do sistema PV durante o verão, permitiria satisfazer inteiramente as necessidades totais diárias de todos as habitações do ES 1, assumindo-se que existem equipamentos e sistemas de armazenamento para compensar os períodos do dia quando a produção de eletricidade por solar PV é inferior ao consumo instantâneo das habitações.

De facto, ao avaliar o conjunto dos consumos de eletricidade do par de habitações de um dos pisos em conjunto com o consumo do piso de serviços, verifica-se que a produção garante aproximadamente 64% das necessidades de eletricidade (Figura 59). Como referido anteriormente, embora não exista complementaridade entre os dois sectores, nos meses do ano onde é esperada maior produção de eletricidade por solar PV, esta pode assegurar quase 80% do consumo de eletricidade como se ilustra na Figura 60. Quando comparamos a produção de eletricidade média diária face aos consumos totais de eletricidade do ES 1 (Figura 61), verifica-se que, apesar de não haver complementaridade entre os perfis, a produção de eletricidade é suficiente para assegurar aproximadamente 46% do consumo médio global, que pode chegar a 58% nos meses de verão (Figura 62).

Quando analisamos a produção de eletricidade média diária face ao consumo médio diário global (Figura 63), verificamos que o sistema PV pode satisfazer, isoladamente cada componente do edifício, ou seja, os consumos dos pares de habitações do 1º andar, do 2º andar e o consumo global diário do piso dos serviços. No entanto, face ao consumo global de todo o ES 1, a produção satisfaz apenas 46,4% em termos médios no ano, ou 58% se se considerar os meses de verão. Salienta-se que na análise os consumos das habitações não dizem respeito ao período de verão (onde se poderia consumir mais eletricidade com climatização), mas representam a média anual dos consumos.

A Figura 64 sumariza as situações mais interessantes deste cenário. Apesar de a produção assegurar o consumo de cada piso isoladamente, quando verificamos as combinações entre os consumos das habitações em cada piso e os serviços, verifica-se que a produção de eletricidade média diária expectável neste cenário não é o suficiente para satisfazer, a totalidade dos consumos coletivos dos dois sectores.

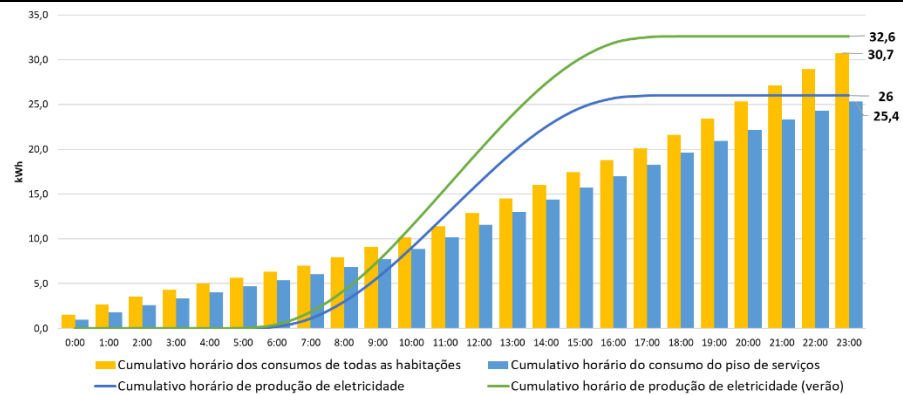


Figura 58 - Comparação entre a produção de eletricidade por PV cumulativa horária global e cumulativa horária no verão, face aos consumos de eletricidade cumulativos horários das habitações e do andar de serviços do ES 1

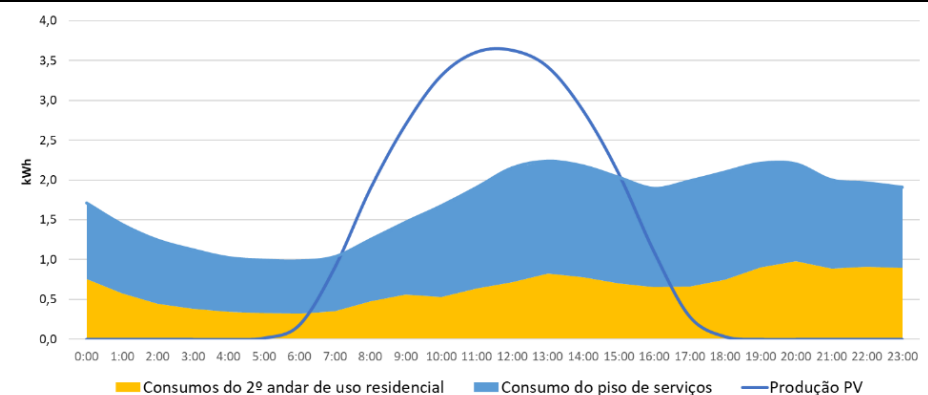


Figura 59 - Diagrama de produção de eletricidade por PV e consumo horário de electricidade no 2º andar e no andar dos serviços

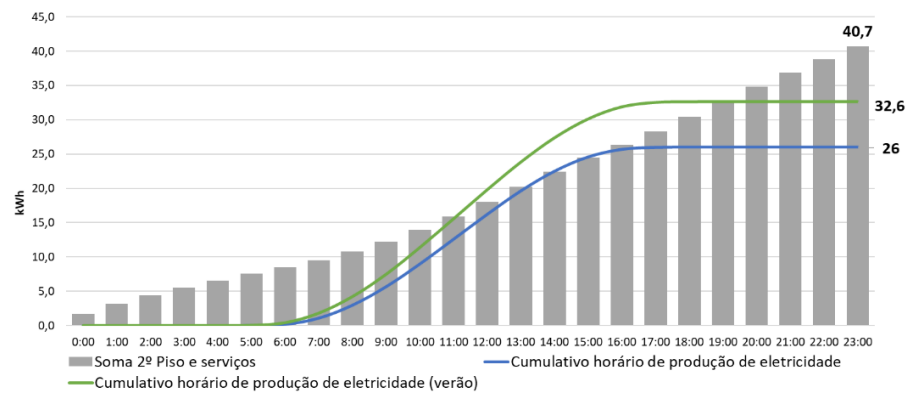


Figura 60 - Comparação entre a produção de eletricidade por PV cumulativa horária global e cumulativa horária no verão, face aos consumos de eletricidade cumulativos horários das habitações do 2º andar e do andar dos serviços do ES 1

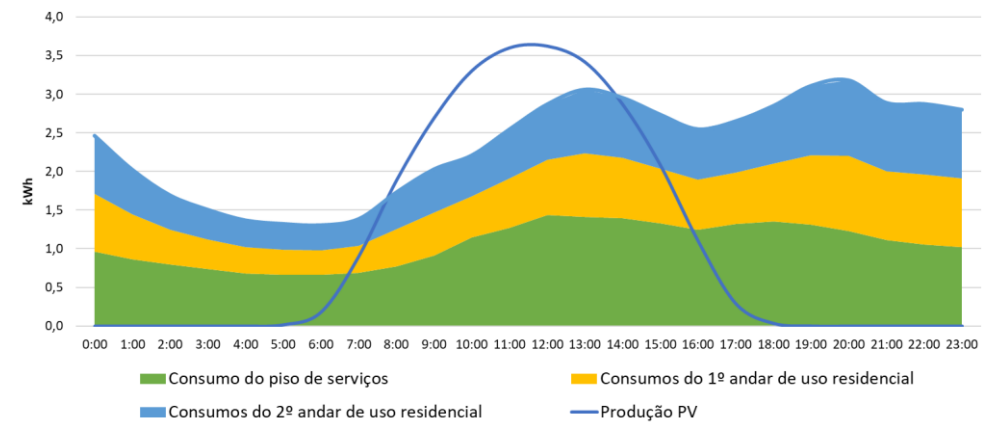
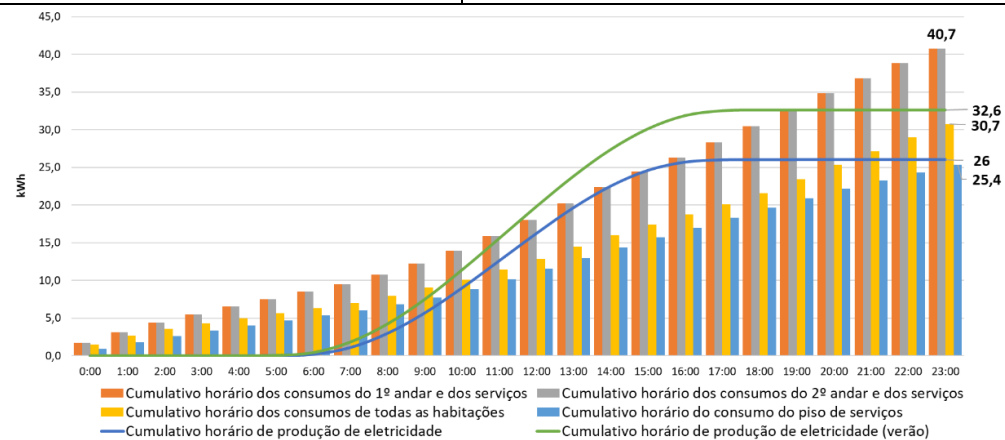
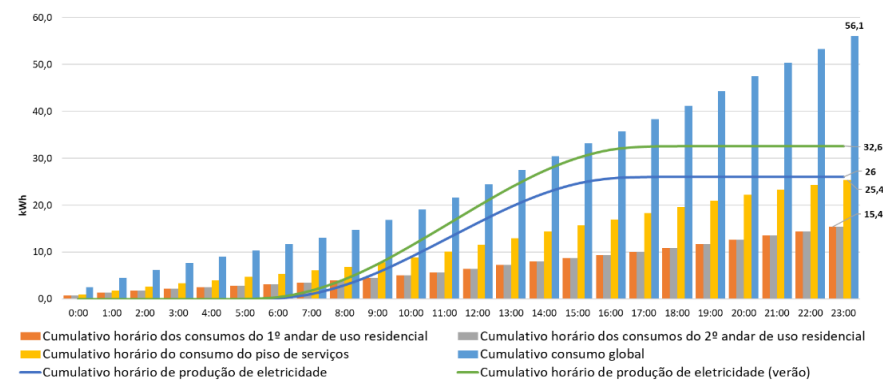
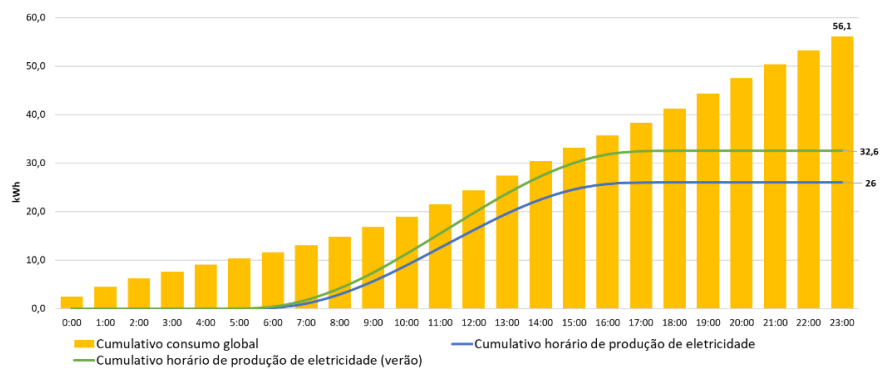


Figura 61 - Diagrama de produção de eletricidade por PV e o consumo horário global de eletricidade de todo o ES 1



4.3.2 Cenário B

À semelhança do cenário A, edifício sintético do cenário B foi elaborado de forma a ser representativo das freguesias de Almada, Cacilhas e Cova da Piedade. Apesar de possuir um andar adicional, a área adequada para sistemas PV e potência instalada estipulada para o ES 2, é a mesma ao do cenário anterior. Relativamente à distribuição das famílias de consumo consideradas para as habitações, o ES 2 apresenta uma combinação de perfis de consumo de eletricidade diferente em cada andar. À exceção do primeiro andar que permanece igual ao do cenário anterior, os andares do ES 1 possuem em cada andar uma habitação com baixo consumo de eletricidade e uma habitação com consumo de eletricidade elevado.

Caixa 2: Características do edifício sintético do Cenário B



Edifício sintético 2:

Potência instalada do sistema PV: 5,7 kWp

1º andar: Habitação 1 - C5; Habitação 2 - C5;

2º andar: Habitação 3 - C5; Habitação 4 - C9;

3º andar: Habitação 5 - C5; Habitação 6 - C7;

Com introdução de diferentes tipos de consumos residenciais, procurou-se analisar para que andar existe maior complementaridade com o sector dos serviços e consequentemente, se é possível assegurar as necessidades energéticas das habitações, em cada um dos pisos, em conjunto com o piso dos serviços.

Em primeiro lugar, verificou-se que apesar de se atribuir aos pares de habitações de cada andar um perfil de consumo de eletricidade baixo (C5) e um perfil de um consumo de eletricidade elevado (C7 e C9), não existe complementaridade entre eles. De facto, a análise revelou que apesar da diferença entre os consumos de eletricidade considerados para os pares de habitações de cada andar do ES 2, existe uma correlação significativa entre os seus perfis. Verificou-se que os coeficientes de correlação entre os perfis de consumos das habitações do 2º e 3º piso são respetivamente, 0,83 e 0,96, demonstrando uma correlação forte e muito forte entre eles.

Os perfis característicos das famílias C7 e C9 correspondem a um elevado consumo médio diário comparativamente ao C5, e por isso era expectável que se verificasse alguma diferenças relativamente a capacidade para o sistema PV assegurar as necessidades de consumo do 2º e 3º andar. Com efeito, verificou-se que o consumo de eletricidade dos pares de habitações do 2º andar (Figura 65) pode ser assegurado, mas para 3º piso (Figura 66) o mesmo não se verifica.

Para o 2º piso do ES 2, a produção total diária, praticamente iguala o consumo das habitações, enquanto que para o 3º piso a produção chega a satisfazer sensivelmente 92% da totalidade do consumo global. Salienta-se que, esta avaliação tem em consideração uma produção de eletricidade média anual, se considerarmos a sazonalidade da produção de eletricidade por PV, esta poderá não garantir a totalidade dos consumos do par de habitações do 2º e do 3º andar na mesma proporção. De facto, pela Figura 67 verifica-se que embora nos meses de verão a produção possa assegurar, isoladamente, o consumo global dos pares de habitações de todos os andares (com exceção das habitações do 3º andar), nos meses de inverno apenas fica assegurado 75% e 67% dos consumos globais diários do 2º e 3º piso, respetivamente.

Face ao conjunto de todos as habitações do ES 2, a situação repete-se e apesar da variabilidade dos perfis de consumo de eletricidade em todo o setor residencial, há uma correlação significativa entre eles que resulta em uma menor complementaridade. Como no cenário anterior, a produção de eletricidade não chega para satisfazer os seus consumos globais, pois assegura apenas 37% das suas necessidades de eletricidade (Figura 68).

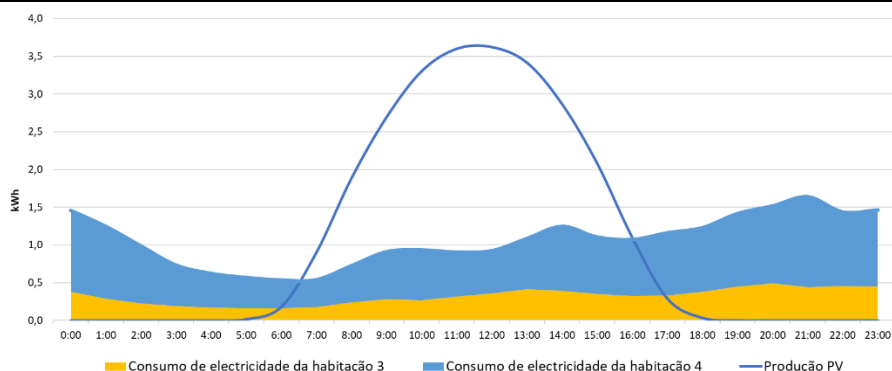


Figura 65 - Diagrama de produção horária de eletricidade por PV e consumo horário de eletricidade das habitações do 2º andar, com uma relação forte de complementaridade ($\rho=0,83$) entre os seus perfis de consumo

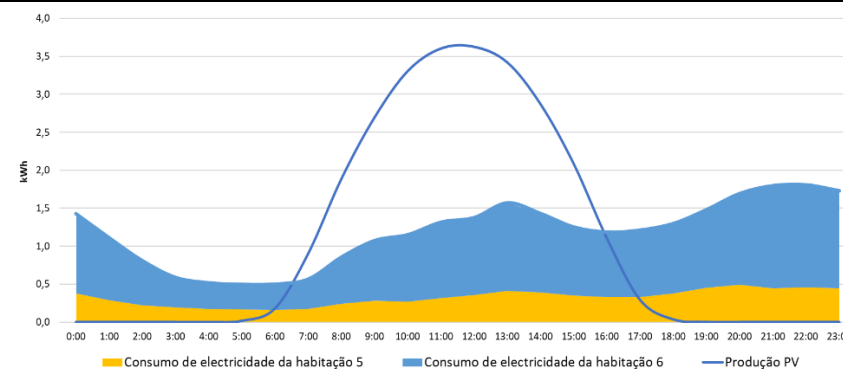


Figura 66 - Diagrama de produção horária de eletricidade por PV e consumo horário de eletricidade das habitações do 3º andar, com uma relação de complementaridade muito forte ($\rho=0,96$) entre os seus perfis de consumo

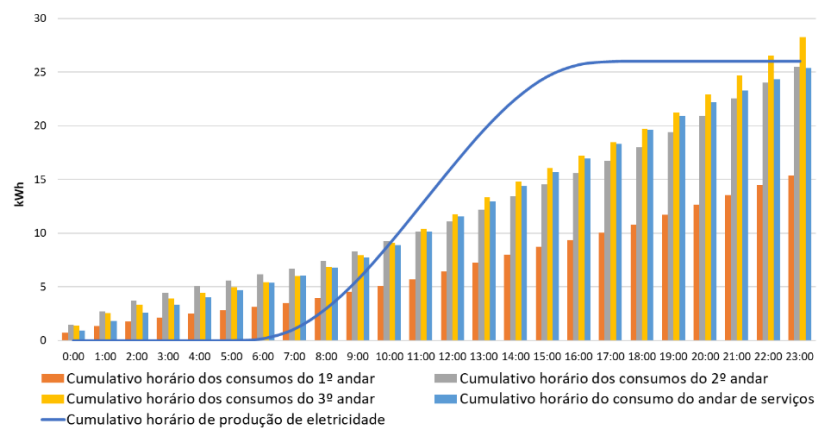


Figura 67 - Comparação entre a produção de eletricidade por PV cumulativa horária global e os consumos de eletricidade cumulativos horários das habitações de cada andar do ES 2

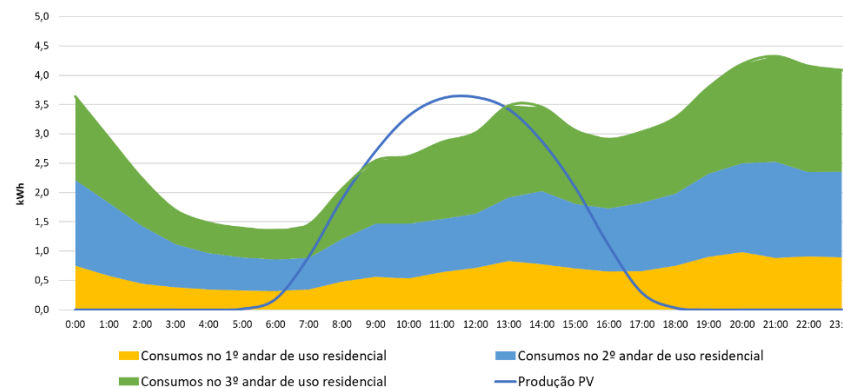


Figura 68 - Diagrama de produção horária de eletricidade por PV e os consumos horários globais de eletricidade das habitações do ES 2

A semelhança do cenário anterior, verificou-se que, o sector residencial não apresenta complementaridade com o sector dos serviços. O perfil de consumo dos serviços apresenta uma correlação moderada ($\rho=0,56$) com o perfil de consumo do 2º andar (Figura 70) e forte ($\rho\approx 0,7$) com os do 1º e 3º andar (Figura 69 e 71, respetivamente)

Relativamente à geração de energia, uma análise das 3 situações, demonstrou que a produção de eletricidade por PV permite satisfazer em 63%, 51% e 48% o conjunto dos consumos das habitações do 1º, 2º e 3º andar e dos serviços, respetivamente. Face a todos os elementos do ES 2, a produção garante apenas 27% das necessidades globais de eletricidade, colocando esta situação como a pior face a todas os cenários contemplados (Figura 72).

Em suma, quando avaliamos o conjunto de todas as possibilidades analisadas, verificamos, como no cenário anterior, que embora a produção assegure praticamente os consumos totais diários de cada piso do edifício, separadamente (Figura 73), não é o suficiente para satisfazer as exigências energéticas das habitações de cada piso em conjunto com os serviços (Figura 74).

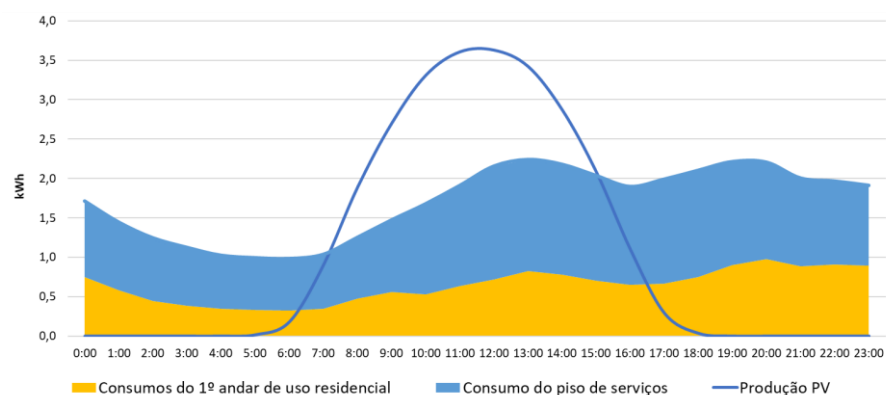


Figura 69 - Diagrama de produção horária de eletricidade por PV e consumo horário de eletricidade no 1º andar e no andar dos serviços, com uma relação de complementaridade forte ($\rho=0,75$) entre os seus perfis de consumo

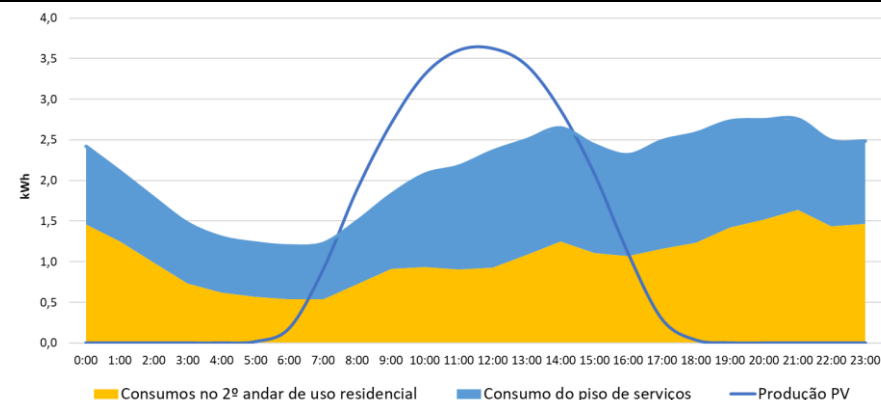


Figura 70 – Diagrama de produção horária de eletricidade por PV e consumo horário de eletricidade no 2º andar e no andar dos serviços, com uma relação de complementaridade moderada ($\rho=0,56$) entre os seus perfis de consumo

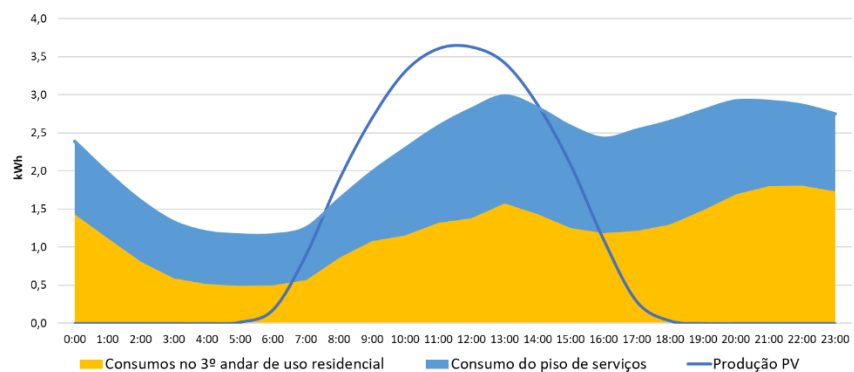


Figura 71 - Diagrama de produção de eletricidade por PV e consumo horário de eletricidade no 3º andar e no andar dos serviços, com uma relação de complementaridade forte ($\rho=0,74$) entre os seus perfis

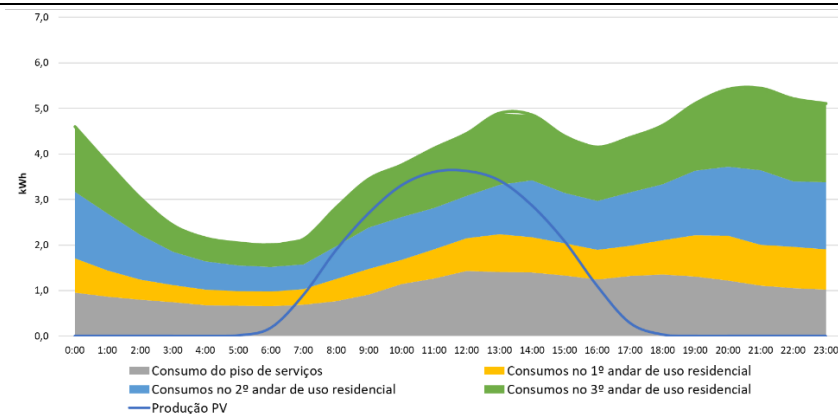


Figura 72 - Diagrama de produção horária de eletricidade por PV e o consumo horário global de eletricidade do ES 2

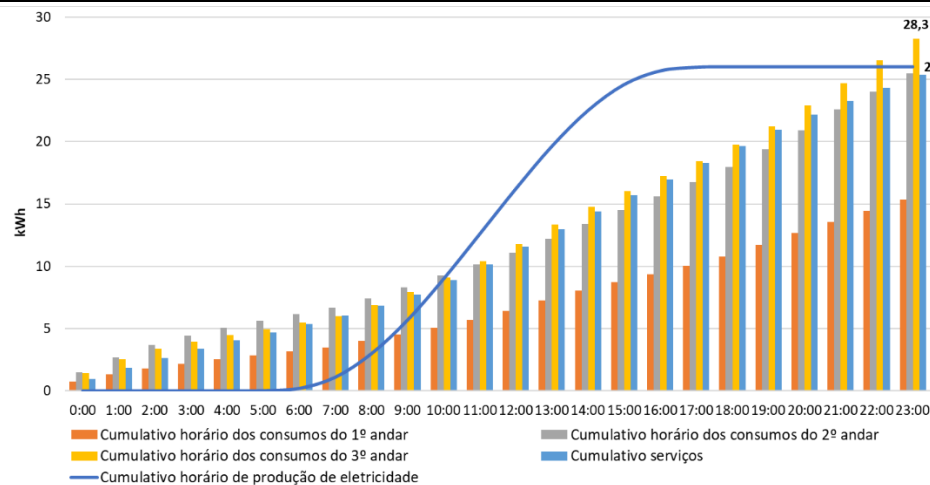


Figura 73 – Comparação entre a produção de eletricidade por PV cumulativa horária global e os consumos de eletricidade cumulativos horários das habitações e do andar de serviços do ES 2

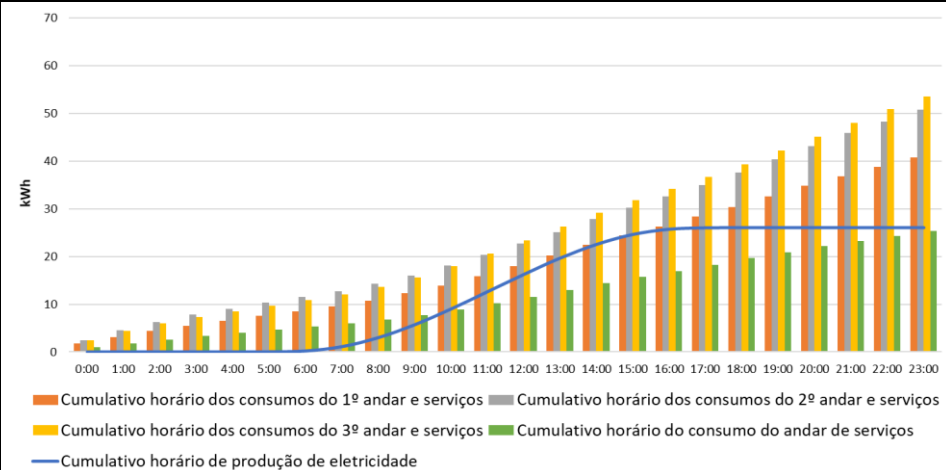


Figura 74 - Comparação entre a produção de eletricidade por PV cumulativa horária global e os consumos cumulativos horários de diferentes combinações entre componentes do ES 2

4.3.3 Cenário C

O edifício sintético do cenário C distingue-se dos edifícios sintéticos anteriores por retratar características típicas do Pragal e Laranjeiro, nomeadamente, telhado plano e maior número de andares). Além de possuir um piso adicional, este edifício caracteriza-se por possuir uma maior área adequada para sistemas PV e, consequentemente, a potência instalada estipulada foi de 11,2 kWp.

Caixa 3: Características do edifício sintético do Cenário C



Edifício sintético 3:

Potencia instalada do sistema PV: 11,2 kWp

1º andar: Habitação 1 - C5; Habitação 2 - C5;

2º andar: Habitação 3 - C5; Habitação 4 - C9;

3º andar: Habitação 5 - C5; Habitação 6 - C7;

4º andar: Habitação 7 - C9; Habitação 8 - C9;

O ES no cenário C, além de contar com um aumento significativo da capacidade instalada do sistema PV, sofreu um incremento dos consumos de eletricidade no sector residencial, função das famílias de consumos atribuídas ao piso adicional. Às habitações do 4º piso foram atribuídas famílias de consumos do tipo C9, no entanto, a distribuição de famílias de consumos no resto do ES 3 manteve-se fundamentalmente igual ao do ES 2, no sentido de verificar se varia a complementaridade entre perfis face ao maior potencial de produção neste cenário.

Relativamente à análise de complementaridade, os perfis de consumo das habitações no 4º andar apresentam uma correlação perfeita ($p=1$), uma vez que lhes foram atribuídos a mesma família de consumo de eletricidade (Figura 75).

Relativamente à geração de energia verificamos que o incremento de potencia instalada permite exceder as necessidades de eletricidade das habitações do 4º andar, apesar do seu elevado consumo. Para os restantes casos verificamos que, neste cenário, as habitações do 1º, 2º e 3º andar beneficiam de uma situação mais vantajosa face à maior capacidade instalada. De facto, a produção chega a exceder a totalidade dos seus consumos diários e mesmo nos meses de inverno, quando a produção de eletricidade por PV é menor, verifica-se que a produção global excede as necessidades energéticas das habitações de todos os andares, quando considerados isoladamente. No entanto, quando avaliamos, coletivamente os consumos de todas as habitações dos edifícios, verificamos o mesmo resultado que a situação homóloga no cenário anterior. Apesar da maior potência instalada no ES 3, esta não é suficiente para satisfazer totalmente o sector residencial, cumprindo apenas cerca de 48% das necessidades de

eletricidades globais. Aliás, mesmo durante os meses de verão, é possível satisfazer apenas 61% do consumo das habitações enquanto que no inverno chega a 36% (Figura 76).

Tal como nos cenários anteriores, não se verificou complementaridade entre os sectores residencial e dos serviços. De facto, ainda que neste caso o coeficiente de correlação seja menor comparativamente aos restantes andares do edifício C ($p = 0,46$), o consumo de eletricidade no 4º andar apresenta uma correlação positiva, e por isso não complementar, com o consumo dos serviços (Figura 77).

Adicionalmente verificou-se que embora a produção não seja o suficiente assegurar completamente os consumos do 4º piso em conjunto com os dos serviços, é o bastante para garantir consumos do 1º andar ou do 2º andar em conjunto com os dos serviços. Com efeito, neste cenário o resultado da análise demonstra existir viabilidade para que as habitações no 1º ou no 2º andar em conjunto com os serviços no piso térreo, sejam providos de sistemas PV de autoconsumo. No caso dos consumos das habitações do 3º e 4º andar em conjunto com os dos serviços, a produção pode satisfazer os consumos totais em 95% e 83%, respetivamente.

Neste cenário parece haver condições para que os dois sectores possam ser maioritariamente abastecidos por energia solar PV, desde que não se considere mais que um piso a funcionar em conjunto com os serviços. Salienta-se que estes resultados dizem respeito à produção média anual de eletricidade. Ao ter em consideração a sazonalidade inerente à produção por solar PV, verifica-se pode diminuir ou aumentar a capacidade do sistema em assegurar os consumos nos meses de inverno e verão, respetivamente (Figura 78).

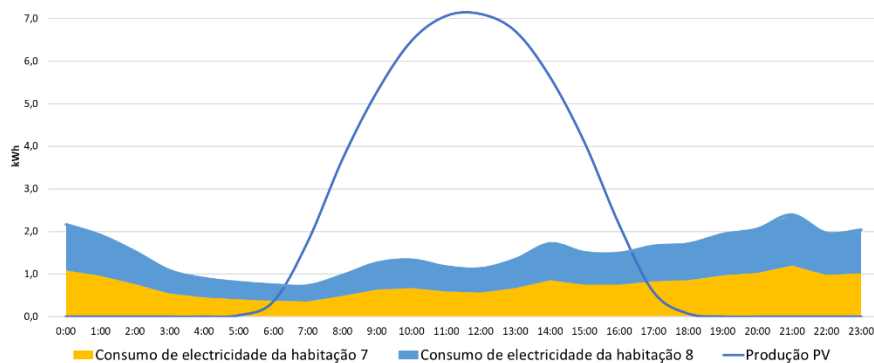


Figura 75 - Diagrama de produção horária de eletricidade por PV e consumo horário de eletricidade das habitações do 4º andar do ES 3

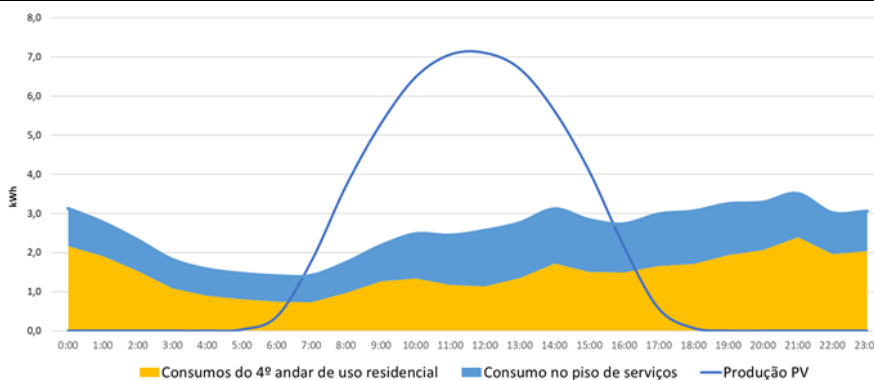


Figura 77 - Diagrama de produção horária de eletricidade por PV e consumo horário de eletricidade no 4º andar e no piso dos serviços, com uma relação de complementaridade fraca ($p=0,46$) entre os seus perfis de consumo

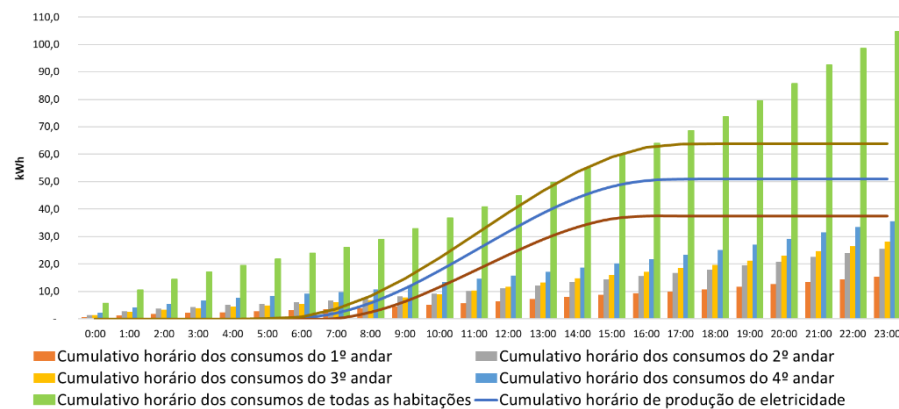


Figura 76 - Comparação entre a produção de eletricidade por PV cumulativa horária global e cumulativa horária no verão e inverno, face aos consumos de eletricidade cumulativos horários de cada componente do ES 3

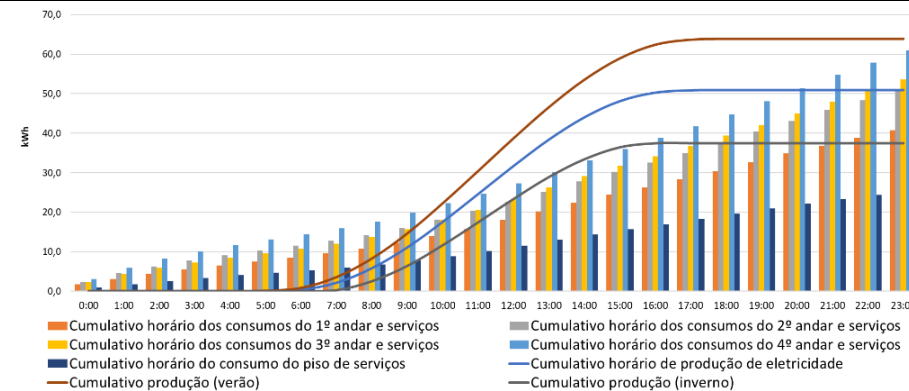


Figura 78 - Comparação entre a produção de eletricidade por PV cumulativa horária global e cumulativa horária no verão e inverno, face aos consumos de eletricidade cumulativos horários de diferentes combinações entre componentes do ES 3

4.3.4 Cenário D

No cenário D é atribuído ao edifício sintético a mesma potência instalada utilizada no ES do cenário anterior. O tipo de telhado e área adequada para sistemas PV também permanece o mesmo, porém neste cenário consideram-se novas combinações de consumos doméstico, com as quais se perfazem todas as combinações possíveis de realizar com os três tipos considerados no estudo.

Os diferentes andares do ES 4 são constituídos por pares de habitações, aos quais foram atribuídos as combinações de consumos de eletricidade mais elevados no sentido de verificar se com a mesma potencia instalada considerada anteriormente, é possível assegurar necessidades de eletricidade maiores. O 1º, 3º e 5º andar mantêm-se iguais ao cenário anterior enquanto no 2º e 4º andar combinam-se tipo de consumos de habitações que não tinham sido avaliados em conjunto anteriormente, nomeadamente, o par C7-C7 e o par C7-C9.

Caixa 4: Características do edifício sintético do Cenário D



Edifício sintético 4:

Potencia instalada do sistema PV: 11,2 kWp

1º andar: Habitação 1 - C5; Habitação 2 - C5;

2º andar: Habitação 3 - C7; Habitação 4 - C7;

3º andar: Habitação 5 - C5; Habitação 6 - C7;

4º andar: Habitação 7 - C7; Habitação 8 - C9;

5º andar: Habitação 9 - C9; Habitação 10 - C9

Relativamente às novas combinações de consumos, verifica-se que existe uma correlação perfeita para o 2º andar (Figura 79), enquanto que no 4º andar (Figura 80), a correlação é muito forte ($p=0,82$), indicando não haver complementaridade em nenhum dos casos.

Ao analisar os consumos e geração de eletricidade neste cenário, verificamos que apenas nos meses de inverno, quando se espera uma produção por solar PV mais reduzida, não é possível assegurar em pleno as necessidades energéticas de todos os componentes do ES 4 isoladamente, com a potencia instalada estabelecida. Nestas condições, apesar de terem sido atribuídas às habitações do 2º e 4º andar as combinações de consumos de eletricidade mais elevadas, verificamos que no primeiro caso as habitações têm as suas necessidades de eletricidade satisfeitas em 91% e, no segundo caso, em aproximadamente 93%. Relativamente aos restantes andares, verificamos o mesmo resultado que a situação homóloga do cenário anterior, i.e., a geração de eletricidade é o suficiente para assegurar as necessidades de consumo de cada andar, isoladamente (Figura 81).

Em todo o caso, face a produção média anual, é possível garantir os consumos de eletricidade de cada piso separadamente. No entanto, quando consideramos os consumos de eletricidade de todos os andares de uso residencial verifica-se que a geração de eletricidade não é o suficiente para assegurar em pleno as necessidades de todas as habitações (Figura 82). Nestas condições o sistema PV apenas permite assegurar 32% do consumo total de eletricidade.

Relativamente à complementaridade entre sectores neste edifício, verificamos para o caso do 2º andar e os serviços, uma correlação forte ($p=0,72$) onde é possível assegurar 77% das necessidades de consumo de eletricidade (Figura 83), enquanto que para o 4º andar em conjunto com os serviços, os perfis apresentam uma correlação moderada ($p=0,64$) onde 80% das necessidades de consumo de eletricidade são asseguradas pela produção por PV (Figura 84).

Salienta-se apesar de isoladamente, ambos poderem ser satisfeitos pela energia produzida por solar PV, quando avaliados em conjunto, as combinações dos serviços e as habitações do 2º e 4º andar representam, em termos da geração e consumo de eletricidade, as piores condições para autoconsumo, comparativamente aos restantes pisos

Finalmente, através de uma análise comparativa entre todas as soluções possíveis verificou-se uma situação idêntica ao referido no cenário B, isto é, apenas 1º andar apresenta condições, face à produção esperada, para em conjunto com os serviços no piso térreo, verem satisfeita as suas necessidades de consumo.

Uma análise comparativa da produção e consumo médio diário, pode demonstrar a viabilidade, de habitações e serviços de edifícios-tipo, com sistema PV nos telhados, terem as suas necessidades de consumo de eletricidade asseguradas por satisfeitas se funcionarem em regime complementar, procurando entre eles estabelecer uma relação de “mutualismo”, onde ambos os sectores beneficiam.

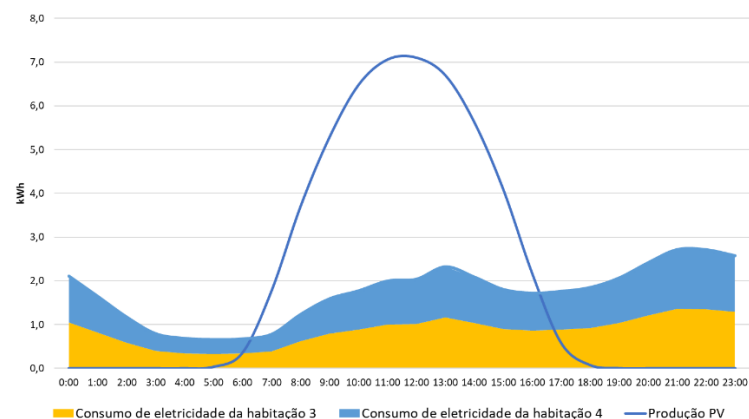


Figura 79 - Diagrama de produção de eletricidade por PV e consumo de eletricidade das habitações do 2º andar, com uma relação de complementaridade perfeita ($\rho=1$) entre os seus perfis de consumo

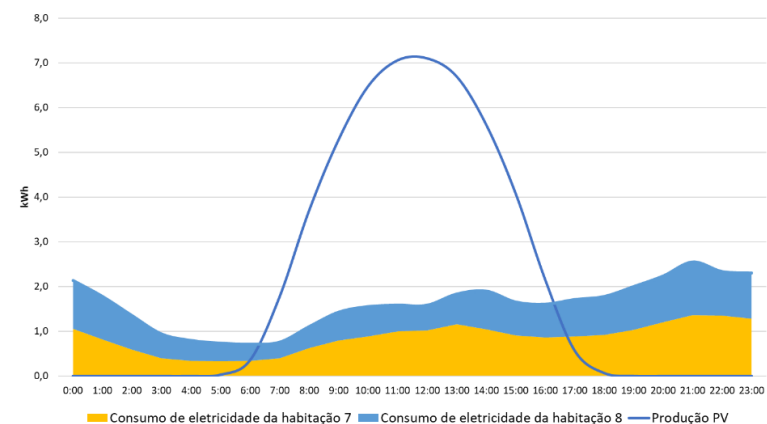


Figura 80 - Diagrama de produção de eletricidade por PV e o consumo de eletricidade das habitações do 4º andar, com uma relação de complementaridade forte ($\rho=0,82$) entre os seus perfis de consumo

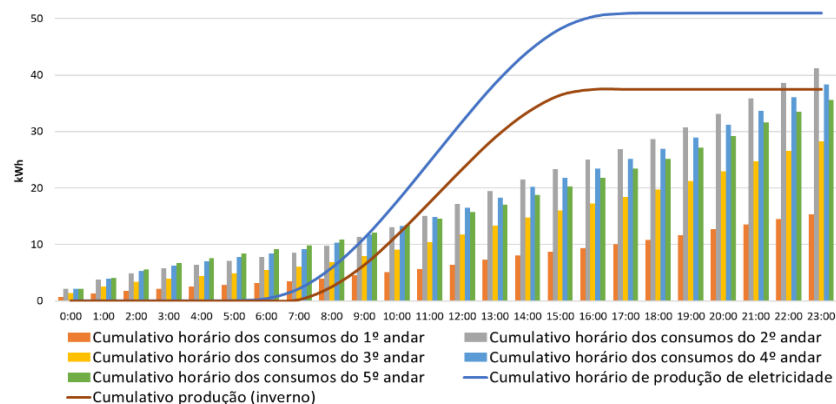


Figura 81 - Comparação entre a produção de eletricidade por PV cumulativa horária global e cumulativa horária no inverno, face aos consumos cumulativos horários de cada componente do ES 4

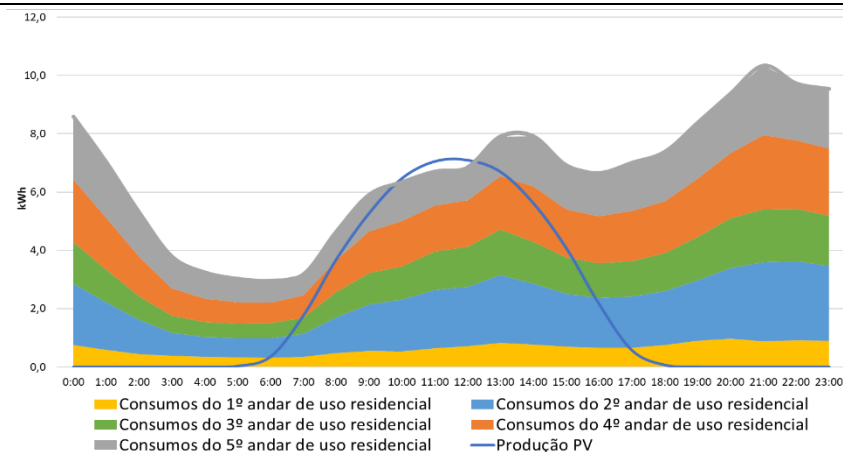


Figura 82 - Diagrama de produção de eletricidade por PV e o consumo de eletricidade de todas as habitações do ES 4

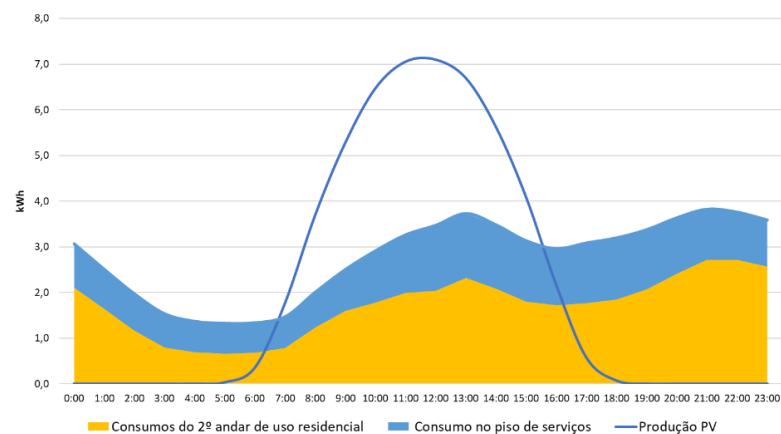


Figura 83 - Diagrama de produção de eletricidade por PV e o consumo de eletricidade nas habitações do 2º andar e no andar de serviços, com uma relação de complementaridade forte ($\rho=0,72$) entre os seus perfis de consumo

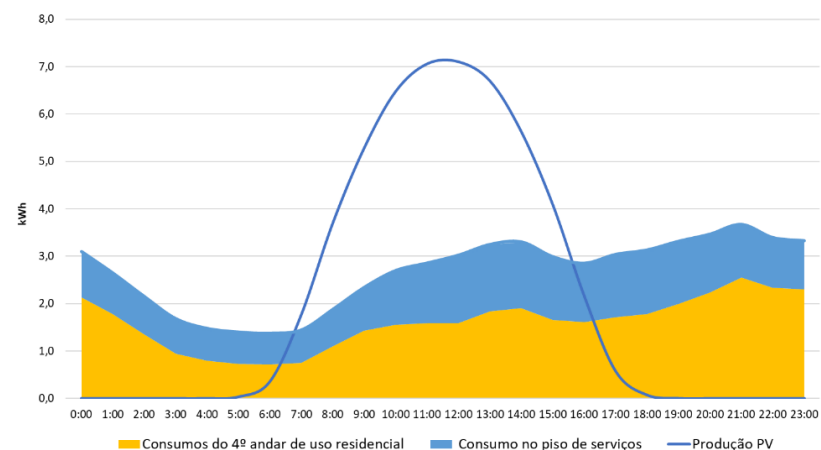


Figura 84 - Diagrama de produção de eletricidade por PV e o consumo de eletricidade nas habitações do 4º andar e no andar de serviços, com uma relação de complementaridade moderada ($\rho=0,64$) entre os seus perfis de consumo

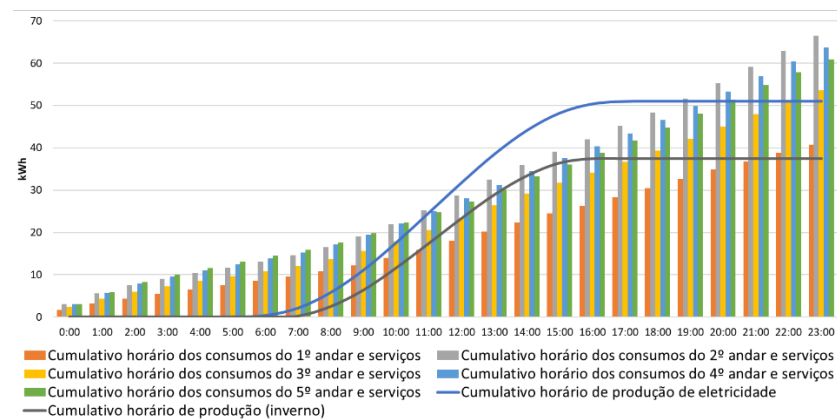


Figura 85 - Comparação entre a produção de eletricidade por PV cumulativa horária global e cumulativa horária no inverno, face aos consumos de eletricidade cumulativos horários de diferentes combinações entre componentes do ES 4

Em nenhum dos cenários se verificou a possibilidade da totalidade das necessidades de energia elétrica do edifício serem completamente asseguradas pelas quantidades produzidas pelo sistema PV. No entanto, a variabilidade sazonal da produção pode permitir a complementaridade para alguns componentes do edifício.

Em todos os cenários a produção esperada do sistema PV de cada ES, permite satisfazer em pleno as necessidades energéticas do sector dos serviços. Porém, apenas no cenário A foi possível uma correspondência total entre produção e o consumo do sector residencial, e apenas nos meses de verão.

A Tabela 15 identifica, de forma sucinta, todas as situações mais interessantes do ponto de vista de complementaridade para com a produção esperada em cada cenário e apresenta uma avaliação em termos de viabilidade técnica, sem ter em consideração a variabilidade sazonal da produção por solar PV.

Tabela 15 – Correspondência entre produção de eletricidade por solar PV nos edifícios sintéticos e complementaridade entre perfis de consumo analisados

	1 andar	2 andares	Todos as habitações	Serviços	Habitações de 1 andar e serviços	Consumo global do ES	Complementaridade entre sector residencial e serviços
Cenário A	✓	✗	✗	✓	✗	✗	✗
Cenário B	✓	✗	✗	✓	✗	✗	✗
Cenário C	✓	✓	✗	✓	✓	✗	✗
Cenário D	✓	✓	✗	✓	✓	✗	✗

5 Conclusão

5.1 Discussão de resultados

A proposta deste trabalho consistiu numa análise sobre a correspondência entre perfis de produção de eletricidade por solar PV e diferentes combinações de perfis de consumo de eletricidade domésticos e de serviços, em cenários de edifícios sintéticos, com o objetivo de potenciar o aproveitamento de eletricidade produzida por sistemas PV, para autoconsumo, em telhados de edifícios de uso misto (habitações e serviços). Adicionalmente, no âmbito de uma análise sobre o potencial técnico para a produção de eletricidade por solar PV em telhados de edifícios residenciais do município de Almada, também realizada neste trabalho, estimou-se a capacidade instalada por freguesia e a correspondente produção anual de eletricidade, bem como o seu contributo para os objetivos de mitigação de emissões de GEE do município. Espera-se que os resultados obtidos possam promover o desenvolvimento e difusão de sistemas de produção de energia fotovoltaica, em meio urbano.

A análise realizada sobre potencial técnico de solar fotovoltaico nos telhados dos edifícios residenciais no município de Almada permitiu obter uma estimativa razoavelmente robusta sobre a capacidade instalada total de sistemas PV, bem como a produção anual de eletricidade e a sua contribuição para a diminuição das emissões de GEE, provenientes do sector elétrico. As características mais urbanas das freguesias selecionadas, como densidade populacional e uma maior proporção de edifícios residenciais, foram tidas em consideração no enquadramento geográfico da análise. Para as freguesias consideradas, nomeadamente, Almada, Pragal, Cacilhas, Cova da Piedade e Laranjeiro foi estimado uma capacidade instalada de 6,7 MW, 2,5 MW, 3,2 MW, 7,4 MW, e 8,2 MW, respetivamente, e que totaliza aproximadamente 28 MW para toda a área de estudo.

O Laranjeiro, com 8,2 MW, apresenta maior capacidade instalada global de entre todas as freguesias consideradas devido as características do seu edificado, nomeadamente, a maior capacidade instalada média por edifício, estimada em aproximadamente 10 kW e a segunda maior área adequada por área de telhado global (27%).

Relativamente à produção anual de eletricidade por sistemas PV, estimou-se para Almada, Pragal, Cacilhas, Cova da Piedade e Laranjeiro, respetivamente 11,3 GWh, 4,2 GWh, 5,4 GWh, 12,4 GWh e 13,9 GWh. O Laranjeiro apresenta, como esperado, a maior contribuição para a produção anual de eletricidade do município, em virtude de uma maior capacidade instalada face às restantes freguesias. Esta produção anual de eletricidade para toda a área de estudo, foi estimada em 47,1 GWh, e equivale a aproximadamente 10% do consumo de energia elétrica total do concelho de Almada, no ano de 2015.

Salienta-se que este resultado diz respeito a apenas cinco freguesias do município de Almada, em função das limitações geográficas consideradas na metodologia. Ao considerar o município em toda a sua extensão, pode-se assumir uma produção anual de eletricidade significativamente maior.

A produção de eletricidade estimada representa uma contribuição positiva para o município, tanto em termos de energia final consumida como em quantidade total de emissões de CO₂ evitadas por utilização de energia renovável. Efetivamente, a análise do PTPV demonstrou que face aos compromissos assumidos pelo município de Almada no Plano de Ação para a Mitigação, o potencial para o aproveitamento de energia PV em edifícios residenciais pode contribuir em 13% para o seu consumo energético global e em 22% para o consumo de eletricidade no ano 2020. Adicionalmente, verificou-se que os 28MW de potência instalado de sistemas PV pode assegurar uma redução em 13 777 toneladas de CO₂ eq, que corresponde a 20% das emissões associadas ao consumo de eletricidade para o sector dos edifícios, para 2020.

Relativamente à análise de complementaridade entre perfis de consumo e de geração de eletricidade por sistemas PV, verificou-se, segundo os critérios utilizados, que não existe complementaridade plena entre os usos residencial e de serviços num mesmo edifício. A complementaridade foi calculada segundo uma análise de correlação sobre a variação horária entre perfis de diferentes combinações de consumos de eletricidade (3 tipos de consumos do uso residencial e um tipo de consumo do uso de serviços). Embora não se tenha verificado complementaridade entre os dois tipos de uso, demonstrou-se que, em alguns casos, a eletricidade produzida pelos sistemas PV é suficiente para assegurar simultaneamente os consumos das habitações de 1 andar e dos serviços, desde que sejam considerados equipamentos e sistemas de armazenamento de eletricidade ou outro esquema compatível com a deslocação horária entre geração e o consumo de eletricidade ao longo do dia.

Pode-se justificar a falta de complementaridade entre perfis de consumo dos usos analisados, com base nas características dos dados utilizados e a escolha do perfil de consumo do sector económico atribuído ao piso térreo dos edifícios sintéticos. Com efeito, a utilização de perfis de consumos médios durante um período de 4 anos, pode ter contribuído para a uniformização dos perfis de consumo associados aos sectores residenciais.

Adicionalmente, demonstrou-se que os consumos característicos dos serviços apresentam uma variabilidade horária semelhante aos consumos residenciais atribuídos às habitações dos edifícios. Assim, uma análise mais pormenorizada, com recurso a perfis de consumo de eletricidade provenientes de habitações e serviços típicos de Almada e recorrendo a casos de estudo com edifícios reais do município, poderá conduzir a resultados mais conclusivos e próximos da realidade. A utilização de consumos de outros sectores económicos, diferentes dos serviços, poderia fornecer informações úteis sobre a complementaridade com consumos residenciais.

Não obstante, a análise realizada demonstrou existir viabilidade para certas combinações entre consumos do uso residencial e de serviços poderem ser assegurados por sistemas PV no telhado de edifícios mistos (habitações e serviços). Estas combinações dizem respeito aos consumos dos serviços e de pares de habitações dos edifícios sintéticos dos cenários C e D. No cenário C, a potência instalada do sistema PV no edifício permite que possam ser assegurados os consumos das habitações do 1º ou do 2º andar, em conjunto com os serviços

enquanto que no edifício D o mesmo apenas se verifica quando considerados os consumos dos pares de habitações do 1º andar em conjunto com os serviços.

Em conclusão, verificou-se que apesar de não ter sido comprovada, categoricamente, a complementaridade entre os perfis de consumo considerados na análise, não se exclui a viabilidade de sistemas PV (com apoio de equipamentos de armazenamento) assegurarem uma parte significativa dos consumos de eletricidade de um conjunto de elementos de um edifício misto, contribuindo desta forma para aumentar a autonomia energética doméstica nas cidades.

5.2 Considerações finais e limitações

A metodologia utilizada para determinar o potencial técnico de solar PV no município de Almada beneficiou da disponibilidade de informação digital georreferenciada sobre as áreas dos edifícios. Esta informação permitiu assegurar a robustez das estimativas efetuadas do potencial de sistemas PV no sector residencial. A informação disponibilizada pelo Departamento de Energia, Clima, Ambiente e Mobilidade (DECAM) da Câmara Municipal de Almada, contribuiu para obter resultados confiáveis e próximos à realidade, no entanto a falta de informação específica sobre algumas características dos edifícios residenciais (por ex.: o tipo de telhado, o grau de inclinação e a orientação) levou a alguns constrangimentos na análise.

Uma análise sistemática de todos os edifícios do sector residencial das freguesias contempladas, com recurso à imagem de satélite do GoogleEarth™, permitiu caracterizar os telhados e conferir um maior detalhe na determinação da área adequada para sistemas PV, ultrapassando assim, esta falta de informação.

Como se veio a verificar, este processo mostrou-se essencial para avaliar com maior exatidão, a área adequada PV, uma vez que tipo de telhado determina, significativamente, o espaço disponível nos telhados. Salienta-se que durante o levantamento do tipo de telhado dos edifícios, não foi tido em consideração quer o grau de inclinação quer a orientação dos telhados inclinados. Assumiu-se que, devido morosidade do processo, esse grau de detalhe não era particularmente relevante, custo-eficaz e possível de validar. Além disso, o âmbito alargado do trabalho levou forçosamente, que tais pormenores não tivessem sido considerados na análise do PTPV.

Outro fator limitante diz respeito às restrições utilizadas na determinação da área adequada para PV. Não foi possível identificar um valor para o fator de utilização ou para o fator de sombreamento, específicos para o caso de Almada. Recorreu-se à revisão da literatura sobre o potencial técnico do solar PV em ambiente urbano, procurando metodologias flexíveis e baseadas em informação facilmente acessível, que permitiram a sua reprodução para realidade de Almada.

Posteriormente a utilização combinada de sistemas de informação geográfico e ferramentas web de simulação do potencial de energia gerada por sistemas fotovoltaicos (PVGIS) permitiu estimar, para cada edifício, a produção anual esperada. Salienta-se que, embora a interface do PVGIS permita caracterizar o tipo de sistema, nomeadamente, localização geográfica, condições climáticas locais, tecnologia PV, potencia instalada e perdas no sistema,

o output depende de algumas condições padrão que o programa assume, tais como: perdas devido a temperatura e efeitos de irradiação, ou seja, o cálculo automaticamente tem em consideração a dependência desempenho da tecnologia PV dessas condições padrão.

A análise da complementaridade entre o sector económico e sector residencial, com recurso a edifícios sintéticos, permitiu averiguar a compatibilidade entre estes dois sectores identificando as condições em que é possível satisfazer as suas necessidades energéticas, utilizando tecnologia solar PV, instalada nos seus telhados.

As limitações encontradas nesta fase do desenvolvimento do trabalho prendem-se sobretudo com a ausência ou incongruência da informação recolhida.

A indisponibilidade de dados relativos a consumos do sector residencial do município de Almada levou a que se recorresse a dados provenientes do município de Évora. O município de Évora, com uma densidade populacional de 43,3 hab./km², tem características tipicamente rurais (Moreira, 2016), ao contrário de Almada que com 2423,8 hab./km², é evidentemente, mais urbana. Apesar de se poder assumir uma diferença marginal entre perfis de consumo (de habitações e serviços), entre estes dois municípios, o mesmo não se aplica sobre a quantidade absoluta de energia consumida. Atendendo às suas diferenças, é expectável alguma discrepância entre os dados provenientes de Évora e os consumos reais destes sectores no município de Almada.

Salienta-se ainda, que a variação sazonal do consumo elétrico do sector dos serviços para o piso térreo foi tida em consideração na análise da complementaridade, uma vez que os dados de origem já traziam essa discriminação, no entanto a mesma consideração não foi feita para as habitações. Os consumos neste sector, ao contrário do que acontece com os consumos do sector económico, representam a média horária (ao longo de um período de 4 anos) e, portanto, não exprime a diferença nos consumos que são diferentes em cada estação do ano.

Relativamente à simulação da produção de eletricidade para os edifícios sintéticos, só foi possível com a utilização da aplicação web - PVGIS, no entanto, o tratamento preliminar dos dados exportados revelou algumas discrepâncias relativamente aos valores correspondentes aos meses de outono. Verificou-se que para esses meses, os valores médios horários de produção de eletricidade eram inferiores aos verificados para os meses de Inverno, o que na prática não corresponde à realidade.

Uma vez que a interface do PVGIS também permite extrair valores de produção médios horários para um dia típico de cada mês, foi possível, por comparação, comprovar essa disparidade. Assim, apesar de se ter considerado a variação sazonal da produção de eletricidade, na análise de complementaridade nos edifícios sintéticos, disponível no Anexo XII, excluíram-se da apresentação e discussão dos resultados quaisquer considerações sobre a compatibilidade entre produção e consumo de eletricidade durante os meses de meia estação (primavera e outono).

5.3 Desenvolvimentos futuros

A exploração do potencial de aproveitamento de energia solar PV em ambiente urbano é crucial não só numa perspetiva de segurança no abastecimento de energia, mas também face à crescente tendência da descentralização da produção de eletricidade e eletrificação do sector de fornecimento de energia que permite conferir uma maior autonomia e autossuficiência às comunidades urbanas. Nessa medida torna-se necessário desenvolver não só o potencial técnico para a sua implementação, mas também considerar a componente social associada à integração de tecnologias de energia renovável.

Durante o desenvolvimento do trabalho foram frequentemente identificadas oportunidades para aprofundar diferentes aspetos do tema. Uma avaliação comparativa entre diferentes tecnologias PV numa perspetiva técnico-económica foi uma componente que não ficou estabelecida nos objetivos iniciais da dissertação, e por isso não foi abordado. De facto, apenas foi considerado um tipo de painel PV, nomeadamente, o silício multi-cristalino, e a viabilidade económica para a sua implementação também não foi abordada. Recomenda-se estudos posteriores onde tais oportunidades sejam investigadas

Adicionalmente, sugere-se investigar a viabilidade económica para o aproveitamento de energia solar térmica, e a semelhança do que foi feito neste trabalho, desenvolver sobre a contribuição de tal tecnologia à escala urbana, para a redução das emissões e do consumo energético nos edifícios residenciais.

A revisão de literatura abordou algumas oportunidades de negócio associadas a implementação de energia renovável nas cidades, à luz do surgimento de novas tecnologias TIC e da distribuição descentralizada de energia em microrredes, no entanto uma abordagem aprofundada sobre tais oportunidades exige uma análise socioeconómica focada no desenvolvimento económico empregabilidade local.

Relativamente a metodologia estabelecida, serve o presente trabalho, como um base, onde posteriormente possam ser identificadas oportunidades para identificar a complementaridade existente entre outros sectores económicos e o sector residencial, uma vez que a utilização de consumos típicos do sector económico focou-se apenas sobre os serviços, correspondentes a pequenas lojas e estabelecimentos de comércio tradicional. Uma avaliação sobre que tipos de atividades económicas são mais coincidentes com o sector residencial, em termos de consumo, podem contribuir, em grande medida, para uma melhor avaliação da complementaridade entre estes dois sectores.

A avaliação do potencial técnico para sistemas PV em edifícios residenciais também exige uma abordagem focada nas tipologias de sistemas usados para autoconsumo, nomeadamente, sistemas isolados da rede (*off-grid*), com ligação à rede (*grid connected* ou *grid tied*) e sistemas híbridos que conjugam sistemas com ligação à rede e acumulação de eletricidade com recurso a sistemas de armazenamento. Devido à sua especificidade, a utilização de baterias não foi abordada nas análises realizadas neste trabalho mas é de especial importância não só face à necessidade armazenamento de eletricidade ou outro esquema

compatível com a deslocação horária entre geração e o consumo de eletricidade ao longo do dia, mas também quando consideramos a hipótese de partilha de eletricidade entre diferentes tipos de consumidores em edifícios de uso misto, onde se pode verificar assincronismo nos seus perfis de eletricidade diários. Assim, a utilização de baterias em estudos sobre o potencial de tecnologia PV em ambientes urbanos é uma consideração que se propõe para desenvolvimentos futuros.

Bibliografia

- AGENEAL. (2010). Estratégia Local Para as Alterações Climáticas do Município de Almada - Plano de Acção para a Mitigação. *Agência Municipal de Energia de Almada*, 1–34. Retrieved from http://www.covenantofmayors.eu/index_en.html
- Ahvenniemi, H., Huovila, A., Pinto-Seppä, I., & Airaksinen, M. (2017). What are the differences between sustainable and smart cities? *Cities*, 60, 234–245. <https://doi.org/10.1016/j.cities.2016.09.009>
- Albino, V., Berardi, U., & Dangelico, R. M. (2015). Smart Cities: Definitions, Dimensions, Performance, and Initiatives. *Journal of Urban Technology*, 22(1), 3–21. <https://doi.org/10.1080/10630732.2014.942092>
- Alsema, E. a, Horst, E. W., Baechler, M., & Fthenakis, V. M. (2006). A cost and environmental impact comparison of grid-connected rooftop and ground-based PV systems. *21th European Photovoltaic Solar Energy Conference, Dresden, Germany, 4-8 September 2006*, (September), 4–8.
- Amato, A., Di Martino, B., Scialdone, M., & Venticinque, S. (2016). Design and evaluation of P2P overlays for energy negotiation in smart micro-grid. *Computer Standards and Interfaces*, 44, 159–168. <https://doi.org/10.1016/j.csi.2015.04.004>
- Angelis-Dimakis, A., Biberacher, M., Dominguez, J., Fiorese, G., Gadocha, S., Gnansounou, E., ... Robba, M. (2011). Methods and tools to evaluate the availability of renewable energy sources. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15(2), 1182–1200. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2010.09.049>
- Apolinário Castedo de Almeida, I. (2013). Avaliação e comparação do potencial solar e fotovoltaico em zonas urbanas .
- APREN. (2015). Boletim das energias renováveis.
- Ban, C., Hong, T., Jeong, K., Koo, C., & Jeong, J. (2017). A simplified estimation model for determining the optimal rooftop photovoltaic system for gable roofs. *Energy and Buildings*, 151, 320–331. <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2017.06.069>
- Basu, A. K., Chowdhury, S. P., Chowdhury, S., & Paul, S. (2011). Microgrids: Energy management by strategic deployment of DERs - A comprehensive survey. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15(9), 4348–4356. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2011.07.116>
- Beatley, T. (2007). Envisioning solar cities: Urban futures powered by sustainable energy. *Journal of Urban Technology*, 14(2), 31–46. <https://doi.org/10.1080/10630730701531682>
- Bhattacharya, M., Awaworyi Churchill, S., & Paramati, S. R. (2017). The dynamic impact of renewable energy and institutions on economic output and CO2 emissions across regions. *Renewable Energy*, 111, 157–167. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2017.03.102>
- Biyik, E., Araz, M., Hepbasli, A., Shahrestani, M., Yao, R., Shao, L., ... Atli, Y. B. (2017). A key review of building integrated photovoltaic (BIPV) systems. *Engineering Science and Technology, an International Journal*, 20(3), 833–858. <https://doi.org/10.1016/j.jestch.2017.01.009>
- Bloomberg New Energy Finance. (2017). Global Trends in Clean Energy Investment. *Bloomberg New Energy Finance*, (January), 1–34.

- Brandão de Vasconcelos, A., Pinheiro, M. D., Manso, A., & Cabaço, A. (2015). A Portuguese approach to define reference buildings for cost-optimal methodologies. *Applied Energy*, 140(January 2012), 316–328. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2014.11.035>
- Breyer, C., Koskinen, O., & Blechinger, P. (2015). Profitable climate change mitigation: The case of greenhouse gas emission reduction benefits enabled by solar photovoltaic systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 49, 610–628. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.04.061>
- Brito, M. C., Freitas, S., Guimarães, S., Catita, C., & Redweik, P. (2017). The importance of facades for the solar PV potential of a Mediterranean city using LiDAR data. *Renewable Energy*, 111, 85–94. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2017.03.085>
- Bullich-Massagué, E., Díaz-González, F., Aragüés-Peñalba, M., Girbau-Llistuella, F., Olivella-Rosell, P., & Sumper, A. (2018). Microgrid clustering architectures. *Applied Energy*, 212(December 2017), 340–361. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.12.048>
- Burger, C., Kuhlmann, A., Richard, P., & Weinmann, J. (2016). Blockchain in the energy transition. A survey among decision-makers in the German energy industry, 41. Retrieved from https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Meldungen/dena_ESMT_Studie_blockchain_englisch.pdf
- Byrne, J., Taminiau, J., Kim, K. N., Lee, J., & Seo, J. (2017). Multivariate analysis of solar city economics: impact of energy prices, policy, finance, and cost on urban photovoltaic power plant implementation. *Wiley Interdisciplinary Reviews: Energy and Environment*, 6(4). <https://doi.org/10.1002/wene.241>
- Byrne, J., Taminiau, J., Kim, K. N., Seo, J., & Lee, J. (2016). A solar city strategy applied to six municipalities: Integrating market, finance, and policy factors for infrastructure-scale photovoltaic development in Amsterdam, London, Munich, New York, Seoul, and Tokyo. *Wiley Interdisciplinary Reviews: Energy and Environment*, 5(1), 68–88. <https://doi.org/10.1002/wene.182>
- Byrne, J., Taminiau, J., Kurdgelashvili, L., & Nam, K. (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, 830–844. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.08.023>
- Câmara Municipal de Almada. (2007). Estratégia Local para as Alterações Climáticas no Município de Almada.
- Câmara Municipal de Almada. (2011a). Estudos de Caracterização do Território Municipal Caderno 2 - Sistema Ambiental. *Revisão Do Plano Director de Almada.*, 619. Retrieved from http://www.m-almada.pt/ngt_server_acd/attachfileu.jsp?look_parentBoui=115156596&att_display=n&att_download=y
- Câmara Municipal de Almada. (2011b). Estudos de Caracterização do Território Municipal Caderno 3 - Sistema de Energia. *Revisão Do Plano Director de Almada.*
- Câmara Municipal de Almada. (2014). *Território e População - Retrato de Almada segundo os Censos 2011.*
- Campos, P., Troncoso, L., Lund, P. D., Cuevas, C., Fissore, A., & Garcia, R. (2016). Potential of distributed photovoltaics in urban Chile. *Solar Energy*, 135, 43–49. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2016.05.043>

- Cao, S., & Sirén, K. (2014). Impact of simulation time-resolution on the matching of PV production and household electric demand. *Applied Energy*, 128, 192–208. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2014.04.075>
- Chowdhury, S., Sumita, U., Islam, A., & Bedja, I. (2014). Importance of policy for energy system transformation : Diffusion of PV technology in Japan and Germany. *Energy Policy*, 68, 285–293. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2014.01.023>
- City of Chicago. (2012). Chicago Green Homes Program: City of Chicago, 2012(April). Retrieved from http://www.cityofchicago.org/city/en/depts/bldgs/provdrs/chicago_green_homesprogram.html
- Coelho, P., Fernandes, E. O., Pereira, M. C., & Varandas, C. (2005). As energias do presente e do futuro.
- Comissão Europeia. (2010). Comunicação da Comissão ao Parlamento europeu, ao Conselho, ao Comité Económico e Social Europeu e ao Comité das Regiões: Energia 2020 - Estratégia para uma energia competitiva, sustentável e segura, COM(2010), 24.
- Commission, E. (2014). Communication From the Commission: Taking stock of the Europe 2020 strategy for smart, sustainable and inclusive growth. *Taking Stock of the Europe 2020 Strategy for Smart, Sustainable and Inclusive Growth*, 21. Retrieved from http://ec.europa.eu/europe2020/pdf/europe2020stocktaking%7B_%7Den.pdf%5Cnhttp://ec.europa.eu/europe2020/pdf/europe2020stocktaking_en.pdf
- Costa, P. M., & Matos, M. A. (2009). Assessing the contribution of microgrids to the reliability of distribution networks. *Electric Power Systems Research*, 79(2), 382–389. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2008.07.009>
- Dameri, R. P., & Cocchia, A. (2013). Smart City and Digital City : Twenty Years of Terminology Evolution. *X Conference of the Italian Chapter of AIS, ITAIS 2013*, 1–8.
- De Bortoli, D., Murray, A., Opie, G., & Pathammavong, C. (2013). Adelaide Solar City Report, (June).
- DGEG. (2016). Estatísticas rápidas - nº 134 - dezembro de 2015.
- Dincer, I. (2000). Renewable energy and sustainable development : a crucial review, 4, 157–175.
- Eickemeier, P., Schlömer, S., Farahani, E., Kadner, S., Brunner, S., Baum, I., & Kriemann, B. (2014). *Climate Change 2014 Mitigation of Climate Change Working Group III Contribution to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*.
- Elias, S., & Krogstie, J. (2017). Smart sustainable cities of the future : An extensive interdisciplinary literature review. *Sustainable Cities and Society*, 31, 183–212. <https://doi.org/10.1016/j.scs.2017.02.016>
- Ellabban, O., Abu-Rub, H., & Blaabjerg, F. (2014). Renewable energy resources: Current status, future prospects and their enabling technology. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 39, 748–764. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.07.113>
- Environment California Research & Policy Center. (2012). California ' s Solar Cities 2012 Leaders in the Race Toward a Clean Energy Future. Retrieved from <http://www.environmentcalifornia.org/sites/environment/files/reports/California's>

- Europe, J. U. (2017). JPI Urban Europe Projects Catalogue 2017. Retrieved from <http://jpi-urbaneurope.eu/>
- Eurostat. (2016). *Energy balance sheets. Publications Office of the European Union* (Vol. 33). <https://doi.org/10.2785/52802>
- Famuyibo, A. A., Duffy, A., & Strachan, P. (2012). Developing archetypes for domestic dwellings - An Irish case study. *Energy and Buildings*, 50, 150–157. <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2012.03.033>
- Fastenrath, S., & Braun, B. (2016). Sustainability transition pathways in the building sector: Energy-efficient building in Freiburg (Germany). *Applied Geography*, 1–11. <https://doi.org/10.1016/j.apgeog.2016.09.004>
- Ferrão, J., Rodrigues, D., Vala, F., & Gomes, J. F. (2003). VIII - Actividades Económicas. In *Atlas da Área Metropolitana de Lisboa - 2003* (p. 24).
- Ferreira, V. G., & Pereira, T. C. (2017). PORTUGUESE NATIONAL INVENTORY REPORT ON GREENHOUSE GASES, 1990 - 2017 Submitted under the United Nations Framework Convention on Climate Change, 1990–2015.
- Freitas, S., Catita, C., Redweik, P., & Brito, M. C. (2015). Modelling solar potential in the urban environment: State-of-the-art review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 41, 915–931. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.08.060>
- Giotitsas, C., Pazaitis, A., & Kostakis, V. (2015). A peer-to-peer approach to energy production. *Technology in Society*, 42, 28–38. <https://doi.org/10.1016/j.techsoc.2015.02.002>
- Gooding, J., Edwards, H., Giesekam, J., & Crook, R. (2013). Solar City Indicator: A methodology to predict city level PV installed capacity by combining physical capacity and socio-economic factors. *Solar Energy*, 95(August 2012), 325–335. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2013.06.027>
- Gouveia, J. P., & Seixas, J. (2016). Unraveling electricity consumption profiles in households through clusters: Combining smart meters and door-to-door surveys. *Energy & Buildings*, 116, 666–676. <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2016.01.043>
- Graça, F. A. A. (2011). *Eficiência Energética em Edifícios de Serviços no Concelho de Almada*. Universidade Nova de Lisboa.
- Grauthoff, M., Janssen, U., & Fernandes, J. (2012). Identification and mobilisation of solar potentials via local strategies - POLIS.
- Green, J., & Newman, P. (2017). Citizen utilities: The emerging power paradigm. *Energy Policy*, 107(January), 370. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2017.04.036>
- Hernandez, R. R., Easter, S. B., Murphy-Mariscal, M. L., Maestre, F. T., Tavassoli, M., Allen, E. B., ... Allen, M. F. (2014). Environmental impacts of utility-scale solar energy. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 29, 766–779. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2013.08.041>
- Hernandez, R. R., Hoffacker, M. K., & Field, C. B. (2015). Efficient use of land to meet sustainable energy needs. *Nature Climate Change*, 5(4), 353–358. <https://doi.org/10.1038/nclimate2556>
- Hofierka, J., & Kaňuk, J. (2009). Assessment of photovoltaic potential in urban areas using open-source solar radiation tools. *Renewable Energy*, 34(10), 2206–2214. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2009.02.021>

- Huber, A. (2017). Theorising the dynamics of collaborative consumption practices: A comparison of peer-to-peer accommodation and cohousing. *Environmental Innovation and Societal Transitions*, 23, 53–69. <https://doi.org/10.1016/j.eist.2016.12.001>
- Hwang, T., Kang, S., & Tai, J. (2012). Optimization of the building integrated photovoltaic system in office buildings — Focus on the orientation , inclined angle and installed area. *Energy & Buildings*, 46, 92–104. <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2011.10.041>
- Ibrahim, A. (2011). Analysis of Electrical Characteristics of Photovoltaic Single Crystal Silicon Solar Cells at Outdoor Measurements. *Smart Grid and Renewable Energy*, 02(02), 169–175. <https://doi.org/10.4236/sgre.2011.22020>
- IEA. (2016a). Next Generation Wind and Solar Power - From cost to value, 40. <https://doi.org/10.1787/9789264258969-en>
- IEA. (2016b). Statistics - Key Renewables Trends (Renewables Information, 2016 edition).
- INE, I. P. (2015). *Anuário Estatístico da Área Metropolitana de Lisboa 2015*. (I. P. Instituto Nacional de Estatística, Ed.).
- International Energy Agency. (2002). Potential for Building Integrated Photovoltaics. *Report IEA - PVPS T7-4 : 2002 (Summary)*, 2002, 1–12.
- International Energy Agency. (2016). Energy, Climate Change & Environment 2016 Insights.
- International Energy Agency. (2017). 2016 Snapshot of Global Photovoltaic Markets, 1–16. Retrieved from http://www.iea-pvps.org/fileadmin/dam/public/report/statistics/IEA-PVPS_-_A_Snapshot_of_Global_PV_-_1992-2016__1_.pdf
- International Energy Agency IEA. (2014). Solar Photovoltaic Energy. *Technology Roadmap*, 60. https://doi.org/10.1007/SpringerReference_7300
- IRENA. (2013). *REthinking Energy*. *ASHRAE Journal* (Vol. 55).
- Izquierdo, S., Rodrigues, M., & Fueyo, N. (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), 929–939. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2008.03.007>
- Jacobson, M. Z. (2009). Review of solutions to global warming , air pollution , and energy security †, (June 2008), 148–173. <https://doi.org/10.1039/b809990c>
- Jadraque, E., Alegre, J., Martí, G., & Ordóñez, J. (2010). Analysis of the photovoltaic solar energy capacity of residential rooftops in Andalusia (Spain), 14, 2122–2130. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2010.01.001>
- Jäger-Waldau, A. (2016). Snapshot of Photovoltaics March 2016. *JRC Science for Policy Report*, JRC 100742(May).
- Jenks, M., & Dempsey, N. (2005). *Future Forms and Design for Sustainable Cities*.
- Jinyue, Y., Chou, S. K., & Chen, B. (2017). Clean , affordable and reliable energy systems for low carbon city transition, 194, 305–309. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.03.066>
- Johnson, M. (2017). Controlling and optimizing resilient distributed energy resources and

- microgrids with a demand-side operation platform. *The Electricity Journal*, 30(4), 12–15. <https://doi.org/10.1016/j.tej.2017.03.010>
- Kadir, A. F. A., Khatib, T., & Elmenreich, W. (2014). Integrating Photovoltaic Systems in Power System: Power Quality Impacts and Optimal Planning Challenges. *International Journal of Photoenergy*, 2014. <https://doi.org/10.1155/2014/321826>
- Karatepe, E., Boztepe, M., & Metin, C. (2007). Development of a suitable model for characterizing photovoltaic arrays with shaded solar cells, 81, 977–992. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2006.12.001>
- Khan, J., & Arsalan, M. H. (2016). Estimation of rooftop solar photovoltaic potential using geo-spatial techniques: A perspective from planned neighborhood of Karachi - Pakistan. *Renewable Energy*, 90, 188–203. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2015.12.058>
- Khodakarami, J., & Ghobadi, P. (2016). Urban pollution and solar radiation impacts. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 57, 965–976. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.12.166>
- Kim, J. (2016). International Solar Cities Initiative.
- Krellenberg, K., Koch, F., & Kabisch, S. (2016). Urban Sustainability Transformations in lights of resource efficiency and resilient city concepts. *Current Opinion in Environmental Sustainability*, 22, 51–56. <https://doi.org/10.1016/j.cosust.2017.04.001>
- Kurokawa, K. (2001). PV systems in urban environment. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 67(1–4), 469–479. [https://doi.org/10.1016/S0927-0248\(00\)00316-0](https://doi.org/10.1016/S0927-0248(00)00316-0)
- Lacal Arantegui, R., & Jäger-Waldau, A. (2017). Photovoltaics and wind status in the European Union after the Paris Agreement. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 81(December 2016), 2460–2471. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.06.052>
- Li, D., Liu, G., & Liao, S. (2015). Solar potential in urban residential buildings. *Solar Energy*, 111, 225–235. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2014.10.045>
- Li, W., Song, G., Beresford, M., & Ma, B. (2011). China's transition to green energy systems: The economics of home solar water heaters and their popularization in Dezhou city. *Energy Policy*, 39(10), 5909–5919. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2011.06.044>
- Long, C., Wu, J., Zhang, C., Cheng, M., & Al-Wakeel, A. (2017). Feasibility of Peer-to-Peer Energy Trading in Low Voltage Electrical Distribution Networks. *Energy Procedia*, 105, 2227–2232. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.03.632>
- Markvart, T. (2006). Power Systems for the 21st Century?, (August).
- Marsal-Llacuna, M. L., & Segal, M. E. (2016). The Intelligent Method (I) for making “smarter” city projects and plans. *Cities*, 55, 127–138. <https://doi.org/10.1016/j.cities.2016.02.006>
- Mengelkamp, E., Gärttner, J., Rock, K., Kessler, S., Orsini, L., & Weinhardt, C. (2017). Designing microgrid energy markets. A case study: The Brooklyn Microgrid. *Applied Energy*. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.06.054>
- Miguel, L. P. (2017). Perfis de consumo de eletricidade de setores económicos : Análise exploratória com base em contadores inteligentes Orientador : Professora Doutora

- Ministério Do Ambiente, O. T. E. (2014). Decreto-Lei n.º 153/2014. *Diário Da República - I Série, N.º 202*, 5298–5311. Retrieved from <https://dre.pt/application/file/58428682>
- Mohajeri, N., Assouline, D., Gudmundsson, A., & Scartezzini, J. L. (2017). Effects of city size on the large-scale decentralised solar energy potential. *Energy Procedia*, 122, 697–702. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.07.372>
- Mohajeri, N., Upadhyay, G., Gudmundsson, A., Assouline, D., Kämpf, J., & Scartezzini, J. L. (2016). Effects of urban compactness on solar energy potential. *Renewable Energy*, 93, 469–482. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2016.02.053>
- Molin, A., Schneider, S., Rohdin, P., & Moshfegh, B. (2016). Assessing a regional building applied PV potential - Spatial and dynamic analysis of supply and load matching. *Renewable Energy*, 91, 261–274. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2016.01.084>
- Moreira, D. M. S. (2016). Solar PV rooftop in households : technical potential for the municipality of Évora, (March 2016), 87.
- Morstyn, T., Farrell, N., Darby, S. J., & McCulloch, M. D. (2018). Using peer-to-peer energy-trading platforms to incentivize prosumers to form federated power plants. *Nature Energy*, 3(2), 94–101. <https://doi.org/10.1038/s41560-017-0075-y>
- Neij, L., Heiskanen, E., & Strupeit, L. (2017). The deployment of new energy technologies and the need for local learning. *Energy Policy*, 101(September 2016), 274–283. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2016.11.029>
- Nelson, J., Gambhir, A., & Ekins-Daukes, N. (2014). Solar power for CO2 mitigation. *Grantham Institute for Climate Change*, 11(11), 1–16. Retrieved from <https://www.imperial.ac.uk/media/imperial-college/grantham-institute/public/publications/briefing-papers/Solar-power-for-CO2-mitigation---Grantham-BP-11.pdf>
- Orioli, A., & Di Gangi, A. (2014). Review of the energy and economic parameters involved in the effectiveness of grid-connected PV systems installed in multi-storey buildings. *Applied Energy*, 113, 955–969. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2013.08.014>
- Ostrom, E. (2010). Polycentric systems for coping with collective action and global environmental change. *Global Environmental Change*, 20(4), 550–557. <https://doi.org/10.1016/j.gloenvcha.2010.07.004>
- Park, C., & Yong, T. (2017). Comparative review and discussion on P2P electricity trading. *Energy Procedia*, 128, 3–9. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.09.003>
- Parnell, S. (2016). Defining a Global Urban Development Agenda. *World Development*, 78, 529–540. <https://doi.org/10.1016/j.worlddev.2015.10.028>
- Patrao, I., Figueres, E., Garcerá, G., & González-Medina, R. (2015). Microgrid architectures for low voltage distributed generation. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 43, 415–424. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.11.054>
- Pearce, J. M. (2002). Photovoltaics - A path to sustainable futures. *Futures*, 34(7), 663–674. [https://doi.org/10.1016/S0016-3287\(02\)00008-3](https://doi.org/10.1016/S0016-3287(02)00008-3)
- Peng, J., & Lu, L. (2013a). Investigation on the development potential of rooftop PV system in Hong Kong and its environmental benefits. *Renewable and Sustainable*

- Energy Reviews*, 27, 149–162. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2013.06.030>
- Peng, J., & Lu, L. (2013b). Investigation on the development potential of rooftop PV system in Hong Kong and its environmental benefits. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 27, 149–162. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2013.06.030>
- Perpiña Castillo, C., Filipe, B. e S., & Lavallo, C. (2015). An assessment of the regional potential for solar power generation in EU-28. *Energy Policy*, 88, 86–99. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2015.10.004>
- Phillis, Y. A., Kouikoglou, V. S., & Verdugo, C. (2017). Urban sustainability assessment and ranking of cities. *Computers, Environment and Urban Systems*, 64, 254–265. <https://doi.org/10.1016/j.compenvurbsys.2017.03.002>
- Pillai, G., Putrus, G., Pearsall, N., & Georgitsioti, T. (2017). The effect of distribution network on the annual energy yield and economic performance of residential PV systems under high penetration. *Renewable Energy*, 108, 144–155. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2017.02.047>
- Pitt, D., & Michaud, G. (2015). Assessing the Value of Distributed Solar Energy Generation. *Current Sustainable/Renewable Energy Reports*, 2(3), 105–113. <https://doi.org/10.1007/s40518-015-0030-0>
- Rajgor, G. (2006). Solar City Showcase. *Sustainable Building*, (October), 60–61.
- Ramesh, T., Prakash, R., & Shukla, K. K. (2010). Life cycle energy analysis of buildings: An overview. *Energy and Buildings*, 42(10), 1592–1600. <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2010.05.007>
- REN21. (2016). *Renewables 2016 - Global Status Report*. [https://doi.org/ISBN 978-3-9818107-0-7](https://doi.org/ISBN%20978-3-9818107-0-7)
- REN21. (2017). *Renewables 2017 - Global Status Report*.
- Ruotsalainen, J., Karjalainen, J., Child, M., & Heinonen, S. (2017). Culture, values, lifestyles, and power in energy futures: A critical peer-to-peer vision for renewable energy. *Energy Research & Social Science*, 34(July), 231–239. <https://doi.org/10.1016/j.erss.2017.08.001>
- Rutherford, J., & Coutard, O. (2014). Urban Energy Transitions: Places, Processes and Politics of Socio-technical Change. *Urban Studies*, 51(7), 1353–1377. <https://doi.org/10.1177/0042098013500090>
- Santos, T., Gomes, N., Freire, S., Brito, M. C., Santos, L., & Tenedório, J. A. (2014). Applications of solar mapping in the urban environment. *Applied Geography*, 51, 48–57. <https://doi.org/10.1016/j.apgeog.2014.03.008>
- Schallenberg-Rodríguez, J. (2013). Photovoltaic techno-economical potential on roofs in regions and islands : The case of the Canary Islands . Methodological review and methodology proposal, 20, 219–239. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2012.11.078>
- Sechilariu, M., Wang, B., & Locment, F. (2013). Building-integrated microgrid: Advanced local energy management for forthcoming smart power grid communication. *Energy and Buildings*, 59, 236–243. <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2012.12.039>
- Selles Ribeiro, T. B., Selles Ribeiro, F., & Selles Ribeiro, R. de M. The role of PV on rural electrification in Brazil: The light for all program (1996).
- Shah, V., & Booream-Phelps, J. (2015). Crossing the Chasm. Solar Grid Parity in a Low Oil Price Era. *Deutsche Bank – Markets Research*, 185. <https://doi.org/http://www.climatecouncil.org.au/uploads/ed4518226c655546cc529>

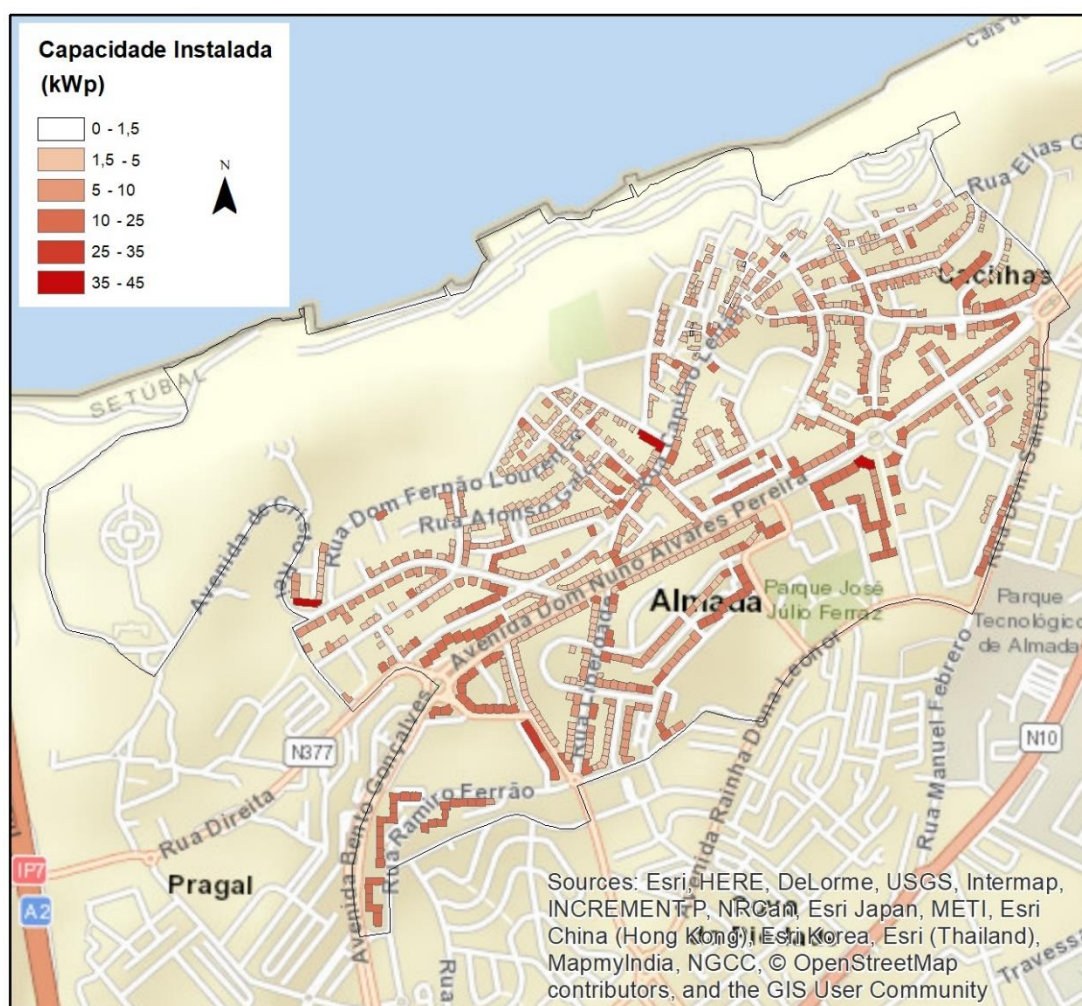
- Singh, R., & Banerjee, R. (2015). Estimation of rooftop solar photovoltaic potential of a city. *Solar Energy*, 115, 589–602. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2015.03.016>
- Solar Energy Industries Association, & Greentech Media. (2013). U . S . Solar Market Insight.
- Sousa, C., Pina, A., Cerezo, C., & Reinhart, C. (2017). The use of multi-detail building archetypes in urban energy modelling. *Energy Procedia*, 111(September 2016), 817–825. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.03.244>
- Sovacool, B. K., & Brown, M. A. (2009). Scaling the policy response to climate change. *Policy and Society*, 27(4), 317–328. <https://doi.org/10.1016/j.polsoc.2009.01.003>
- Spertino, F., Di Leo, P., & Cocina, V. (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, 531–540. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2013.08.024>
- Su, W., & Wang, J. (2012). Energy Management Systems in Microgrid Operations.pdf. *The Electricity Journal*, 25(8). Retrieved from http://ac.els-cdn.com/S104061901200214X/1-s2.0-S104061901200214X-main.pdf?_tid=3c37dc52-2b39-11e3-aa7f-00000aacb362&acdnat=1380701237_28b23a4df5e6888be036441a076d95e7
- Sütterlin, B., & Siegrist, M. (2017). Public acceptance of renewable energy technologies from an abstract versus concrete perspective and the positive imagery of solar power. *Energy Policy*, 106(April), 356–366. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2017.03.061>
- Tampakis, S., Tsantopoulos, G., Arabatzis, G., & Rerras, I. (2013). Citizens' views on various forms of energy and their contribution to the environment. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 20, 473–482. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2012.12.027>
- Troudi, N., & Kropf, P. (2003). Agents and P2P Combined For E-commerce.
- UNEP. (2012). *Sustainable, Resource Efficient Cities – Making it Happen! United Nations Environment Programme*.
- United Nations. (2015a). Paris Agreement. *21st Conference of the Parties of the United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC)*, 1–16.
- United Nations. (2015b). Transforming our world: the 2030 Agenda for Sustainable Development. *General Assembly 70 Session*, 16301(October), 1–35. <https://doi.org/10.1007/s13398-014-0173-7.2>
- United Nations. (2017). *World Population Prospects - The 2017 Revision*.
- Verbong, G. P. J., & Geels, F. W. (2010). Exploring sustainability transitions in the electricity sector with socio-technical pathways. *Technological Forecasting & Social Change*, 77(8), 1214–1221. <https://doi.org/10.1016/j.techfore.2010.04.008>
- Vijayavenkataraman, S., Iniyan, S., & Goic, R. (2012). A review of climate change , mitigation and adaptation. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 16(1), 878–897. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2011.09.009>
- Visa, I., Moldovan, M. D., Comsit, M., & Duta, A. (2014). Improving the renewable energy mix in a building toward the nearly zero energy status. *Energy and Buildings*, 68(PARTA), 72–78. <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2013.09.023>

- Von Borgstede, C., Andersson, M., & Johnsson, F. (2013). Public attitudes to climate change and carbon mitigation-Implications for energy-associated behaviours. *Energy Policy*, 57, 182–193. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2013.01.051>
- Wang, Z., Wennersten, R., & Sun, Q. (2017). Outline of principles for building scenarios – Transition toward more sustainable energy systems. *Applied Energy*, 185, 1890–1898. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.12.062>
- Webb, J., Hawkey, D., & Tingey, M. (2016). Governing cities for sustainable energy : The UK case ☆ , ☆☆. *JCIT*, 54, 28–35. <https://doi.org/10.1016/j.cities.2015.10.014>
- Wiginton, L. K., Nguyen, H. T., & Pearce, J. M. (2010). Quantifying rooftop solar photovoltaic potential for regional renewable energy policy. *Computers, Environment and Urban Systems*, 34(4), 345–357. <https://doi.org/10.1016/j.compenvurbsys.2010.01.001>
- Willmann, T. (2015). Statistisches Jahrbuch 2015. *Beiträge Zur Statistik Der Stadt Freiburg Im Breisgau*, (November).
- Wirth, H. (2015). Recent facts about photovoltaics in Germany. *Fraunhofer ISE*, 92. Retrieved from <http://pschuetzenduebe.webclient5.de/wp-content/uploads/130912-Recent-Facts-PV-Germany.pdf>
- World Economic Forum. (2017). The Future of Electricity New Technologies Transforming the Grid Edge, (March).
- Zhang, C., Wu, J., Cheng, M., Zhou, Y., & Long, C. (2016). A Bidding System for Peer-to-Peer Energy Trading in a Grid-connected Microgrid. *Energy Procedia*, 103(April), 147–152. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2016.11.264>
- Zhang, C., Wu, J., Long, C., & Cheng, M. (2017). Review of Existing Peer-to-Peer Energy Trading Projects. *Energy Procedia*, 105, 2563–2568. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.03.737>
- Zhang, D., Liu, S., & Papageorgiou, L. G. (2014). Fair cost distribution among smart homes with microgrid. *Energy Conversion and Management*, 80, 498–508. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2014.01.012>
- Zhang, D., Shah, N., & Papageorgiou, L. G. (2013). Efficient energy consumption and operation management in a smart building with microgrid. *Energy Conversion and Management*, 74, 209–222. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2013.04.038>
- Zhumabekuly, N., & Svetinovic, D. (2016). Security and Privacy in Decentralized Energy Trading through Multi-signatures, Blockchain and Anonymous Messaging Streams. *IEEE Transactions on Dependable and Secure Computing*, 5971(c), 1–1. <https://doi.org/10.1109/TDSC.2016.2616861>

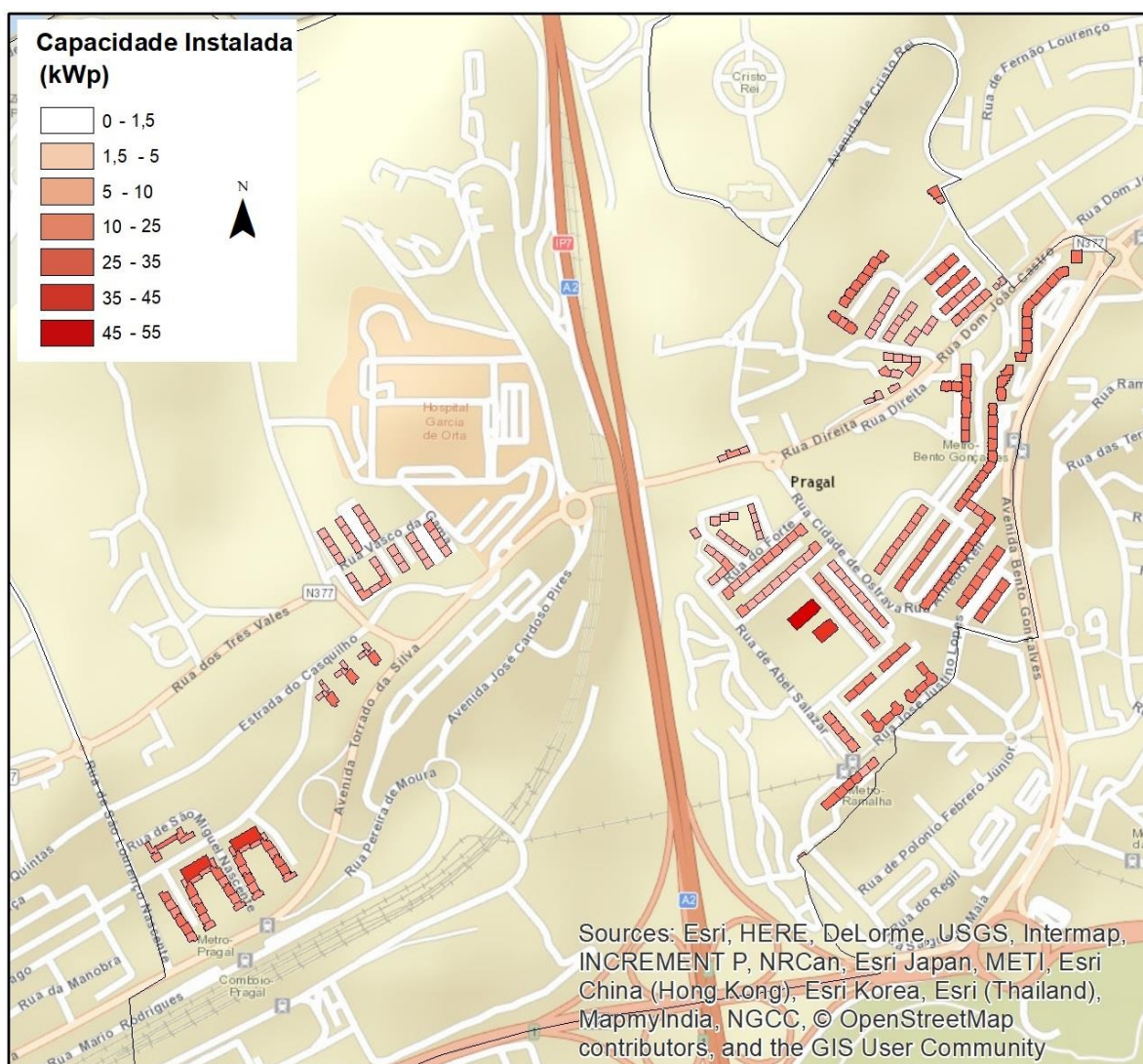
Anexos

Capacidade instalada potencial das freguesias analisadas

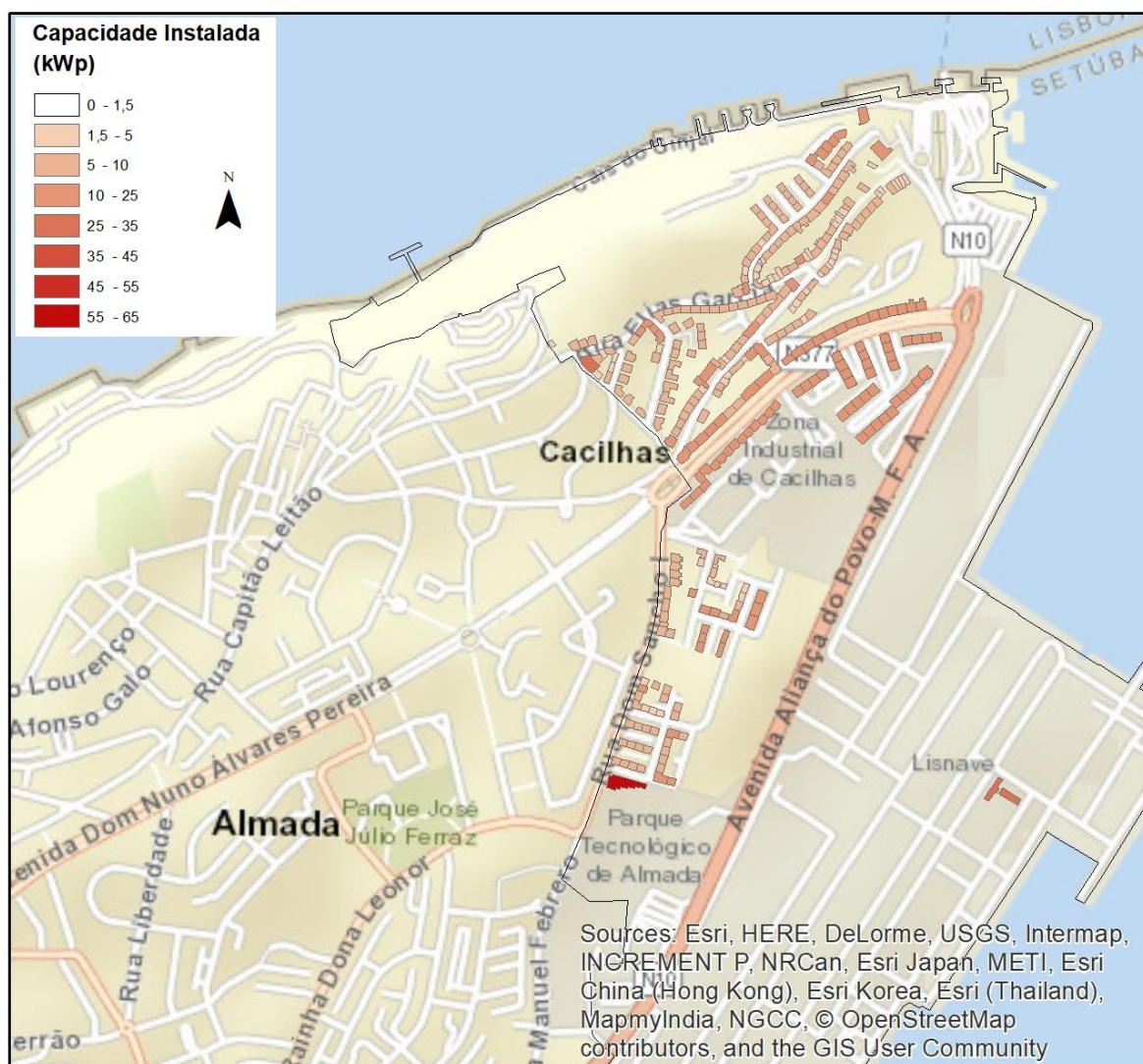
Anexo I – Almada



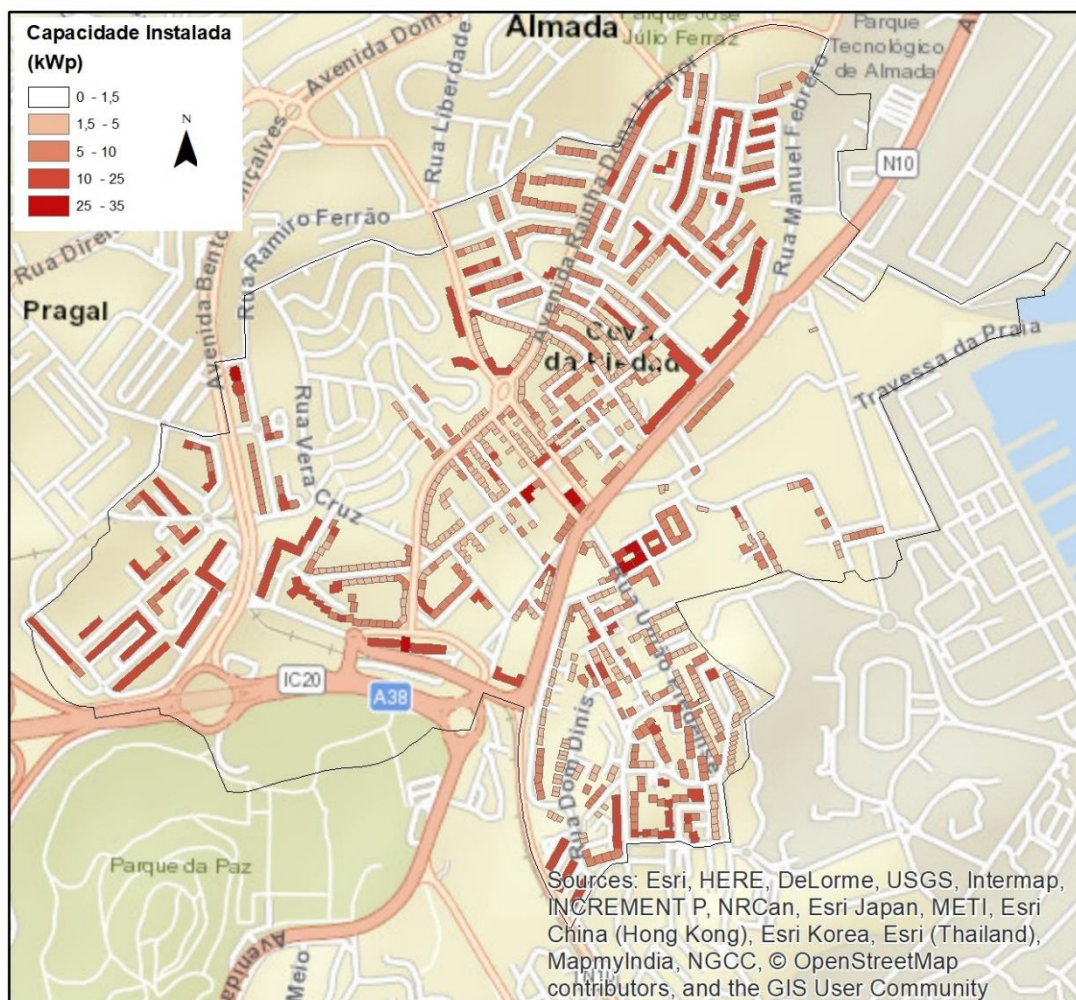
Anexo II- Pragal



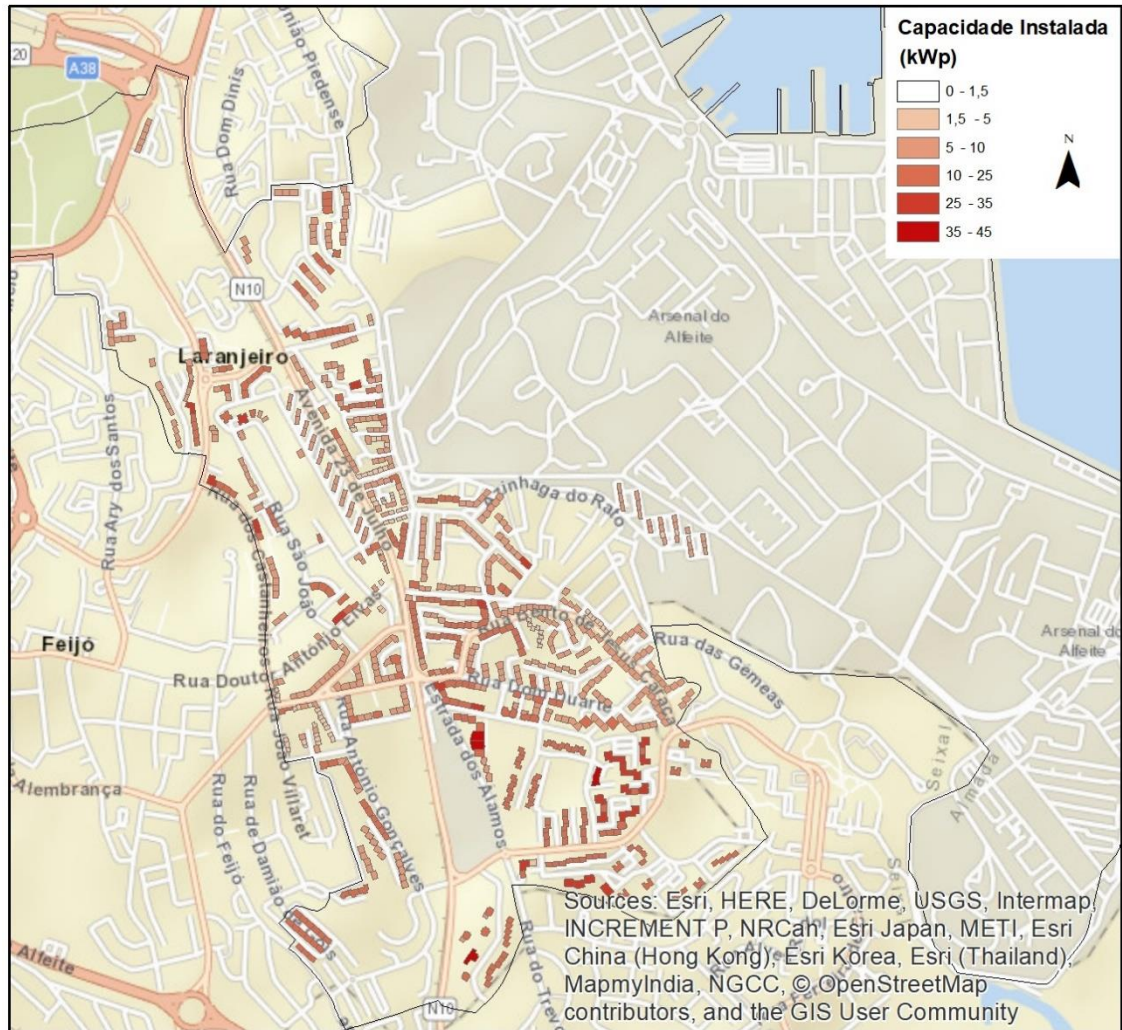
Anexo III – Cacilhas



Anexo IV – Cova da Piedade

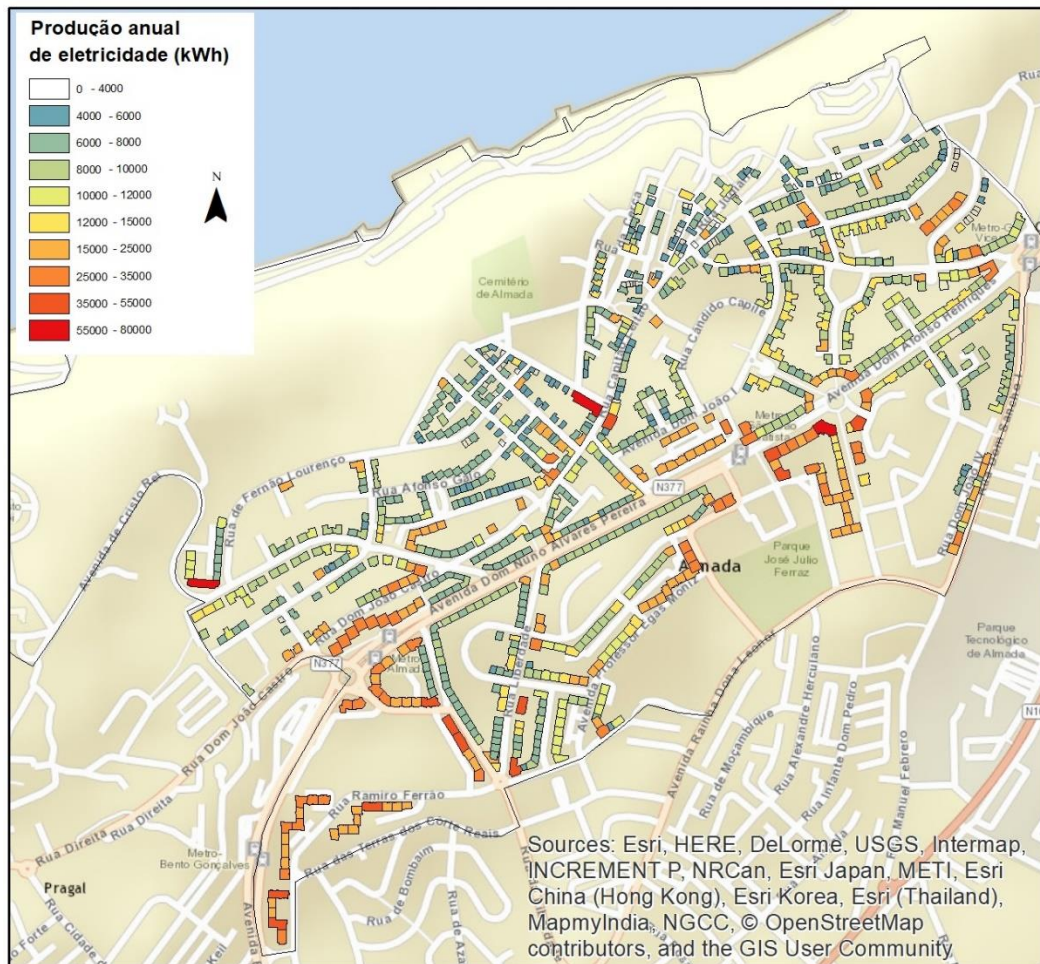


Anexo V – Laranjeiro

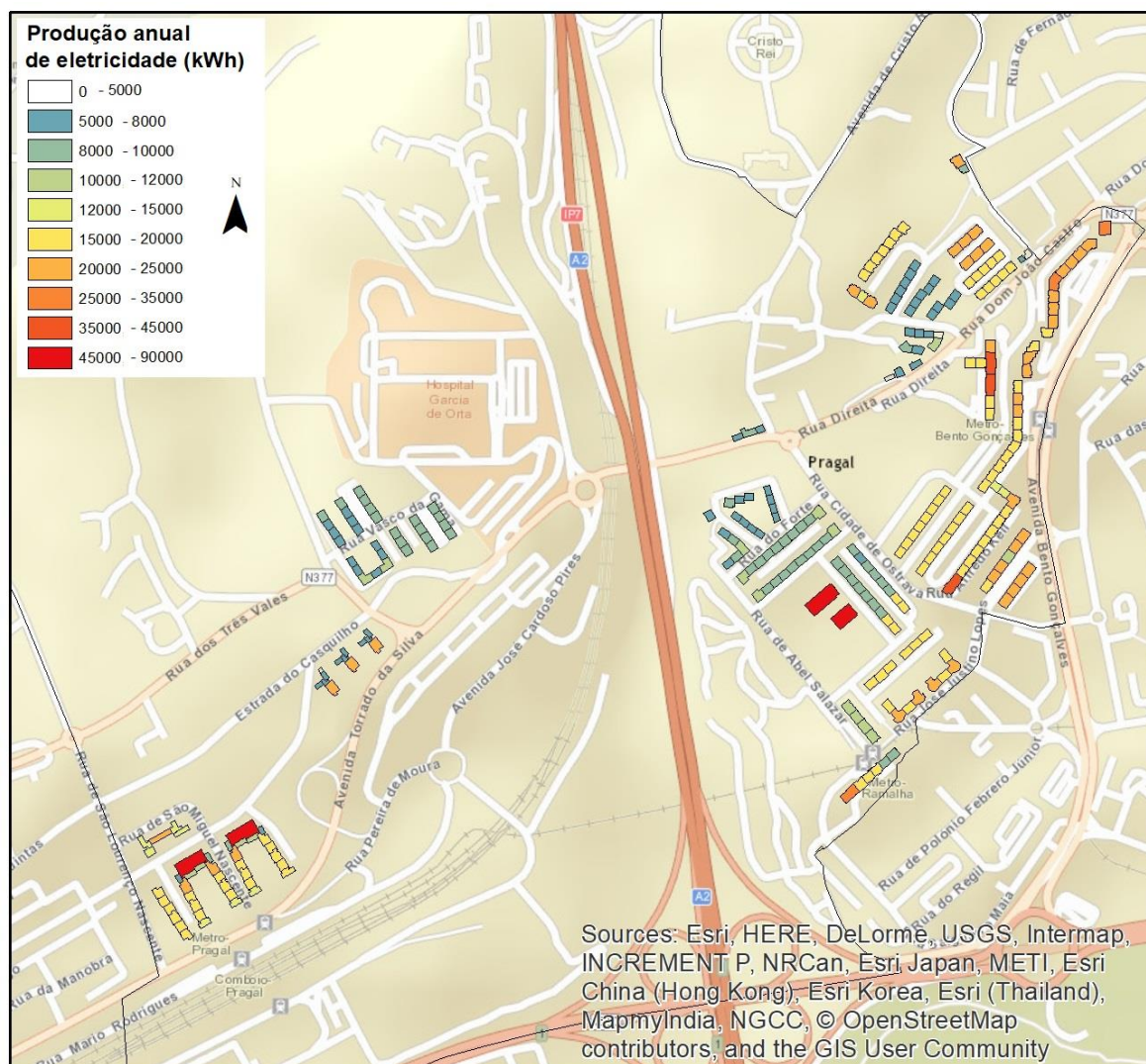


Produção anual de eletricidade das freguesias analisadas

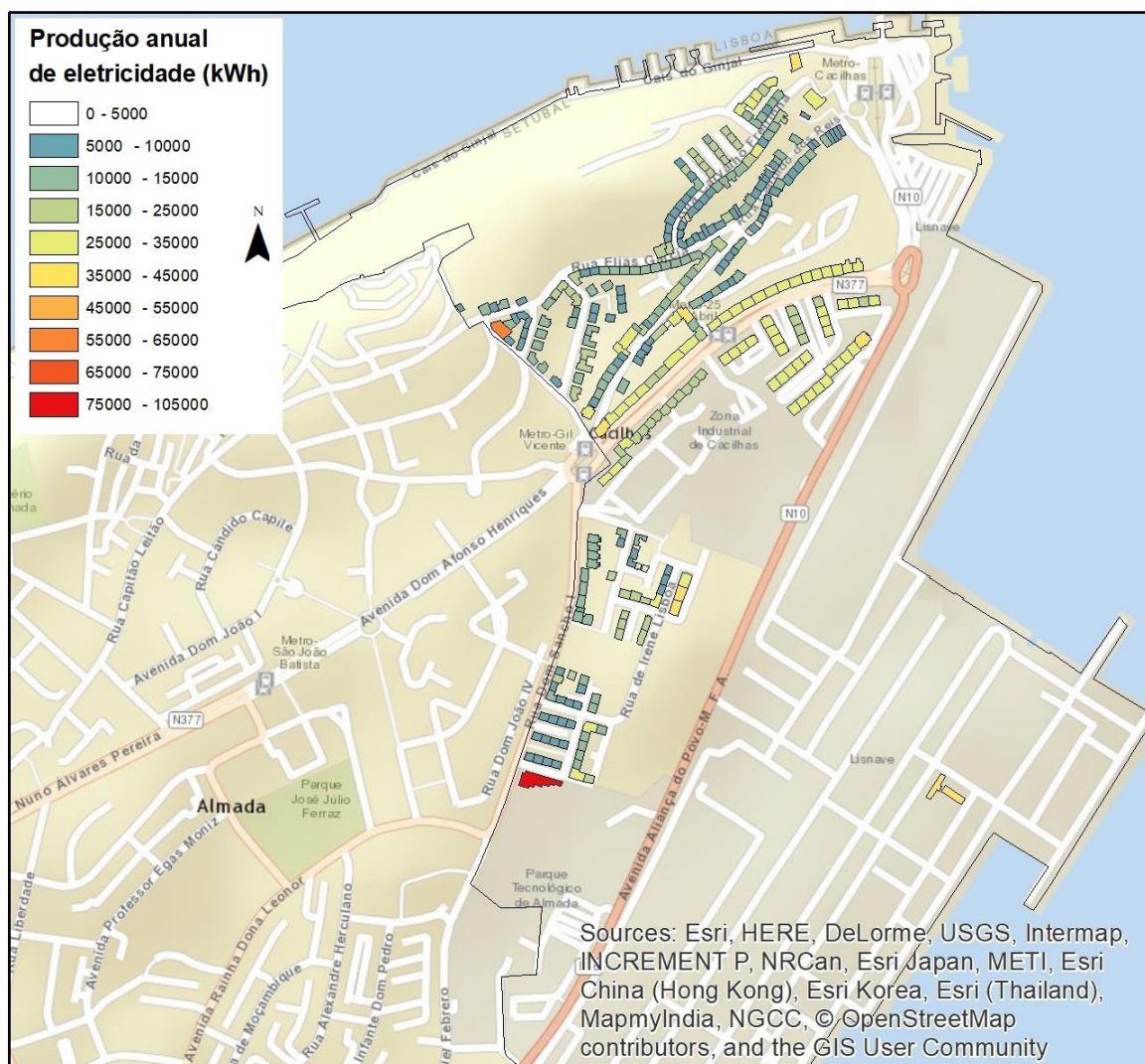
Anexo VI – Almada



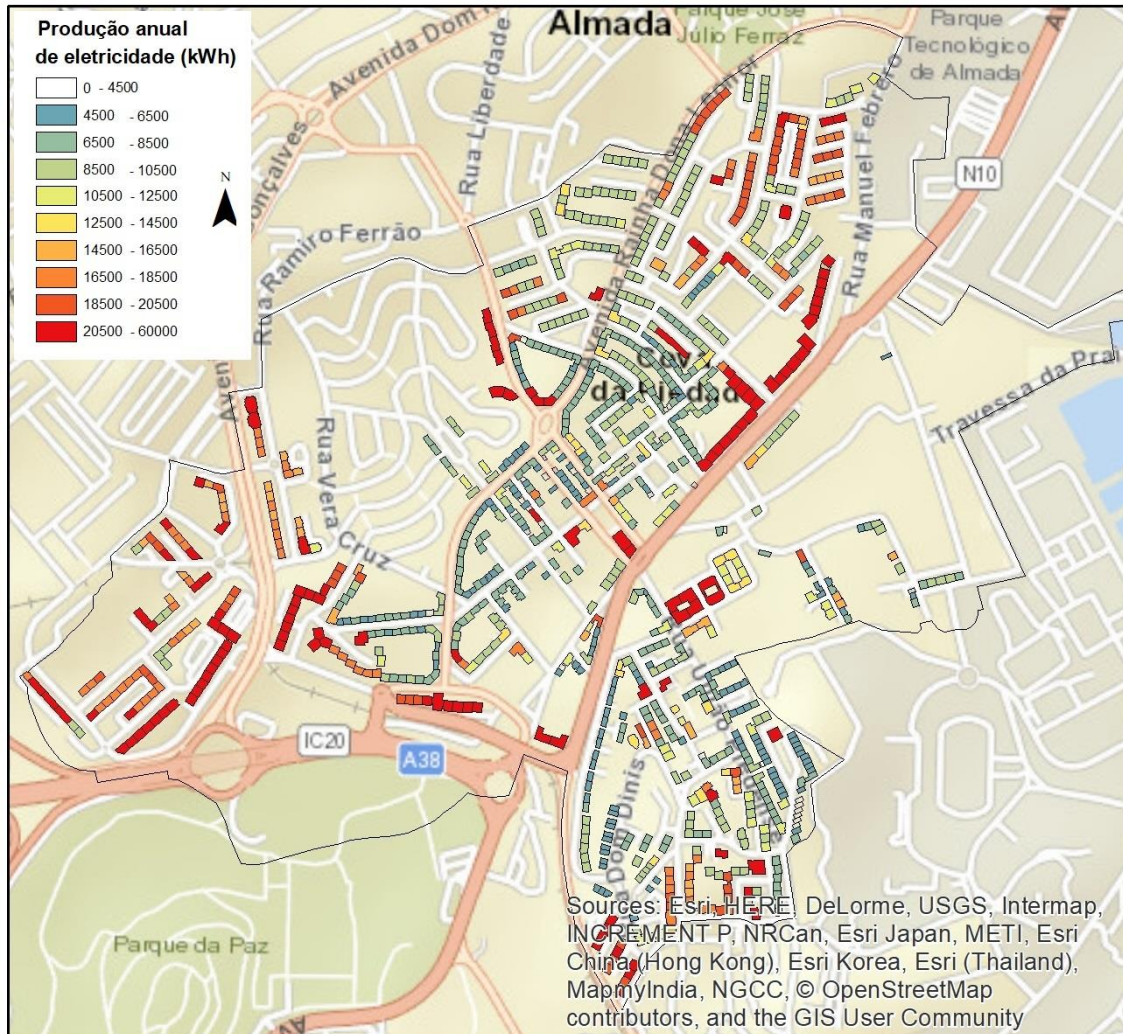
Anexo VII – Pragal



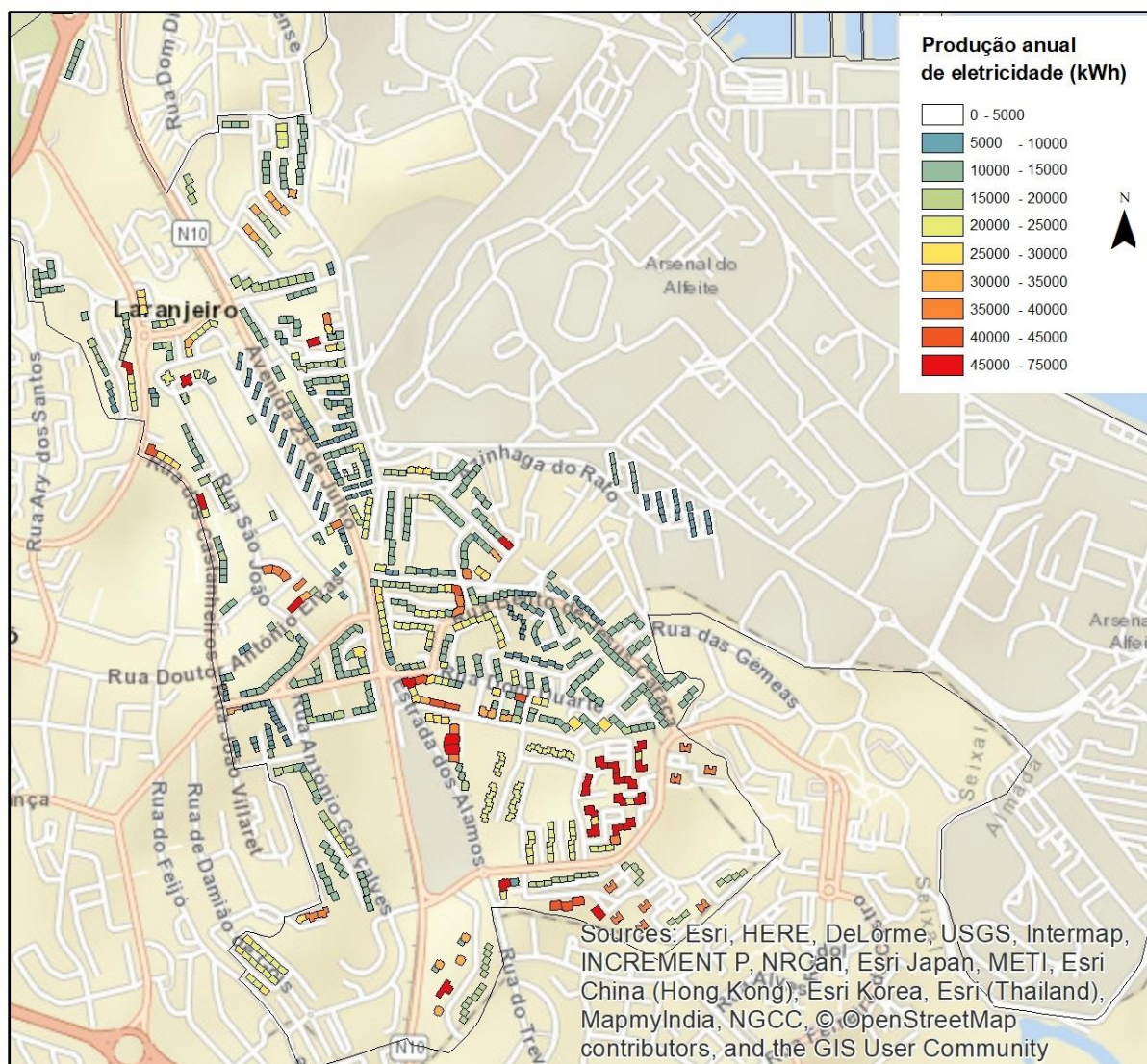
Anexo VIII – Cacilhas



Anexo IX – Cova da Piedade



Anexo X – Laranjeiro



Produção e consumo horário sazonal

Anexo XI – Matriz de produção e consumo

Produção versus Consumo						
Cenários		Geral	Inverno	Primavera	Verão	Outono
Edifício 1	1º andar	169%	125%	187%	212%	38%
	2º andar	169%	125%	187%	212%	38%
	Total habitações	85%	62%	94%	106%	19%
	Serviços	103%	67%	124%	126%	24%
	Habitações e serviços	46%	32%	53%	58%	11%
	1º andar e serviços	64%	44%	75%	79%	15%
	2º andar e serviços	64%	44%	75%	79%	15%
Edifício 2	1º andar	169%	125%	187%	212%	38%
	2º andar	102%	75%	113%	128%	23%
	3º andar	92%	68%	102%	115%	21%
	Total habitações	38%	28%	42%	47%	9%
	Serviços	103%	67%	124%	126%	24%
	Habitações e serviços	28%	20%	31%	34%	6%
	Habitações do 1º e 2º andar	64%	47%	70%	80%	14%
	1º andar e serviços	64%	44%	75%	79%	15%
	2º andar e serviços	51%	35%	59%	64%	12%
	3º andar serviços	49%	34%	56%	60%	11%
	1º e 2º andar e serviços	39%	28%	45%	49%	9%
Edifício 3	1º andar	332%	244%	367%	416%	75%
	2º andar	200%	147%	221%	251%	45%
	3º andar	180%	133%	200%	226%	41%
	4º andar	143%	105%	158%	180%	32%
	Total habitações	49%	36%	54%	61%	11%
	Serviços	201%	131%	244%	247%	47%
	Alojamentos e serviços	39%	28%	44%	49%	9%
	1º andar e serviços	125%	85%	146%	155%	29%
	2º andar e serviços	100%	69%	116%	124%	23%
	3º andar serviços	95%	66%	110%	118%	22%
	Piso 4 & serviços	84%	58%	96%	104%	19%
	Pisos 1, 2, 3 & serviços	54%	38%	61%	67%	12%

Edifício 4	1º andar	332%	244%	367%	416%	75%
	2º andar	124%	91%	137%	155%	28%
	3º andar	180%	133%	200%	226%	41%
	4º andar	133%	98%	147%	167%	30%
	5º andar	143%	105%	158%	180%	32%
	Total habitações	32%	24%	36%	40%	7%
	Serviços	201%	131%	244%	247%	47%
	Alojamentos e serviços	28%	20%	31%	35%	6%
	1º andar e serviços	125%	85%	146%	155%	29%
	2º andar e serviços	77%	54%	88%	95%	18%
	3º andar serviços	95%	66%	110%	118%	22%
	4º andar e serviços	80%	56%	92%	99%	18%
	5º andar e serviços	84%	58%	96%	104%	19%
	1º, 2º, 3º, 4º andar e serviços	34%	25%	39%	43%	8%

Anexo XII – Eficiência de produção do sistema PV

	Eficiência de produção (%)	Produção de eletricidade estimada (MWh)
Ano 0	100	47300
Ano 1	99,2	46921,6
Ano 2	98,4	46543,2
Ano 3	97,6	46164,8
Ano 4	96,8	45786,4
Ano 5	96	45408
Ano 6	95,2	45029,6
Ano 7	94,4	44651,2
Ano 8	93,6	44272,8
Ano 9	92,8	43894,4
Ano 10	92	43516
Ano 11	91,2	43137,6
Ano 12	90,4	42759,2
Ano 13	89,6	42380,8
Ano 14	88,8	42002,4
Ano 15	88	41624
Ano 16	87,2	41245,6
Ano 17	86,4	40867,2
Ano 18	85,6	40488,8
Ano 19	84,8	40110,4
Ano 20	84	39732
Ano 21	83,2	39353,6
Ano 22	82,4	38975,2
Ano 23	81,6	38596,8
Ano 24	80,8	38218,4
Ano 25	80	37840
	Total	1106820

