adene
Agência para a Energia

OBSERVATÓRIO DA ENERGIA

TÉCNICO LISBOA

Estudo

Avaliação do potencial e viabilidade técnico-económica da instalação de sistemas fotovoltaicos nas autoestradas portuguesas

DEZEMBRO DE 2025

Equipa de Projeto IST:

Prof. Carlos A. Santos Silva (IN+/LARSyS)

Prof. Patrícia Baptista (IN+/LARSyS)

Prof. Rui Castro (INESC-ID/IST)

Dr. Francisco Pires Costa (IN+/LARSyS)

MEng. Mariana Ribeiro

MEng. Manuel Herédia

L.do António Vilela

L.da Leonor Reigada

Índice

Acrónimos 6

1 Enquadramento 7

1.1 Rede de Autoestradas em Portugal 7

1.2 Locais de análise 12

1.3 Modelos de negócio 13

1.4 Indicadores de viabilidade 13

1.4.1 Período de Retorno de Investimento (PRI) 13

1.4.2 Valor Atualizado Líquido (VAL) 13

1.4.3 Taxa interna de Rentabilidade (TIR) 14

1.4.4 Custo atualizado de eletricidade (LCOE) 14

2 Casos de estudo 16

2.1 Estudos conceptuais 16

2.1.1 Identificação de áreas para a instalação de sistemas FV (Alemanha, Coreia do Sul e China) 16

2.1.2 Barreiras acústicas (Países Baixos) 18

2.2 Projetos piloto 18

2.2.1 Barreiras acústicas (Países Baixos, Alemanha, Itália) 18

2.2.2 Áreas de serviço (Coreia do Sul, Espanha) 19

2.2.3 Canópias solares (Alemanha, Coreia do Sul) 20

2.2.4 Centrais solares (Alemanha) 20

2.2.5 Planos de desenvolvimento para autoestradas (França e Estados Unidos) 21

2.3 Análise comparativa da literatura 21

2.4 Conclusões da análise da literatura 22

3 Identificação do potencial fotovoltaico em autoestradas 23
3.1 Identificação dos locais 24
3.2 Aplicação de critérios 24
3.2.1 Irradiância Global 24
3.2.2 Postos de transformação 25
3.3 Potencial de geração fotovoltaico 26
3.3.1 PVGIS 26
3.3.2 PVLIB 28
3.3.3 Inclinação, orientação e espaçamento dos painéis. 28
4 Análise custo-benefício preliminar 30
4.1 Resultados globais 31
4.2 Resultados detalhados 31
4.2.1 Geração de energia 31
4.2.2 Viabilidade económica 38
5 Locais de instalação 43
5.1 Nós de acesso 44
5.2 Taludes de escavação 46
5.3 Taludes de aterro 46
5.4 Pórticos e praças de portagem 47
5.5 Áreas de serviço 48
5.6 Barreiras acústicas 49
6 Avaliação económica 50
6.1 Escala dos Sistemas Fotovoltaicos 50
6.1.1 Sistemas de grande escala 50
6.1.2 Sistemas de média escala 50

6.1.3 Sistemas de pequena escala 51
6.2 Custos 51
6.2.1 Custos de Investimento 51
6.2.2 Custos de operação e manutenção 57
6.2.3 Outros custos 57
6.2.4 Sumário de custos 57
6.3 Receitas 58
6.3.1 Acordos de compra de energia a longo prazo (PPA) 58
6.3.2 Comunidades de energia 59
6.3.3 Autoconsumo 59
6.4 Referências para o cálculo de indicadores de viabilidade 60
6.4.1 Taxa de desconto 60
6.4.2 Rentabilidade (TIR) 60
6.4.3 Custo atualizado de eletricidade (LCOE) 60
6.4.4 Sumário dos indicadores de viabilidade económica 61
6.5 Resultados 62
6.5.1 Resultado sem restrições de ligação 62
6.5.2 Resultado com restrições de ligação 68
6.6 Análise comparativa internacional 70
7 Conclusões 72
7.1 Resultados principais 72
7.2 Limitações 74
7.3 Sugestões para desenvolvimento de políticas públicas 74
8 Referências 76

Acrónimos

AE – Autoestradas

BIM – modelo de informação de edifícios (a sigla segue a terminologia anglo-saxónica inglês Building Information Model)

BOS – componentes do sistema FV para além dos módulos e inversores (a sigla segue a terminologia anglo-saxónica inglês Balance of System)

DEM – Modelo digital de elevação (a sigla segue a terminologia anglo-saxónica inglês Digital Elevation Model)

E-REDES – Operador de Redes de Distribuição

ERSE – Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos

FV – sistemas solares fotovoltaicos

ICs – Itinerários Complementares

IP – Infraestruturas de Portugal

IPs – Itinerários Principais

IRENA – International Renewable Energy Agency

LCOE – Custo Atualizado de Eletricidade (a sigla segue a terminologia anglo-saxónica Levalized Cost of Eletricity/Energy)

NREL – National Renewable Energy Laboratory

PDRID – Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Distribuição

PPA – Contrato de compra e venda de energia de longo prazo (a sigla segue a terminologia anglo-saxónica Power Purchase Agreement)

PRI – Período de Retorno de investimento

SIG – Sistemas de Informação Geográfica

TIR – Taxa Interna de Rentabilidade

VAL – Valor Atualizado Líquido

1 Enquadramento

O objetivo deste estudo é avaliar o potencial de geração de eletricidade e analisar a viabilidade económica de sistemas solares fotovoltaicos (FV) instalados em espaços integrados em autoestradas (AE) concessionadas em Portugal Continental.

1.1 Rede de Autoestradas em Portugal

Em Portugal, uma autoestrada, de acordo com o Código da Estrada (artigo 1° do Decreto-Lei n.° 114/94, de 3 de maio) [1], é uma via destinada a trânsito rápido, com separação física de faixas de rodagem, sem cruzamentos de nível, nem acesso a propriedades marginais, com acessos condicionados e sinalizada como tal. Tem no mínimo duas vias de rodagem para cada sentido, com separação física de faixas de rodagem. É apenas acessível a veículos motorizados ligeiros e pesados, e com velocidade mínima de 50 km/h e máxima entre 80 e 120 km/h.

A Rede de Autoestradas de Portugal Continental estende-se por 3321,9 km, que estão concessionados a operadores privados [2], [3], [4]. A distribuição da rede e das respetivas concessionárias é feita na Tabela 1 e Tabela 2 e a sua representação é feita na Figura 1.

Tabela 1 Lista de concessionárias e respetiva extensão da rede [3]

Concessionária	Extensão (km)	Prazo concessão
Autoestrada do Algarve - Via do Infante	129,7	2000-2030
Autoestradas do Atlântico	170	1998-2028
Autoestradas do Baixo Tejo	60,2	2009-2039
Autoestradas do Douro Litoral	79	2007-2034
Autoestradas do Litoral Oeste	102	2009-2039
Autoestradas Norte Litoral	113,3	1999-2029
Ascendi Beiras Litoral e Alta	172,6	2001-2031
Ascendi Costa de Prata	105,1	2000-2030
Ascendi Grande Lisboa	23	2007-2037
Ascendi Grande Porto	54,7	2002-2032
Ascendi Norte	179	1999-2029
Ascendi Pinhal Interior	93,2	2010-2040
Brisa Concessão Rodoviária	1 100,20	1973-2035
Brisal	92,7	2004-variável
Globalvia A23 Beira Interior	177,5	1999-2032
Globalvia Transmontana	134,7	2008-2038
Lusoponte	24	1995-2030
Norscut	156,6	2000-2030
Douro Interior	241,0	2000-2030
Baixo Alentejo	113,4	2009-2039
Total	**3321,9**	

O grupo Brisa é a maior concessionária, sendo responsável por 1192,9 km (33% da rede de autoestradas concessionadas). Em seguida surge o grupo Ascendi, responsável por 627 km (19% da rede concessionada). A restante rede (1594 km) encontra-se distribuída por várias outras concessionárias.

A estes 3321,9 km podem ser ainda adicionados 541 km que se encontram sob gestão direta ou indireta da Infraestruturas de Portugal (IP) e que correspondem a Itinerários Complementares (ICs), Itinerários Principais (IPs) ou nós de ligação entre diferentes concessões.

Tabela 2 Lista das autoestradas e das respetivas concessões [2],[4][1]

	Rede Nacional de Autoestradas Concessionad		
Estrada	**Lanço**	**Concessionária**	**Km**
A1	**Lisboa – Porto**		**302**
A1	Sacavém (A1/A12/IC17) – Stº. Ovídio	Brisa Concessão Rodoviária	
A1	Stº. Ovídio – Ponte da Arrábida (Norte)	Infraestruturas de Portugal	
A2	**Lisboa – Algarve**		**241**
A2	Viaduto Duarte Pacheco (A2/A5/IP7) – Almada (A2/IC20)	Lusoponte	
A2	Almada (A2/IC20) – Paderne (A2/A22)	Brisa Concessão Rodoviária	
A3	**Porto – Valença (Fronteira)**		**113**
A3	Porto (A3/A20) – Valença (A3/EN13)	Brisa Concessão Rodoviária	
A3	Valença (A13/EN13) – Valença (Fronteira)	Infraestruturas de Portugal	
A4	**Porto – Quintanilha (Fronteira)**		**223**
A4	Matosinhos – Águas Santas (A3/A4)	Ascendi Grande Porto	
A4	Águas Santas (A3/A4) – Geraldes	Brisa Concessão Rodoviária	
A4	Geraldes – Quintanilha (Fronteira)	Infraestruturas de Portugal	
A5	**Lisboa – Cascais**		**25**
A5	Viaduto Duarte Pacheco (A2/A5/IP7) – Cascais	Brisa Concessão Rodoviária	
A6	**Marateca – Caia (Fronteira)**		**158**
A6	Marateca (A2/A6/A13) – Caia (Fronteira)	Brisa Concessão Rodoviária	
A7	**Póvoa de Varzim – Vila Pouca de Aguiar**		**104**
A7	Póvoa de Varzim (A7/A28) – Vila Pouca de Aguiar (A7/A24)	Ascendi Norte	

[1] Existe uma pequena diferença entre o total de quilómetros de Autoestrada indicados na Tabela 1 e Tabela 2 relacionada com a atualização da extensão em funcionamento para cada autoestrada indicados nas fontes [2] e [4] relativamente à fonte [3] e a inclusão de trechos geridos pela IP.

A8	**Lisboa – Leiria**		**136**
A8	Olival Basto (A8/IC17) – Leiria Sul (A8/A19)	Autoestradas do Atlântico	
A8	Leiria Sul (A8/A19) – Cortes	Infraestruturas de Portugal	
A9	**Lisboa – Alverca**		**34**
A9	Estádio Nacional (A5/A9) – Alverca (A1/A9)	Brisa Concessão Rodoviária	
A10	**Bucelas – Benavente**		**40**
A10	Bucelas (A9/A10) – Benavente (A10/A13)	Brisa Concessão Rodoviária	
A11	**Apúlia – Penafiel**		**71**
A11	Apúlia (A11/A28) – Castelões (A4/A11)	Ascendi Norte	
A12	**Lisboa – Setúbal**		**43**
A12	Sacavém (A1/A12/IC17) – Montijo (A12/A33)	Lusoponte	
A12	Montijo (A12/A33) – Setúbal	Brisa Concessão Rodoviária	
A13	**Marateca – Coimbra**		**163**
A13	Marateca (A2/A6/A13) – Almeirim (A13/IC10)	Brisa Concessão Rodoviária	
A13	Atalaia (A13/A23) – Coimbra Sul	Infraestruturas de Portugal	
A13-1	**Almalaguês – Condeixa-a-Nova**		**9**
A13-1	Almalaguês (A13/A13-1) – Condeixa-a-Nova (A13-1/IC2)	Infraestruturas de Portugal	
A14	**Figueira da Foz – Coimbra**		**40**
A14	Figueira da Foz – Zombaria	Brisa Concessão Rodoviária	
A15	**Caldas da Rainha – Santarém**		**40**
A15	Arnóia (A8/A15) – Santarém (A1/A15)	Autoestradas do Atlântico	
A16	**Cascais – Lisboa**		**23**
A16	Cascais (A5/A16) – Belas (A9/16)	Ascendi Grande Lisboa	
A17	**Marinha Grande – Aveiro**		**117**
A17	Marinha Grande (A8/A17) – Mira	Brisal	
A17	Mira – Aveiro (A17/A25)	Ascendi Costa de Prata	
A19	**Porto de Mós – Leiria**		**16**
A19	São Jorge – Gândara	Infraestruturas de Portugal	
A20	**Carvalhos – Porto**		**17**
A20	Carvalhos (A1/A20) – Francos (A20/A28)	Infraestruturas de Portugal	
A21	**Ericeira – Malveira**		**21**
A21	Ericeira – Malveira (A8/A21)	Infraestruturas de Portugal	
A22	**Lagos – Castro Marim (Fronteira)**		**132**
A22	Bensafrim – Castro Marim (A22/IC27)	Autoestrada do Algarve - Via do Infante	
A22	Castro Marim (A22/IC27) – Castro Marim (Fronteira)	Infraestruturas de Portugal	
A23	**Torres Novas – Guarda**		**215**
A23	Torres Novas (A1/A23) – Abrantes Oeste	Infraestruturas de Portugal	
A23	Abrantes Oeste – Guarda (A23/A25)	Scutvias	
A24	**Viseu – Vila Verde da Raia (Fronteira)**		**161**
A24	Faíl (A24/A25) – Vila Verde da Raia (Fronteira)	Norscut	
A25	**Aveiro – Vilar Formoso**		**196**
A25	Barra – Albergaria (A1/A25)	Ascendi Costa de Prata	
A25	Albergaria (A1/A25) – Vilar Formoso (A25/EN332)	Ascendi Beiras Litoral e Alta	

A26	**Sines-Ferreira do Alentejo**		**76**
A26	Sines- Santiago do Cacem		
A26	Santiago do Cacem - Ferreira do Alentejo		
A26-I	**Sines – Vila Nova de Santo André**		**8**
A26-I	Sines – Vila Nova de Santo André		
A27	**Viana do Castelo – Ponte de Lima**		**25**
A27	Meadela (A27/A28) – Ponte de Lima (A3/A27)	Autoestradas do Norte Litoral	
A28	**Porto – Caminha**		**94**
A28	Ponte da Arrábida (Norte) – Sendim (A4/A28)	Infraestruturas de Portugal	
A28	Sendim (A4/A28) – Vilar de Mouros Norte	Autoestradas do Norte Litoral	
A29	**Aveiro – Gaia**		**54**
A29	Angeja (A25/A29) – Freixo Sul (A20/A29)	Ascendi Costa de Prata	
A32	**Oliveira de Azeméis – Carvalhos**		**33**
A32	Oliveira de Azeméis – São Lourenço (A20/A32)	Autoestradas do Douro Litoral	
A33	**Monte de Caparica – Montijo**		**37**
A33	Monte de Caparica (A33/IC20) – Montijo (A12/A33)	Infraestruturas de Portugal	
A41	**Matosinhos – Espinho**		**62**
A41	Freixieiro (A28/A41) – Ermida (A41/A42)	Ascendi Grande Porto	
A41	Ermida (A41/A42) – Espinho (A29/A41)	Autoestradas do Douro Litoral	
A42	**Paços de Ferreira – Lousada**		**24**
A42	Ermida (A41/A42) – Lousada (A11/A42)	Ascendi Grande Porto	
A43	**Porto – Aguiar de Sousa**		**16**
A43	Ponte do Freixo Norte (A20/A43) – Gondomar Este	Infraestruturas de Portugal	
A43	Gondomar Este – Aguiar de Sousa (A41/A43)	Autoestradas do Douro Litoral	
A44	**Gulpilhares – Gaia**		**8**
A44	Gulpilhares (A29/A44) – Coimbrões (A1/A44)	Ascendi Costa de Prata	
A44	Coimbrões (A1/A44) – Ponte do Freixo Sul (A20/A44)	Infraestruturas de Portugal	
IP7	**CRIL – Lisboa**		**21**
IP7	CRIL (IP7/IC17) – Viaduto Duarte Pacheco (A2/A5/IP7)	Infraestruturas de Portugal	
IC2 (A30)	**Lisboa – Stª Iria da Azóia**		**9,5**
IC2	Praça José Queirós – Stª Iria da Azóia (A1/IC2)	Infraestruturas de Portugal	
IC16 (A40)	**Pontinha – Belas**		**5,2**
IC16	Pontinha (IC16/IC17) – Belas (A9/IC16)	Infraestruturas de Portugal	
IC17 (A36)	**Algés – Sacavém**		**26**
IC17	Doca de Pesca – Sacavém (A1/A12/IC17)	Infraestruturas de Portugal	
IC19 (A37)	**Lisboa – Sintra**		**15,8**
IC19	Buraca (IC17/IC19) – Ranholas (A16/IC19)	Infraestruturas de Portugal	
IC20 (A38)	**Almada – Costa de Caparica**		**6**
IC20	Almada (A2/IC20) – Costa de Caparica	Infraestruturas de Portugal	
IC21 (A39)	**Coina – Barreiro**		**4,7**
IC21	Coina (A2/IC21) – Lavradio	Infraestruturas de Portugal	
IC22	**Olival de Basto – Odivelas**		**4,4**
IC22	Olival de Basto (IC17/IC22) – Odivelas (A9/IC22)	Infraestruturas de Portugal	

EN14	**Regado – Leça do Balio**		
IC23	Regado (A20/EN14) – Via Norte (A4/EN14)	Infraestruturas de Portugal	21
CSB	**Circular Sul de Braga**		
IC24	Braga Sul (A3/CSB) – Braga (CSB)	Brisa Concessão Rodoviária	3,5
VRI	**Aeroporto – Custóias**		**13**
VRI	Aeroporto (A41/VRI) – Custóias (A4/VRI)	Ascendi Grande Porto	

Figura 1 - Rede de Autoestradas de Portugal [2]

1.2 Locais de análise

Os potenciais locais de análise a estudar devem incluir as seguintes superfícies:

- Taludes de escavação[2];
- Taludes de aterro[3];
- Ramos/miolos dos nós das autoestradas;
- Pórticos de portagens;
- Separadores centrais
- Muros de barreiras acústicas;
- Terrenos circundantes de áreas de serviço;
- Áreas afetas a potenciais canópias a instalar ao longo das AE.

Em consulta com as concessionárias, foram identificados os seguintes constrangimentos para as diferentes estruturas:

- **Taludes de aterro** – em geral podem não oferecer estabilidade suficiente para a instalação de estruturas de fixação dos sistemas fotovoltaicos;
- **Pórticos de portagens** – podem não apresentar capacidade estrutural para a instalação direta de sistemas fotovoltaicos nas coberturas, sendo necessário utilizar estruturas adicionais de fixação; em alguns casos estão a ser já utilizados em projetos de autoconsumo das praças de portagem;
- **Terrenos circundantes de áreas de serviço** – a utilização destes espaços tem de ser avaliada para cada contrato de subconcessão;
- **Barreiras acústicas** – estão sujeitas a atos de vandalismo (e.g. *graffiti*), dada a sua proximidade a habitações;
- **Áreas afetas a potenciais canópias** – dependendo da sua extensão, poderão ser consideradas túneis, tendo de cumprir os requisitos de segurança associados, o que implica um consumo de eletricidade significativo em iluminação. Desta forma, só em casos muito particulares será justificável a sua implementação;
- **Separadores centrais** – acesso muito difícil para instalação ou manutenção e por isso a evitar.

Pelos motivos acima mencionados, foi decidido não incluir neste estudo áreas afetas a canópias e separadores centrais.

---

[2] Talude de escavação é uma superfície de terreno inclinado que resulta da escavação do terreno.

[3] Talude de aterro é uma superfície de terreno inclinado que resulta da deposição de solo.

1.3 Modelos de negócio

Algumas concessionárias já fizeram estudos sobre a implementação de sistemas fotovoltaicos, principalmente na ótica do autoconsumo para praças de portagem e túneis (iluminação e ventilação). Os consumos próprios são em geral baixos, mas contínuos (24 horas).

Este estudo irá olhar para outras oportunidades, nomeadamente a participação em comunidades de energia, no caso de haver consumidores na vizinhança [7] ou no modelo de contrato de compra e venda de energia de longo prazo - PPA (*Power Purchase Agreement*) - realizado com comercializadores ou grandes consumidores.

1.4 Indicadores de viabilidade

Para a análise de viabilidade serão utilizados os seguintes indicadores: Período de Retorno de Investimento (PRI), o Valor Atualizado Líquido (VAL), a Taxa Interna de Rentabilidade (TIR) e o Custo Atualizado de Eletricidade (LCOE).

1.4.1 Período de Retorno de Investimento (PRI)

O período de retorno do investimento (PRI) é o tempo necessário para que o valor investido num projeto (I_0) seja recuperado através dos fluxos de caixa (C_t) gerados por esse investimento. Este indicador é fundamental para que os investidores (e.g. as concessionárias) possam avaliar se o investimento terá retorno num período inferior ao período da concessão.

O período de retorno de investimento simples é calculado de acordo com a expressão:

$$PRI = \frac{I_0}{C_t} \qquad \text{Equação 1}$$

onde I_0 é o investimento no projeto e C_t são os fluxos de caixa líquidos médios do projeto (vendas, manutenção, juros, rendas, etc.).

1.4.2 Valor Atualizado Líquido (VAL)

O Valor Atualizado Líquido (VAL) é um indicador que representa o valor que um investimento irá gerar, após descontar o custo do capital investido e tendo em conta o valor presente dos fluxos de caixa líquidos futuros esperados ao longo do período total de funcionamento do projeto, tal como indicado na expressão:

$$VAL\,(i,N) = \sum_{t=1}^{N} \frac{C_t}{(1+i)^t} - I_0 \qquad \text{Equação 2}$$

onde I_0 é o investimento no projeto e C_t são os fluxos de caixa líquidos em cada período *t*, *N* é o número total de períodos de duração do projeto e *i* é a taxa de desconto ou de atualização considerada.

Um VAL positivo indica que o investimento é rentável e deve ser considerado, enquanto um VAL negativo sugere que o investimento não é uma boa escolha, pois os fluxos de caixa futuros não compensam o investimento inicial.

1.4.3 Taxa interna de Rentabilidade (TIR)

A Taxa Interna de Rentabilidade (TIR) representa a taxa de desconto que faz com que o valor atual líquido (VAL) de um investimento seja zero, tal como indicado na expressão:

$$TIR = i \Rightarrow VAL(i, N) = 0 \qquad \text{Equação 3}$$

Se a TIR de um projeto for maior do que a taxa de desconto considerada (que pode ser a taxa mínima de atratividade, a taxa de custo de capital), o investimento é considerado viável.

1.4.4 Custo atualizado de eletricidade (LCOE)

O Custo Atualizado de Eletricidade (LCOE, na sigla em inglês)[4] é um indicador utilizado para avaliar o custo médio de geração de eletricidade ao longo da vida útil de um ativo de energia. Ele é calculado dividindo-se o valor presente dos custos totais de construção e operação dos sistemas de geração de eletricidade pelo valor de toda a eletricidade gerada durante a vida útil do ativo, de acordo com a expressão:

$$LCOE(i, N) = \frac{I_0 + \sum_{t=1}^{N} \frac{M_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^{N} \frac{E_t}{(1+j)^t}} \qquad \text{Equação 4}$$

onde I_0 é o investimento no projeto, M_t são os fluxos de caixa referentes a despesas de manutenção e operação em cada período *t* ao longo do período total N do investimento, *i* é a taxa de desconto, E_t é a eletricidade gerada no período *t* e *j* representa uma taxa de atualização da geração de eletricidade, que pode

[4] Também pode ser traduzido como Custo Nivelado de Eletricidade ou de Energia (no caso de não se referir exclusivamente ao uso de energia elétrica)

ser igual à taxa de desconto, mas que em geral pode refletir uma degradação dos equipamentos ao longo do período total de funcionamento do projeto.

Se o LCOE for inferior ao custo de aquisição de energia, o projeto terá viabilidade.

2 Casos de estudo

Atualmente estão a ser desenvolvidos vários estudos e projetos relativamente à instalação de sistemas fotovoltaicos em Autoestradas por todo o mundo. Apesar de já existirem várias publicações sobre o tema, que incluem literatura científica, comunicação nos media e ainda relatórios e sítios de internet de empresas no sector, não foi identificado ainda um trabalho de sistematização consistente, com indicadores técnicos e económicos que possa ser utilizado para análise comparativa (*benchmarking*). O trabalho que mais se aproxima deste objetivo é a publicação de Dai *et al* de 2021 [8]. Assim, neste capítulo é feita a revisão dos estudos considerados mais relevantes, com base nesse trabalho e noutras publicações mais recentes[5].

2.1 Estudos conceptuais

2.1.1 Identificação de áreas para a instalação de sistemas FV (Alemanha, Coreia do Sul e China)

As áreas adjacentes às autoestradas estão frequentemente desocupadas devido à construção da rodovia e não podem ser utilizadas para outros fins, por motivos de segurança. Estas áreas podem ser utilizadas para a instalação de painéis fotovoltaicos sem competir com locais que podem ter outros usos (por exemplo, agricultura). Desta forma, existem alguns estudos para identificar estas zonas de forma automática.

Um dos primeiros estudos que pode ser encontrado foi realizado para a Alemanha [9]. Neste estudo são analisadas duas autoestradas alemãs, com um potencial de capacidade instalada de 61 MW e 104 MW, e geração anual de 96 GWh e 163 GWh de eletricidade respetivamente, e com um rendimento anual entre 1567 e 1573 KWh/kWp. Neste trabalho são ainda analisadas diferentes configurações dos sistemas, em particular canópias.

[5] É de notar que nos vários países a definição de autoestrada pode variar e que muitos dos estudos incluem indistintamente vias rápidas e autoestradas, utilizando classificações que variam entre *freeway*, *highways* e *motorways*.

Na Coreia do Sul foi conduzido um estudo para a seleção do local para instalação de painéis fotovoltaicos nas proximidades de uma autoestrada na região de Gangwon-do (por exemplo, taludes), integrando técnicas de sistema de informação geográfica (SIG) e modelo de informação de construção (BIM) [10]. Usando dados de localização (por exemplo, rodovias, lagos e rios), o potencial de geração mensal de energia solar e dados orográficos (por exemplo, inclinação), as regiões consideradas mais adequadas foram identificadas com base em análise de informação georreferenciada. Para os locais propostos, as condições de superfície e os potenciais sistemas fotovoltaicos são transformados e visualizados num ambiente BIM. A geração de energia estimada em locais ótimos é de 8227 MWh para uma área de 1669 km^2.

Noutro estudo para as rodovias na Coreia do Sul [11], é apresentada uma formulação de critérios de localização para projetos de geração de energia solar fotovoltaica (FV). Foi realizada uma investigação utilizando uma base de dados georreferenciada das condições topográficas, irradiância solar e sombreamento, de forma a estimar a geração de energia dos locais candidatos. Os critérios finais incluem uma área para implantação de projetos acima de 1 MW e distância inferior a 1 km da rede de distribuição. Dos mais de 14 000 km [6] de rodovias analisados, foi identificado um universo de 268 locais, dos quais 128 satisfaziam os critérios elegíveis. Exemplos de aplicação podem ser encontrados na Figura 2, onde se pode visualizar uma zona adjacente, uma zona de nós de acesso e uma zona de cruzamento de rodovias. Da análise específica de dois casos de estudo, os custos de investimento variavam entre 1,83 €/W e 1,85 €/W e as taxas internas de rentabilidade entre 2,4% e 7,2%.

Figura 2 - Áreas potencialmente candidatas no estudo coreano [11]

[6] O estudo menciona 140 000 km de rodovias, mas deve ser um erro tipográfico, pois várias fontes indicam que a extensão de autoestradas é de apenas 14 000 km [11] e a rede total de estradas é de 110 000 km [12].

Para o caso da China, foi desenvolvido um modelo espacial para estimar o potencial solar fotovoltaico anual em rodovias para todo o território chinês [14]. Primeiro, as áreas de diferentes segmentos de rodovias foram calculadas com base na rede de rodovias e praças de portagens. Em segundo lugar, a área de sombra horária nas rodovias criada por terrenos próximos foi estimada com base num modelo digital de elevação (DEM). Finalmente, o potencial fotovoltaico de todas as faixas e faixas de emergência foi estimado à escala da cidade/município usando dados de radiação de superfície e modelos de avaliação de radiação. Com base nos dados de rodovia com uma extensão total de 143 684 km no final de 2020, os resultados mostram que o potencial de instalação em sistemas FV seria 700,85 GW, a que poderia corresponder uma geração de eletricidade de 629,06 TWh, com um rendimento anual de 897 kWh/kWp.

2.1.2 Barreiras acústicas (Países Baixos)

Para as Autoestradas dos Países Baixos, foi realizada uma análise para avaliar a viabilidade da integração de módulos solares bifaciais verticais em barreiras acústicas [15]. A abordagem envolveu a integração de dados geoespaciais com dados potenciais fotovoltaicos usando tecnologia de sistemas de informação geográfica. Os resultados mostram a existência de um potencial de geração de 200 GWh/ano, se todas as atuais barreiras acústicas ao longo das autoestradas nos Países Baixos fossem consideradas adequadas para a integração de módulos fotovoltaicos. Foram ainda analisados três casos de estudo relativos à integração desses sistemas com áreas de serviço específicas para carregamento de veículos elétricos. O estudo demonstrou que podem ser carregados 300 veículos por dia, combinando barreiras acústicas quer com módulos FV bifaciais quer com módulos fotovoltaicos monofaciais padrão, em terrenos públicos disponíveis ao longo da autoestrada, o que é suficiente para atender a 80% da procura esperada de carregamento de EV em autoestradas em 2030.

2.2 Projetos piloto

2.2.1 Barreiras acústicas (Países Baixos, Alemanha, Itália)

O Ministério das Infraestruturas e da Água dos Países Baixos e a empresa TNO desenvolveram o projeto *Solar Highways* para a implementação de uma barreira acústica que gerasse eletricidade [16]. A barreira foi instalada em 2018 no lado Este da A50 em Uden, e consiste numa estrutura de suporte de módulos bifaciais que geram eletricidade de ambos os lados da barreira acústica, com 400 metros de comprimento e cinco metros de altura (4 m de módulos e 1 m para a base da estrutura), numa capacidade instalada de 248 kWp. A estrutura está representada na Figura 3. O custo total foi de 4 736 413 €, tendo sido financiado em 30% através do projeto europeu LIFE+. Em 2019, a produção total foi de 202,4 MWh, com um rendimento anual de 816,8 kWh/kWp.

Existem outras referências à instalação de barreiras acústicas com módulos solares na Alemanha [17] e Itália [18]. No caso da Alemanha, é reportada a utilização de uma barreira de 5 m de altura e 234 metros de comprimento, com um custo de 75 000 €, capaz de produzir 51,5 MWh/ano. Não é referida a potência do sistema [17]. Na Itália, é reportada a existência de uma barreira de 1 km (com 5,6 metros de altura) com 3944 módulos (não sendo indicada a potência), mas com capacidade de produção de 750 MWh/ano.

Figura 3 - SolarHighway, Países Baixos [16], e outros exemplos na Alemanha [17] e Itália [18]

2.2.2 Áreas de serviço (Coreia do Sul, Espanha)

Em geral, as áreas de serviço já dispõem de infraestruturas que podem ser utilizadas para instalar painéis solares, como os telhados dos parques de estacionamento. Um exemplo de um projeto como este pode ser visto na Figura 4 (à esquerda), referente a uma instalação em Namhae, Coreia do Sul, em 2012 [11].

Em 2021, foi lançado pela Cepsa um projeto para criar uma rede de áreas de serviço em Espanha e Portugal equipadas com painéis solares para abastecer a estrutura existente, mas também pontos de carregamento de veículos elétricos [19]. Este projeto já foi lançado em 75 áreas de serviço semelhantes à da Figura 4 (à direita).

Figura 4 - Exemplos de aplicações de Sistemas FV em áreas de Serviço (Coreia da Sul à esquerda [11] e Espanha à direita [19])

2.2.3 Canópias solares (Alemanha, Coreia do Sul)

Se não houver espaço disponível ao redor das rodovias ou se as limitações do terreno ao redor não permitirem a instalação de sistemas solares mais tradicionais, existe a alternativa de instalação de canópias (telhados ou túneis) solares. Este conceito foi testado em Baden-Württemberg, no sul da Alemanha, na autoestrada A81 (Figura 5), com uma estrutura de 33 kWp [20]. A maior vantagem desta solução é a utilização da área das rodovias quando não existem outras áreas disponíveis, e a maior desvantagem é que, dependendo da extensão, podem ser consideradas túneis, o que introduz requisitos de segurança adicionais, como iluminação ou ventilação.

Na Coreia do Sul, existe uma instalação semelhante (Figura 5), mas onde a canópia foi instalada no separador central de uma autoestrada de 8 vias, cobrindo uma ciclovia com perto de 8 km [21].

Figura 5 – Canópia solar (na A81, Alemanha [20] à esquerda e em Sejong, Coreia do Sul [21] à direita)

2.2.4 Centrais solares (Alemanha)

Desde 2009, foram instalados na Alemanha mais de 4000 km de barreiras acústicas e centrais solares nos arredores de autoestradas [22]. Na Figura 6 é representada uma instalação numa área adjacente à autoestrada A94. De forma a aumentar as áreas disponíveis para a instalação destes sistemas, foi aprovada em 2022 uma legislação que aumentou a área reservada em torno das rodovias de 220 para 500 metros [23].

Figura 6 – Sistema solar instalado perto da autoestrada A94, em Toging, Alemanha, em 2021 [22]

2.2.5 Planos de desenvolvimento para autoestradas (França e Estados Unidos)

Em 2024, a direção regional francesa de autoestradas lançou um concurso para a instalação de 240 MW em sistemas solares nas autoestradas francesas [24].

Nos Estados Unidos, o governo Estadual de Oregon lançou em 2009 o primeiro projeto de uma central solar com 104 kW no cruzamento entre a *Interstate 5* e a *Interstate 205*, a sul de Portland, no âmbito de um programa de solar para autoestradas [25].

2.3 Análise comparativa da literatura

Como se pode verificar na descrição dos casos anteriores, é muito difícil realizar uma avaliação comparativa, pois o tipo de indicadores que é reportado é muito heterogéneo. Na Tabela 3 são apresentados os casos para instalações em diferentes geografias e tipologias e na Tabela 4 são apresentados os casos específicos de barreiras acústicas.

Tabela 3 - Análise comparativa de casos de estudo em várias geografias e tipologias

País	Rede [km]	Potência [MW]	Energia [GWh]	Rendimento [kWh/kWp]	Investimento [€/W]	TIR [%]	PRI [Anos]	LCOE [€/kWh]
Alemanha	298	165	259	1570				
Ji-Qing e Jinan, China[8]			10				8	>0,054
Hubei, China [8]			35				5	>0,032
China [14]	148684	700850	629060	897				
Coreia do Sul	14000[6]	>268	8,23		1,84	2,4-7,2		

Tabela 4 - Análise comparativa em várias geografias (Barreiras sonoras)

País	Extensão [m]	Potência [kW]	Energia [MWh]	Rendimento [kWh/kWp]	Investimento [€/W]	LCOE [€/kWh]
Holanda	400	248	202	816,8	19,1	11,7
Alemanha	234	62	51,5	830,6	1,2	>0,072
Itália	1067		750			

* Estimativa com base em [17]

Dos vários casos de estudo, conceptuais ou projetos piloto, verifica-se que as instalações já existentes podem gerar dezenas a centenas de GWh anuais de eletricidade, com períodos de retorno de investimento entre os 5 e 8 anos ou taxas de rentabilidade que variam entre 2 e 7%. O rendimento solar pode variar entre 800 e 1500 kWh/kWp. Existem alguns casos de implementação em barreiras acústicas, mas com pouca expressão.

2.4 Conclusões da análise da literatura

Da análise da literatura é possível concluir que existem já diferentes pilotos de instalações de sistemas solares fotovoltaicos em autoestradas em vários países do mundo, utilizando diversas soluções como barreiras acústicas, canópias (quer sobre a via, quer sobre o separador central), nós de intersecção e áreas adjacentes (não sendo claro se são aterros ou outro tipo de terrenos).

Relativamente aos estudos de identificação de potenciais áreas para a instalação destes sistemas, as metodologias são semelhantes e englobam a utilização de sistemas de informação geográfica, com informação das rodovias, de redes de eletricidade e edifícios, da irradiância, e de modelos de elevação digital para identificação de sombreamento pelo relevo natural. Estes sistemas são utilizados para a identificação de potenciais locais para a instalação, sendo que são realizados casos de estudo específicos para alguns desses locais.

3 Identificação do potencial fotovoltaico em autoestradas

Este capítulo descreve a metodologia utilizada para a realização do presente trabalho, a identificação do potencial fotovoltaico em autoestradas. A metodologia geral segue os mesmos princípios de estudos semelhantes realizados noutros países e é descrita em detalhe na Figura 7: identificação dos locais, aplicação de critérios de viabilidade técnica, cálculo da geração fotovoltaica, estimativa de custos e receitas, cálculo da viabilidade económica.

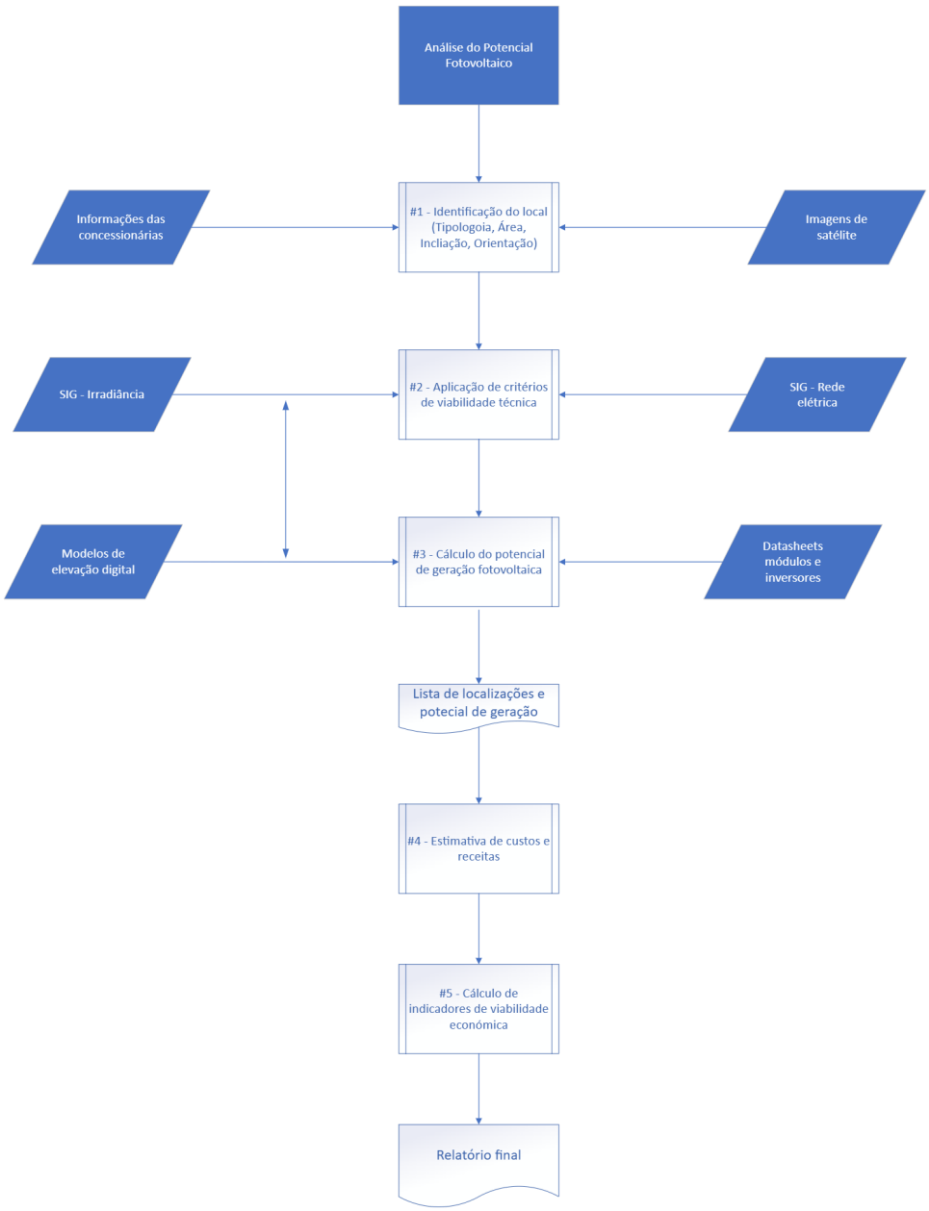

Figura 7 – Metodologia.

3.1 Identificação dos locais

O desenvolvimento deste trabalho pressupõe o conhecimento da localização e caracterização das propriedades fundamentais (como área de implantação) dos seguintes componentes: taludes, ramos/miolos dos nós, pórticos e praças de portagem, separadores centrais, muros de barreiras acústicas, terrenos circundantes das áreas de serviço e outras áreas afetas à autoestrada, escapatórias de emergência, caminhos locais, zonas com elevado risco de incêndio, taludes não utilizáveis, etc.

O conjunto inicial de dados corresponde à localização das autoestradas, representadas por um conjunto de 188 polígonos, conforme representado na Figura 1.

Para a realização deste trabalho foi possível obter dados de várias concessionárias (Ascendi, Autoestradas do Douro Litoral, Brisa, Douro Interior, IP, Norscut) com informação sobre: taludes de escavação, ramos/miolos dos nós, pórticos e praças de portagem e barreiras acústicas. Esta informação corresponde a 2426,8 km de autoestradas concessionadas (73% da rede concessionada) e a 541 km da IP, o que corresponde a uma cobertura de 76,8% de toda a rede de autoestradas.

Estes dados foram inseridos na ferramenta *ArcGIS*.

3.2 Aplicação de critérios

Para selecionar as áreas de estudo foi necessário definir os critérios relevantes para o cálculo do potencial fotovoltaico. Cada critério resulta na aplicação de um filtro de informação que reduz a quantidade de segmentos de rodovias que se encaixam nos critérios escolhidos. Este processo foi feito no *ArcGIS* através do uso de vários filtros que reduzem o número de áreas a analisar.

3.2.1 Irradiância Global

Em seguida, considerou-se as áreas com melhor exposição solar. Para identificar essas áreas utiliza-se a irradiância global horizontal (GHI) [26], que pode ser vista na Figura 8, com valores a variar entre os 2,39 kWh/m^2 no Noroeste e os 5,26 kWh/m^2 no Sudeste de Portugal Continental.

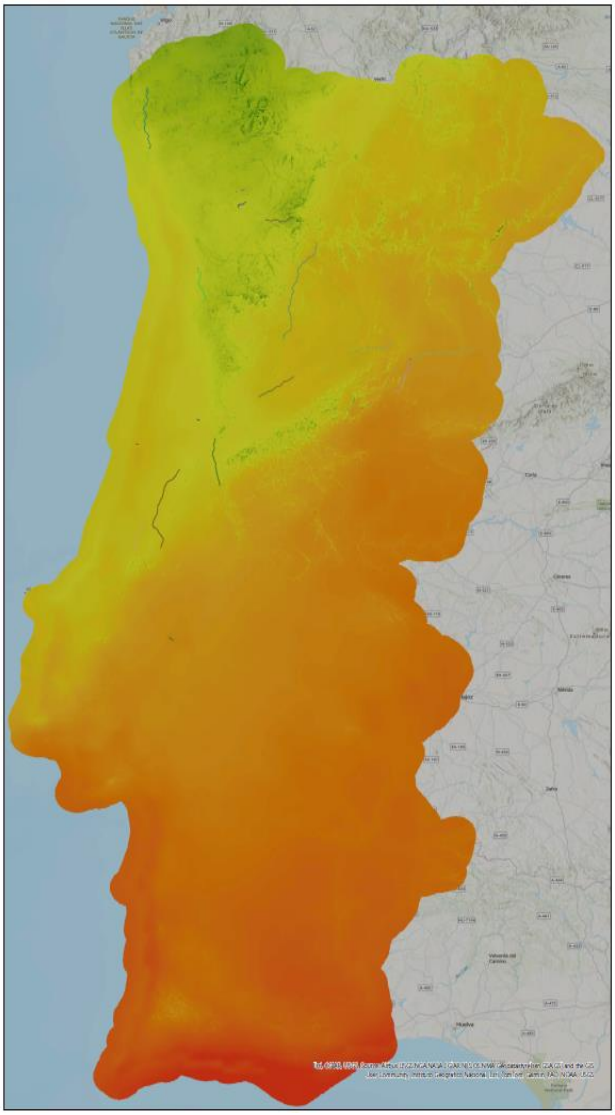

Figura 8 - Irradiância global Horizontal (GHI)

3.2.2 Postos de transformação

Outro dos critérios considerados foi a existência de postos de transformação (PT) com capacidade de injeção de geração solar. Para isso, considerou-se a existência de PT a uma distância inferior a 500 metros, sendo que a potência disponível para ligação é a potência disponível não utilizada desse posto de transformação, de acordo com a informação disponibilizada pela E-REDES [27], [28].

Na Figura 9 pode observar-se que existem várias centenas de postos localizados junto a autoestradas, sendo que muitos desses pontos coincidem com áreas residenciais.

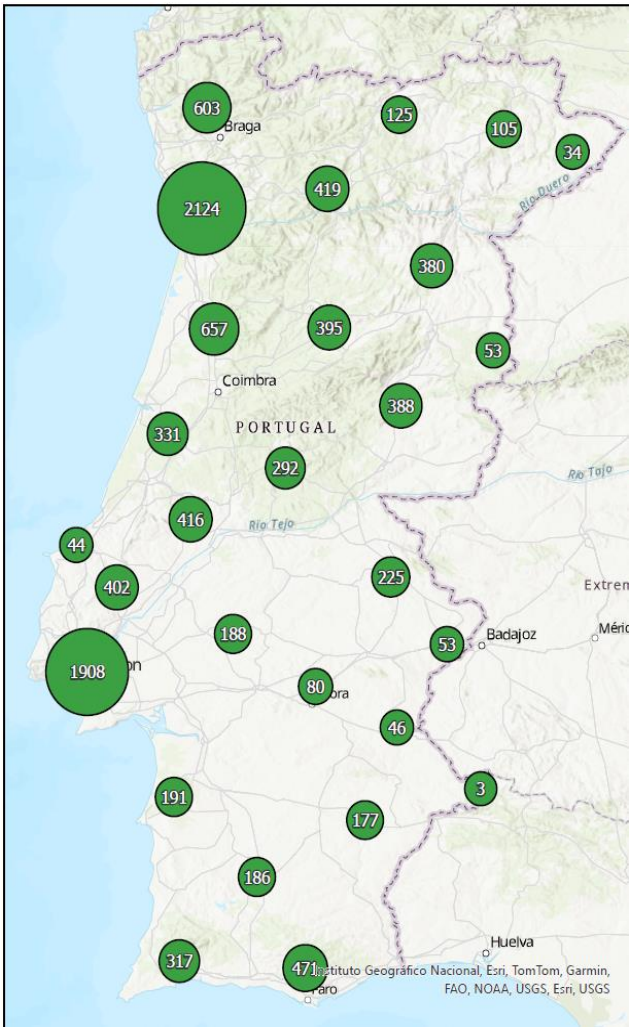

Figura 9 - Postos de transformação a menos de 500 metros de Autoestradas

3.3 Potencial de geração fotovoltaico

Esta seção descreve a ferramenta desenvolvida em *Python*, com base na utilização das bibliotecas PVGIS [29] e PVLIB [30] para o cálculo do potencial de geração fotovoltaico.

3.3.1 PVGIS

O *PVGIS* é uma ferramenta da União Europeia que fornece informações sobre a radiação solar, ângulos otimizados para a instalação de painéis fotovoltaicos e dados do ano meteorológico típico (TMY) para um determinado conjunto de coordenadas geográficas.

Esta biblioteca disponibiliza ficheiros de dados climáticos para um ano meteorológico típico, designado por TMY, com resolução horária, para qualquer local [29], com base na informação histórica entre 2005 e 2020. Os parâmetros disponibilizados são os seguintes:

- Temperatura do ar a uma altura de 2 metros [°C];
- Irradiância global no plano horizontal (GHI) [W/m^2];
- Irradiância direta num plano sempre normal aos raios solares (DNI) [W/m^2];
- Irradiância difusa no plano horizontal (DHI) [W/m^2];
- Velocidade total do vento a uma altura de 10 metros [m/s].

O PVGIS leva em consideração o horizonte para qualquer localização geográfica e a elevação no terreno ao redor, mas não leva em conta o potencial sombreamento causado por árvores ou estruturas artificiais (e.g. edifícios), denominado de Modelo Digital de Elevação (DEM) obtido em [29], que pode ser visto na Figura 10.

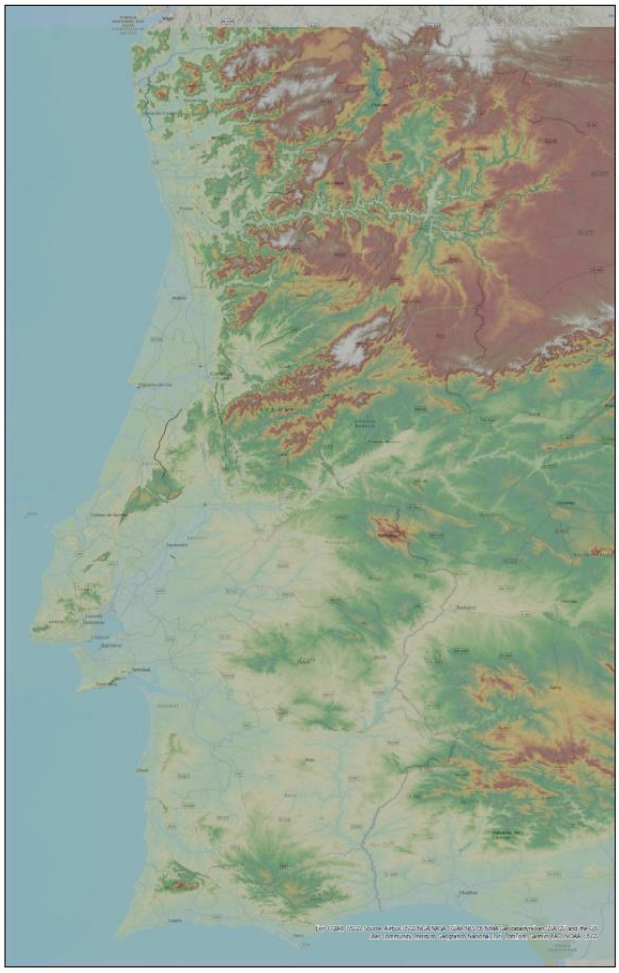

Figura 10 - Modelo de Elevação Digital (DEM)

O PVGIS permite ainda calcular a radiação para qualquer plano definido pelo ângulo de inclinação com a horizontal e o ângulo de orientação face ao sul (azimute).

3.3.2 PVLIB

O PVLIB é uma biblioteca em *python* que disponibiliza um conjunto de funções que permite calcular a geração de um determinado sistema fotovoltaico definido a partir de um modelo específico de módulo e de inversor, sendo necessário definir o número de módulos associados a cada *string* do inversor.

Para automatização do processo, foi definido um modelo de painéis e de inversores genérico:

- Painel SunPower X-Series: X22-485-COM (módulo FV de 485 W) [32];
- Inversor Yaskawa Solectria Solar, PVI 23TL 480 (inversor de 23 kW/480 V) [33];
- Inversor Yaskawa Solectria Solar, PVI 10kW 208 (inversor de 10 kW/208 V) [34].

Com base no ficheiro TMY, área, ângulos de inclinação e azimute, é estimado o potencial de geração solar com base num modelo de 1 diodo/ 3 parâmetros [35].

3.3.3 Inclinação, orientação e espaçamento dos painéis.

O ângulo de inclinação e de orientação (azimute) ótimos para o hemisfério norte são em geral o ângulo de inclinação equivalente à latitude do local e a orientação a sul. Contudo, de forma a simplificar as estruturas de fixação dos painéis, atualmente é comum instalar os sistemas fotovoltaicos utilizando a orientação e inclinação do terreno onde são instalados, diminuindo a complexidade de projeto e instalação à custa de uma redução da geração.

No caso de se optar por instalar painéis com uma inclinação ótima para maximizar a geração anual, é necessário ter em conta os efeitos de sombreamento que os painéis podem originar entre si. Este efeito depende da altura solar e, por isso, da época do ano, do dia e da hora, sendo que o pior cenário corresponde ao solstício de inverno (por volta das 9h do dia 21 de dezembro), quando é atingido o mínimo do valor do ângulo de elevação solar.

O espaçamento *E* entre os painéis solares pode ser calculado utilizando o método:

$$E = A \sin\theta_{incl} \times \frac{\cos\theta_{azim}}{\tan\theta_{elev}} \qquad \text{Equação 5}$$

onde *A* é a altura do painel, θ_{incl} é o ângulo de inclinação, θ_{azim}é o ângulo de orientação ou azimute e θ_{elev}é o ângulo de elevação solar, em geral calculados para o solstício de inverno, quando o ângulo de elevação solar é menor, o que origina maiores sombras [36].

Para um painel com uma altura de 1,5 metros, o espaçamento deve variar entre 3,5 m no solstício de inverno e 0,15 m no solstício de verão. Durante os

equinócios, a distância é 0,79 m. Para as latitudes em Portugal (entre 37 e 42°), significa que o espaçamento que minimiza o sombreamento entre painéis representa uma redução de área da ordem dos 40% a 50% da área disponível. O PVLIB permite calcular o sombreamento induzido por outros painéis e a respetiva redução de geração.

4 Análise custo-benefício preliminar

Da análise da literatura realizada no Capítulo 2, foram realizados seis casos de estudo preliminares, em áreas específicas de autoestradas em Portugal Continental, para pré-avaliar o potencial de instalação de sistemas fotovoltaicos:

- Área de aceleração (A24),
- Nó de ligação (A1),
- Área de serviço (A1),
- Zona orientada Norte/Sul (A24),
- Zona orientada Este/Oeste (A25),
- Barreira acústica (A32).

A localização destes casos de estudo, representada na Figura 11, verifica os critérios previamente estabelecidos.

Figura 11 - Localização dos casos de estudo para a avaliação preliminar.

4.1 Resultados globais

Os resultados obtidos nesta análise preliminar estão sistematizados na Tabela 5.

Tabela 5 - Resultados para os casos de estudo

Caso de Estudo	Número de painéis	Potência instalada (kW)	Eletricidade Gerada (MWh)	Rendimento (KWh/kWp)
A24 - Área de aceleração	403	363	552	1520,7
A1 - Nó/miolo	1772	1595	2667	1672,1
A1 - Área de serviço	80	72	104	1444,4
A24 - Zona orientada Norte/Sul	324	292	471	1613,0
A25 - Zona orientada Este/Oeste	4230	3807	6057	1591,0
A32 - Barreira acústica	44	40	17	425,0

Como se pode verificar, as áreas de aceleração/desaceleração, os nós de acesso, os taludes e as áreas de serviço apresentam rendimentos acima dos 1400 kWh/kWp (superior aos rendimentos indicados na literatura de 800 kWh/kWp). As barreiras acústicas apresentam valores significativamente baixos.

4.2 Resultados detalhados

4.2.1 Geração de energia

4.2.1.1 Áreas de aceleração

A área deste caso de estudo corresponde a duas áreas de aceleração na A24 e pode ser observada na Figura 12.

Figura 12 - Nó de aceleração na A24

Nesta área, em particular, foi considerada a inclinação ideal de 33° e o azimute de 210° (SW). Estima-se que cada painel instalado produza 1370 kWh num ano típico, sendo dezembro o mês com menor produção, de 52 kWh, e julho, o mês com maior produção, de 164 kWh (Figura 13). Como se pode ver na Figura 12, a área disponível é limitada pela curva da autoestrada, tornando possível a instalação de 403 painéis, o que equivale a uma potência instalada de 363 kW. A estimativa de produção de eletricidade anual nesta área é de 552 MWh.

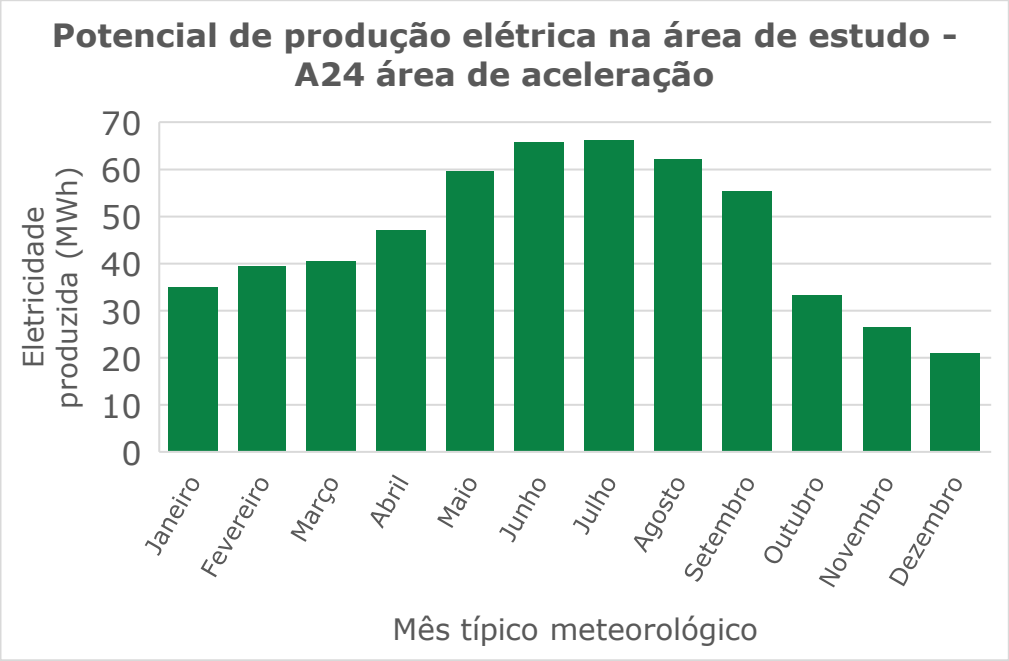

Figura 13 - Resultados da área de aceleração na A24

4.2.1.2 Nós /Miolos de acesso

A zona deste caso de estudo é composta por quatro áreas diferentes que podem ser observadas na Figura 14.

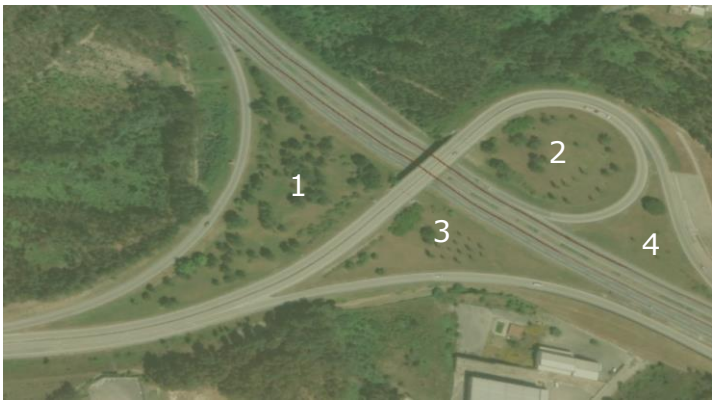

Figura 14 - Nó de Acesso na A1

Neste caso, todos os painéis foram alinhados com a estrada principal, o que permite maximizar a área útil e a orientação dos painéis a sul. A inclinação ideal é de 34° e o ângulo de azimute é de 205° (SW). Nestas condições, cada painel produz 1505 kWh por ano, com um intervalo entre 95,3 kWh em dezembro e 161,1 KWh em julho (Figura 15). Se forem instalados 1772 painéis, a potência total instalada é de 1595 kW e a estimativa de produção total de eletricidade durante um ano típico é de 2667 MWh.

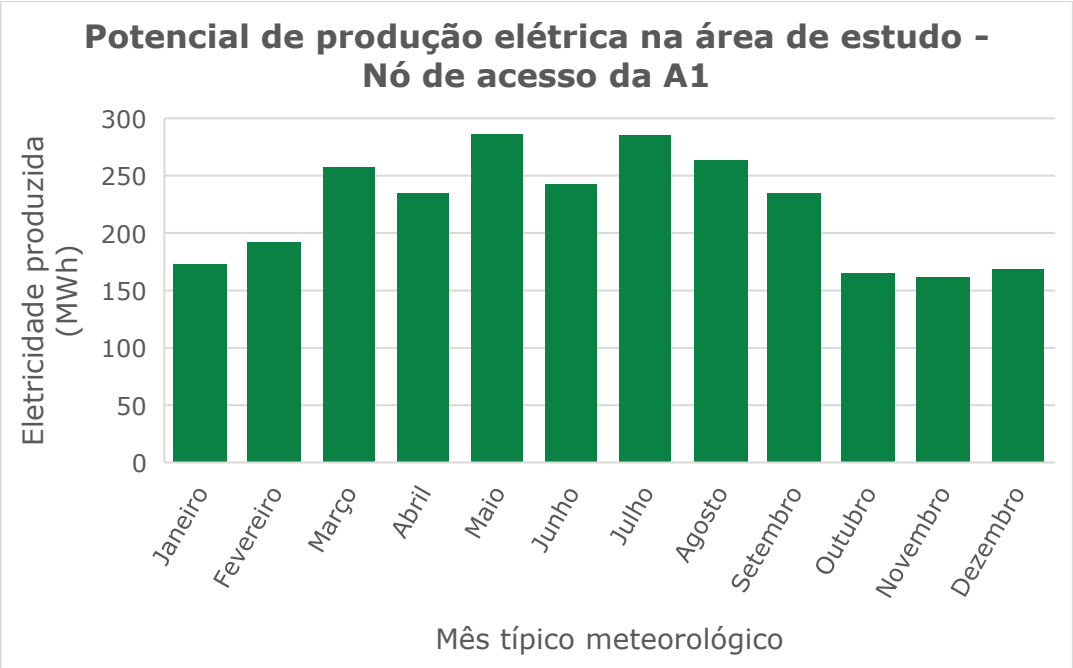

Figura 15 - Resultados do nó de acesso na A1

4.2.1.3 Áreas de Serviço

Os dois parques de estacionamento instalados na área de serviço de Leiria, situada na A1, são as áreas úteis consideradas para este caso de estudo. As dimensões e a direção de cada uma delas são descritas na Figura 16. Existem duas instalações possíveis nestes telhados, painéis na horizontal ou inclinados. A inclinação ideal para esta localização é 35°.

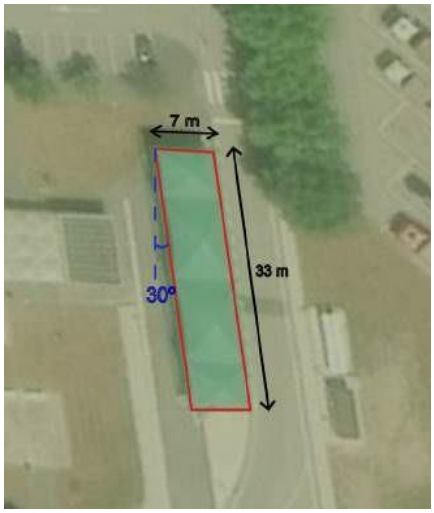

Figura 16 - Dimensões do telhado do parque de estacionamento na área de serviço na A1

Os resultados relativos às diferentes instalações podem ser consultados na Figura 17. No cenário de instalação na horizontal cada painel produz 1302 kWh/ano. A produção mensal varia de 50,7 kWh em dezembro a 168,8 kWh em julho. Para 80 painéis instalados nestas condições e uma potência de 72 kW, a estimativa de produção de eletricidade para esta área é de 104 MWh por ano.

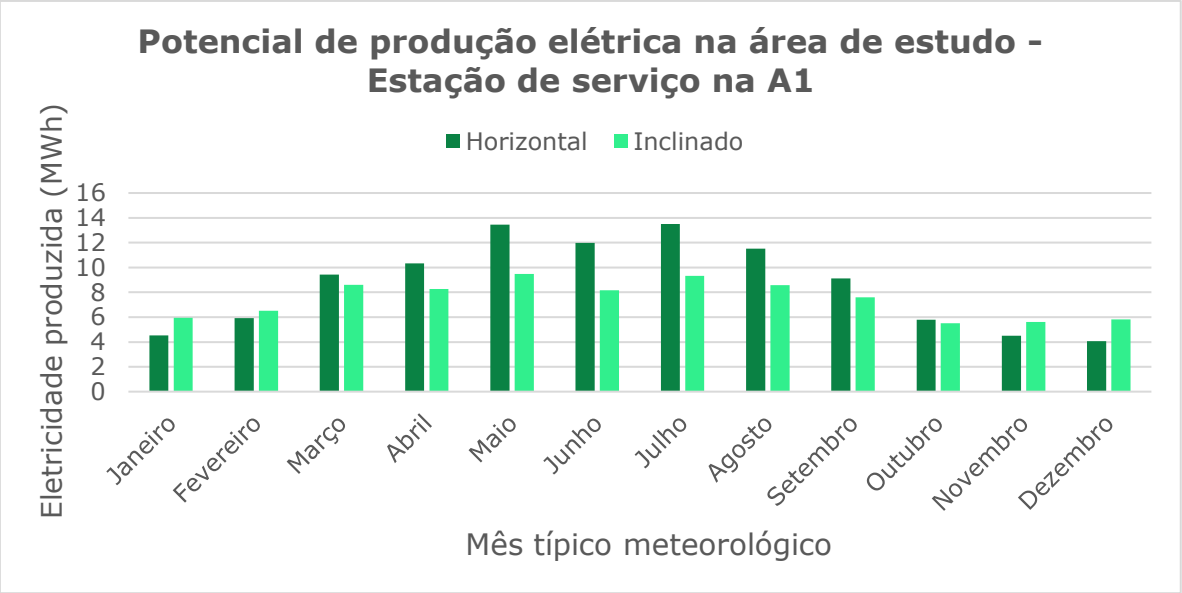

Figura 17 - Resultados da área de serviço na A1 para diferentes configurações de instalação (painéis na horizontal ou inclinados)

Considerando uma instalação com uma inclinação ótima de 35°, cada painel produz 1490 kWh por ano, o que representa um aumento de 14,5% em comparação com o mesmo painel na horizontal. O mês com menor produção é dezembro com 96,8 kWh e o mês de maior produção é julho com 155,3 kWh. Dado que apenas 60 painéis podem ser instalados inclinados em ambos os telhados, a potência instalada diminui para 54 kW, o que representa uma diminuição de 25% em relação à instalação plana. No entanto, a produção anual é de 89,42 MWh, o que representa apenas uma diminuição de 14,12% em comparação com a mesma área coberta por painéis planos.

4.2.1.4 Zonas adjacentes norte-sul

Para este caso de estudo, a área foi definida como estando alinhada com a forma e direção da rodovia, e pode ser visto na Figura 18.

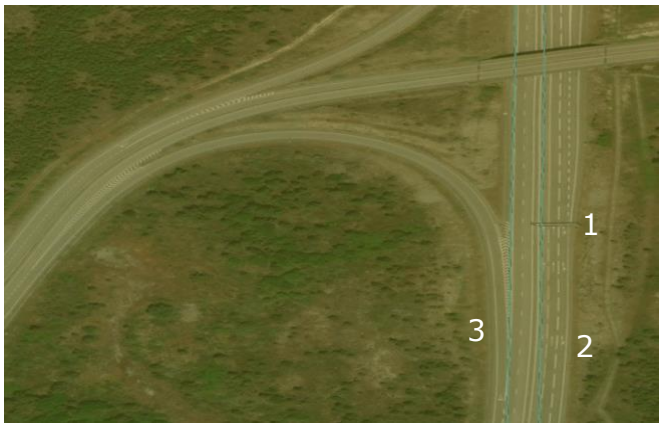

Figura 18 - Caso de estudo com orientação norte-sul

As possíveis direções de instalação têm ângulos de azimute de 112° (sudeste), 202° (sudoeste) e 292° (noroeste). A quantidade de painéis para esta área é 324, independentemente da direção, o que corresponde a 292 kW instalados. Os resultados para as diferentes direções podem ser encontrados na Figura 19.

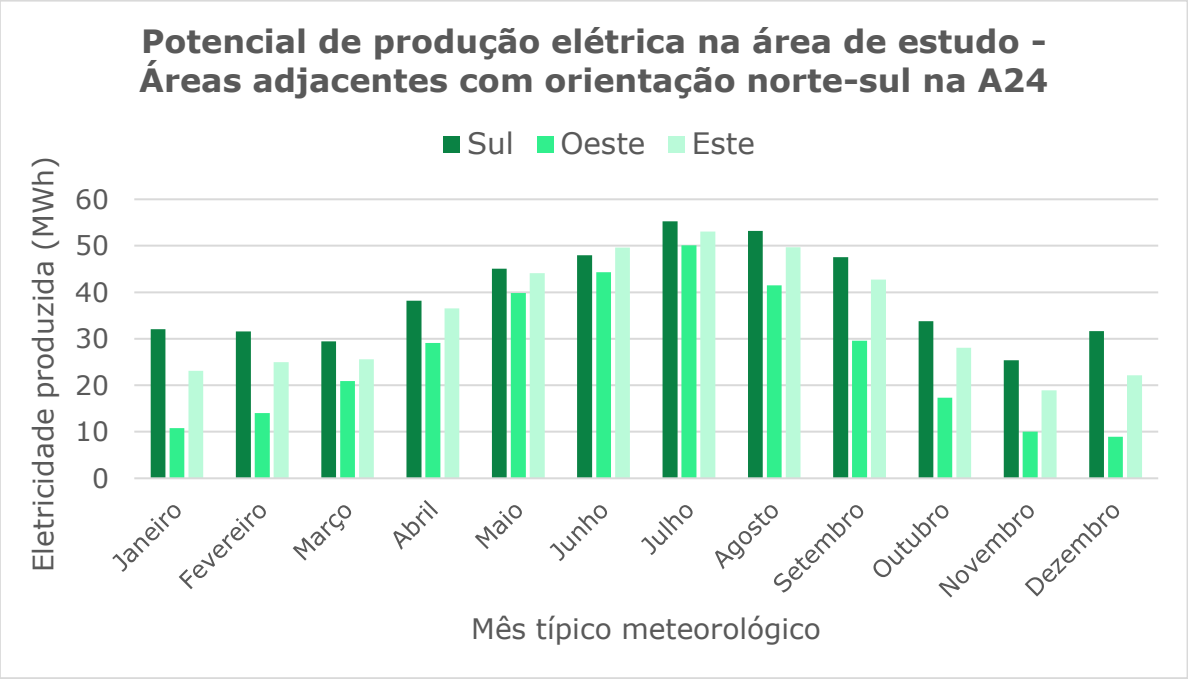

Figura 19 - Resultados do segmento da autoestrada A24 no sentido norte-sul

Como esperado, a configuração mais próxima da direção norte produz os piores resultados, com cada painel produzindo apenas 976 kWh/ano. A segunda melhor opção é a instalação para sudeste, com 1292 kWh produzidos anualmente. O Sudoeste é a direção que possibilita a maior produção de eletricidade, com uma produção de 1454 kWh, que é 48,9% superior à instalação para noroeste, e 12,6% melhor do que a opção sudeste.

4.2.1.5 Zonas adjacentes este-oeste

A Figura 20 representa a área selecionada para a autoestrada A25, construída no sentido este/oeste.

Figura 20 - Zona adjacente com orientação Este-Oeste na A25

Dada a direção da rodovia, considera-se os painéis voltados para sudoeste, com um azimute de 200° e com uma inclinação ideal de 35°. Nesta área cabem 4230 painéis, com a potência instalada a totalizar 3807 kW. Cada um destes painéis produz anualmente 1432 kWh, e toda a área de estudo apresenta uma estimativa de produção de 6057 MWh no total, como se pode ver na Figura 21.

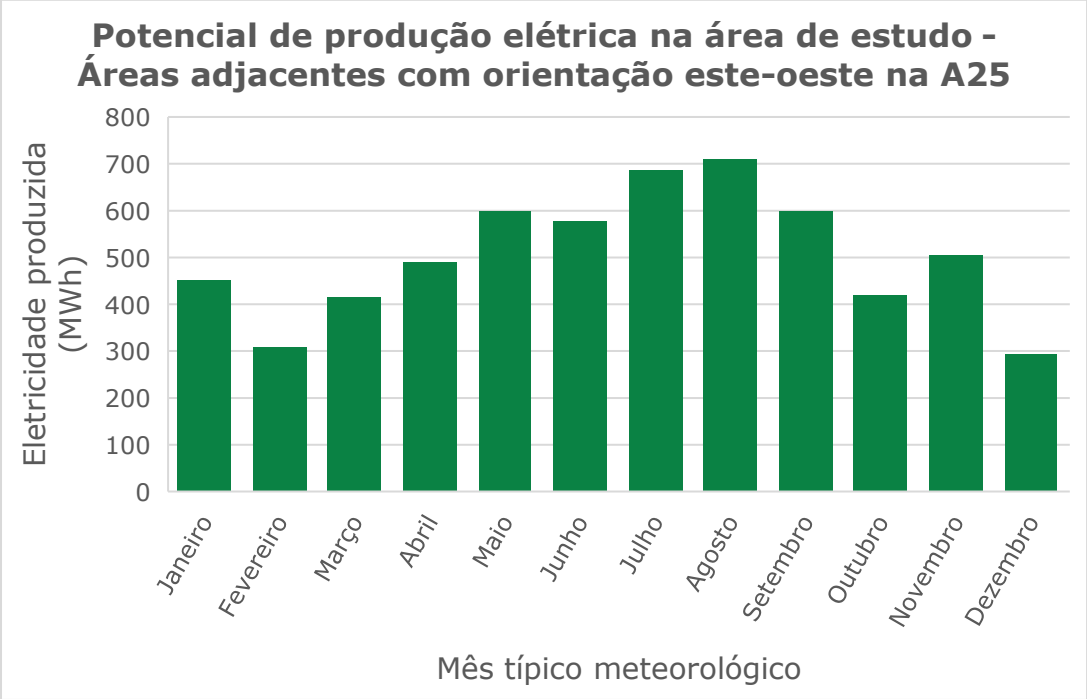

Figura 21 - Resultados dos segmentos da A25 na direção este-oeste

4.2.1.6 Barreiras Acústicas

A barreira acústica é o único caso de estudo com uma instalação vertical e uma direção predefinida, o que significa que a inclinação é de 90°. A instalação considerada é representada na Figura 22.

Figura 22 - Caso de estudo da barreira acústica na A32

Os resultados de geração são representados na Figura 23, onde se pode verificar que a produção por painel é significativamente inferior à das outras localizações.

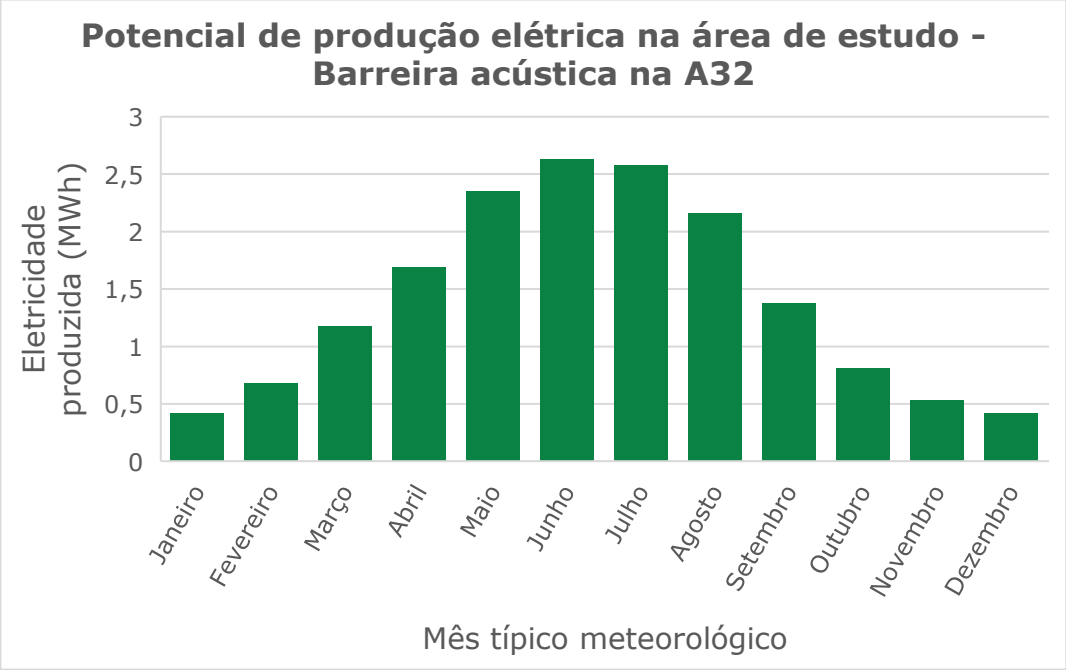

Figura 23 - Resultados da barreira acústica instalada na A32

Desta forma, conclui-se que a instalação na vertical em barreiras acústicas tem um rendimento significativamente baixo.

4.2.2 Viabilidade económica

Para fazer uma análise preliminar da viabilidade económica dos diferentes tipos de instalação, foram calculados o Valor Atual Líquido (VAL), a taxa interna de rentabilidade (TIR) e o Custo Atualizado de Eletricidade (LCOE). Nesses cálculos foram considerados diferentes valores para o investimento e diferentes valores para a remuneração da venda da eletricidade gerada.

4.2.2.1 Valor atual líquido (VAL)

Os resultados para o valor atual líquido podem ser consultados na Tabela 6. O VAL é calculado para diferentes cenários de investimento (1 €/W, 1,4 €/W e 1,74 €/W) e para diferentes preços de mercado (30 €/MWh, 36 €/MWh e 100 €/MWh). O quadro mostra o valor dos preços de mercado para os quais o VAL é zero a amarelo, valores positivos a verde e valores negativos a laranja e vermelho. Para

cada caso é indicado o preço de mercado que viabiliza o investimento (VAL=0). A taxa de desconto considerada foi de 3,3%.[7]

Tabela 6 - Valor atual líquido para diferentes custos de instalação e preços de mercado para cada caso de estudo

VAL	A24 - Área de aceleração		
	Custo investimento €/W		
Preço mercado €/MWh	*1*	*1.4*	*1.74*
30	-172550	-338957	-480403
36	-123857	-290264	-431710
51.3	0	-166407	-307853
71.8	166407.1	0	-141446
88.615	303145.2	136738.1	-4707.89
89.2	307853.1	141446	0
100	395541.2	229134.1	87688.09

VAL	A1 - Nó		
	Custo investimento €/W		
Preço mercado €/MWh	*1*	*1.4*	*1.74*
30	-652919	-1384614	-2006556
36	-417654	-1149350	-1771291
46.7	0	-731696	-1353637
65.3	731695.7	0	-621941
81.2	1353637	621941.3	0
88.615	1645416	913720.2	291778.9
100	2091830	1360134	738192.6

VAL	A1 - Estação Serviço (horizontal)		
	Custo investimento €/W		
Preço mercado €/MWh	*1*	*1.4*	*1.74*
30	-36660	-69694	-97772
36	-27475	-60509	-88587
54	0.00	-33034	-61112
75.5	33034	0.00	-28079
88.615	53068	20035	-8043.92
93.9	61112	28079	0
100	70497	37463	9384

VAL	A1 - Estação Serviço (inclinado)		
	Custo investimento €/W		
Preço mercado €/MWh	*1*	*1.4*	*1.74*
30	-22500	-47276	-68335
36	-14613	-39388	-60447
47.1	0.00	-24775	-45834
66	24775	0.00	-21059
82	45834	21059	0
88.615	54554	29779	8720.20
100	69521	44746	23687

VAL	A24 - Norte/Sul		
	Custo investimento €/W		
Preço mercado €/MWh	*1*	*1.4*	*1.74*
30	-126662	-260448	-374166
36	-85100.7	-218887	-332605
48.3	0	-133786	-247505
67.6	133786.3	0	-113718
84	247504.7	113718.4	0
88.615	279353.4	145567	31848.63
100	358215.1	224428.7	110710.4

VAL	A25 - Este/Oeste		
	Custo investimento €/W		
Preço mercado €/MWh	*1*	*1.4*	*1.74*
30	-1695456	-3442111	-4926768
36	-1161220	-2907875	-4392531
49	0	-1746655	-3231312
68.7	1746655	0	-1484657
85.3	3231312	1484657	0
88.615	3523588	1776933	292275.8
100	4537301	2790646	1305989

[7] Média das taxas de juro de longo prazo em Portugal para os últimos 12 meses.

VAL	A32 - Barreira Sonora		
	Custo investimento €/W		
Preço mercado €/MWh	*1*	*1.4*	*1.74*
100	-20697.8331	-38866	-54310
183.7	0	-18169	-33612
257.2	18168.5155	0	-15443
319.7	33611.7536	15443.2	0

A partir destes resultados, apenas um dos casos de estudo apresenta valores de VAL negativos consistentes para os limites definidos do preço de mercado, que é a barreira acústica na A32.

Em relação às duas possíveis configurações de áreas de serviço, a opção por montar os painéis na horizontal requer um preço de mercado 14,5% mais alto para atingir o ponto de equilíbrio.

Considerando apenas os valores absolutos do VAL, o melhor resultado é o estudo de caso A25 - Leste/Oeste. Isto é explicado pelo facto de este ser o caso com a maior área e, portanto, com a maior potência instalada, embora não seja o caso de melhor rendimento.

O caso dos nós de acesso requer preços de mercado mais baixos para alcançar um VAL positivo, o que indica que este tipo de configuração é aquela onde será possível obter maiores rendimentos.

4.2.2.2 Taxa interna de rendibilidade (TIR)

Os resultados da taxa interna de retorno podem ser consultados na Tabela 7. O caso de estudo da barreira acústica não foi considerado, uma vez que já se concluiu na secção anterior que dificilmente este tipo de instalação terá um valor atualizado líquido positivo para os preços de mercado.

Tabela 7 – taxa interna de rentabilidade para diferentes custos de instalação e preços de mercado para cada caso de estudo

TIR	Custo de investimento: 1€/W					
Preço de mercado €/MWh	A24 Área aceleração	A1 Nó	A1 Estação serivço (horizontal)	A1 Estação serivço (inclinado)	A24 - Norte/Sul	A25 - Este/Oeste
30	-3.00%	-2.00%	-4.00%	-2.00%	-2.00%	-3.00%
36	-1.00%	0.00%	-2.00%	0.00%	0.00%	-1.00%
50	3.00%	4.00%	2.00%	4.00%	4.00%	3.00%
70	7.00%	9.00%	7.00%	9.00%	8.00%	8.00%
80	9.00%	11.00%	9.00%	11.00%	10.00%	10.00%
100	13.00%	15.00%	12.00%	15.00%	14.00%	14.00%

TIR	Custo de investimento: 1.4€/W					
Preço de mercado €/MWh	A24 Área aceleração	A1 Nó	A1 Estação serivço (horizontal)	A1 Estação serivço (inclinado)	A24 - Norte/Sul	A25 - Este/Oeste
30	-7.00%	-6.00%	-7.00%	-6.00%	-6.00%	-6.00%
36	-5.00%	-4.00%	-5.00%	-4.00%	-4.00%	-4.00%
50	-1.00%	0.00%	-2.00%	0.00%	0.00%	-1.00%
70	3.00%	4.00%	2.00%	4.00%	4.00%	3.00%
80	5.00%	6.00%	4.00%	4.00%	5.00%	5.00%
100	8.00%	9.00%	7.00%	9.00%	8.00%	8.00%

TIR	Custo de investimento: 1.74€/W					
Preço de mercado €/MWh	A24 Área aceleração	A1 Nó	A1 Estação serivço (horizontal)	A1 Estação serivço (inclinado)	A24 - Norte/Sul	A25 - Este/Oeste
30	-9.00%	-8.00%	-9.00%	-8.00%	-8.00%	-8.00%
36	-7.00%	-6.00%	-8.00%	-6.00%	-6.00%	-7.00%
50	-3.00%	-2.00%	-4.00%	-3.00%	-3.00%	-3.00%
70	0.00%	1.00%	0.00%	1.00%	1.00%	1.00%
80	2.00%	3.00%	1.00%	3.00%	3.00%	2.00%
100	5.00%	6.00%	4.00%	6.00%	5.00%	5.00%

Comparando as duas instalações possíveis para a área de serviço, a TIR dos painéis inclinados será sempre superior à dos painéis na horizontal, o que torna os painéis inclinados um melhor investimento. Dos outros estudos de caso, o nó de acesso é aquele com maior TIR, como era esperado, dados os resultados positivos do VAL na secção anterior. Em geral, todos os estudos de caso têm potenciais taxas internas de retorno positivas, sendo a rentabilidade de cada investimento dependente dos custos de investimento e do mercado preço.

4.2.2.3 Custo Atualizado da Eletricidade (LCOE)

Os resultados para o LCOE podem ser encontrados na Tabela 8.

Tabela 8 - Custo atualizado de energia para os diferentes casos de estudo

	Custo de Investimento		
LCOE	1 €/W	1.4 €/W	1.74 €/W
A24 - Área aceleração	€ 51.30	€ 71.80	€ 89.20
A1 - Nó	€ 46.70	€ 65.30	€ 65.30
A1 - Estação serviço (horizontal)	€ 54.00	€ 75.50	€ 93.90
A1 - Estação serviço (inclinado)	€ 47.10	€ 66.00	€ 82.00
A24 - Norte/Sul	€ 48.30	€ 67.60	€ 84.00
A25 - Este/Oeste	€ 49.00	€ 68.70	€ 85.33
A32 - Barreira Sonora	€ 183.80	€ 257.30	€ 319.80

Os valores obtidos variam em geral entre os 46,70 €/MWh e os 51,30 €/MWh em todos os casos de estudo - exceto para o caso das barreiras acústicas - que são inferiores aos preços de mercado de eletricidade nos últimos anos. Os casos do nó de acesso e da área de serviço com painéis e inclinação ótima têm um LCOE aproximadamente 7% menor em comparação com os outros casos.

4.2.2.4 Sumário da viabilidade económica dos casos de estudo

Da análise feita aos indicadores resulta que os nós de acesso, áreas de serviço e áreas adjacentes às autoestradas, quer nas direções norte-sul quer nas direções este-oeste, devem ser avaliadas, pois têm um potencial económico positivo. Já as barreiras acústicas terão em princípio um baixo potencial, para além das limitações estruturais e maior potencial de vandalismo.

Fica também claro deste estudo preliminar que a viabilidade económica para a generalidade das tipologias (à exceção das barreiras acústica) tem como parâmetros de referência um custo de 1 €/kW, uma receita de 0,05 €/kWh com uma taxa de rentabilidade de 3% a 4%. Custos de investimento superiores só são economicamente viáveis para receitas superiores.

5 Locais de instalação

Nesta secção apresenta-se o potencial de geração fotovoltaica nas autoestradas portuguesas. A identificação dos potenciais locais de instalação resultou da recolha de informação de três fontes:

1. A informação detalhada diretamente providenciada pelas concessionárias responsáveis por 76,8% do total da rede;
2. A identificação automática a partir de imagens de satélite relativamente aos nós de acesso e estações de serviço de forma a garantir 100% (por serem as áreas com maior potencial, de acordo com a análise de viabilidade preliminar);
3. A extrapolação dos resultados para taludes de escavação, taludes de aterro, pórticos e praças de portagens e barreiras acústicas de 23,2% da concessão ajustado à localização do país (e respetiva irradiância) e orientação preferencial da autoestrada, de forma a garantir 100% de cobertura.

Os valores indicados serão distinguidos entre "Total*" para as fontes 1 e 2, e "Total" que incluirá de forma cumulativa os valores para as fontes 1, 2 e 3.

Relativamente aos valores obtidos através das fontes 1 e 2, estes correspondem a 23 374 localizações na rede de autoestradas (ver Tabela 9), numa área total de 5383 ha (53,8 km^2), que têm um potencial de instalação de 9,8 GW e uma geração de 13,5 TWh de eletricidade, ou seja, com um rendimento médio de 1331 kWh/kWp.

A distribuição de tipologias é a seguinte:

- Nós de acesso – 503,
- Taludes de escavação – 11 781,
- Taludes de aterro – 9912,
- Áreas de serviço[8] – 106,
- Pórticos e praças de portagens – 571,
- Barreiras acústicas – 501.

[8] Número potenciais locais de instalação identificados nas 150 estações de serviço e 12 áreas de apoio existentes.

Tabela 9 - Potencial de geração fotovoltaico

Indicador	Total*	Total
Área de instalação [ha]	5383	7170
Potência [GW]	9,8	13,7
Energia [TWh/ano]	13,5	17,9
Rendimento Solar [kWh/kWp]	1331	1306

5.1 Nós de acesso

Foram identificados automaticamente 503 nós de acesso, 371 dos quais estão localizados a menos de 500 metros de um PT. A localização dos nós próximos de PT disponíveis é representada na Figura 24.

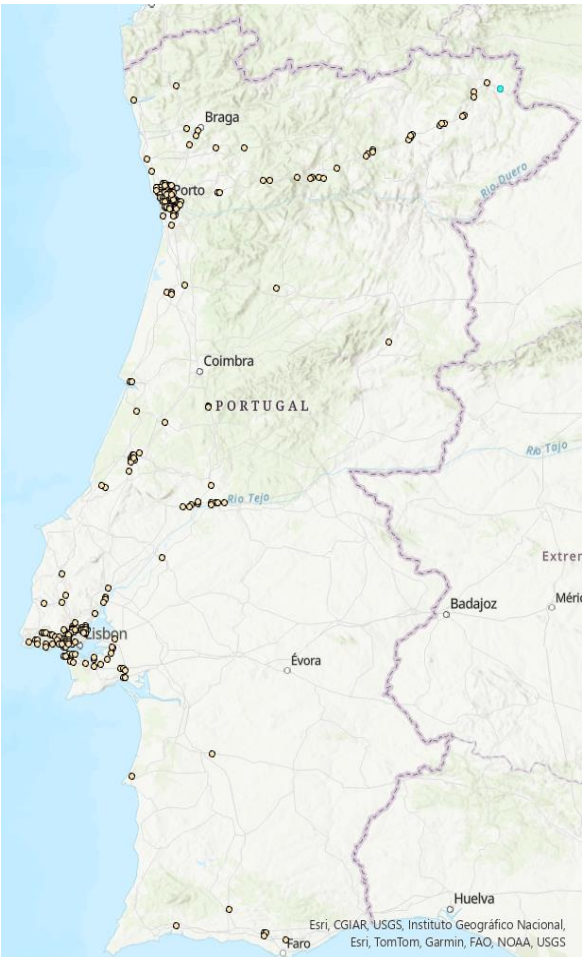

Figura 24 - Localização de todos os nós de acesso.

Os nós de acesso podem ter várias configurações e por isso várias subáreas disponíveis. Em média a área disponível é de 23 644 m², sendo o valor mínimo de 1222 m² e o máximo de 234 982 m², que corresponde a exceções. Mais de 50% dos nós têm uma área igual ou inferior a 13 861 m² e que corresponde a um nó de acesso em forma de trevo, como mostra a Figura 25. A dimensão média dos sistemas é de 2,02 MW, com uma produção anual média de 7,5 GWh/ano, conforme é sistematizado na Tabela 10. O rendimento médio é de 1681 kWh/kWp, pois foi considerada a inclinação ótima e a orientação a sul para a generalidade das instalações.

Figura 25 - Nó de acesso com área de 4400 m² (à Esquerda) e nó de acesso com área de 12 200 m² (à direita)

Tabela 10 - Resultados para os nós de acesso

	Min	Max	Média	Mediana	Total
Área (m²)	1222	234 982	23 644	13 861	1189 ha
Potência Instalada (kW)	94	20 405	2020	1315	1029 MW
Energia (MWh/ano)	162	36923	7528	2266	1,73 TWh/ano
Rendimento (kWh/kWp)					1681

5.2 Taludes de escavação

Dos 11 781 taludes de escavação identificados, a área disponível é em média 1825 m^2, sendo o valor mínimo de 7,7 m^2 e o máximo de 66 211 m^2. Mais de 50% dos taludes de escavação têm uma área igual ou inferior a 825 m^2. A dimensão média dos sistemas é de 415 kW, com uma produção anual média de 504 MWh/ano, conforme é sistematizado na Tabela 11. Daqui se pode concluir que o número de instalações em aterros de escavação é muito superior à dos nós de acesso, embora com algumas instalações muito pequenas. O rendimento médio é de 1207 KWh/kWp, que é inferior ao rendimento dos nós de acesso.

Tabela 11 - Resultados para os taludes de escavação

	Min	Max	Média	Mediana	Total*	Total
Área (m^2)	7,7	66 212	1825	825	2150 ha	2829 ha
Potência Instalada (kW)	1,9	14 374	415	188	4568 MW	6011 MW
Energia (MWh/ano)	1,19	22 677	504	236	5938 GWh/ano	7255 GWh/ano
Inclinação (°)	2	88	40	45		
Rendimento (kWh/kWp)						1207

5.3 Taludes de aterro

Dos 9912 taludes de aterro identificados, em média a área disponível é de 1908 m^2, sendo o valor mínimo de 7 m^2 e o máximo de 29 649 m^2. Mais de 50% dos taludes de escavação têm em geral uma área igual ou inferior a 1033 m^2. A dimensão média dos sistemas é de 437 kW, com uma produção anual média de 601 MWh/ano, conforme é sistematizado na Tabela 12. Os resultados para os taludes de escavação e de aterro são muito semelhantes, embora os taludes de aterro tenham um rendimento médio ligeiramente superior, de 1371 kWh/kWp.

Tabela 12 - Resultados para os taludes de aterro

	Min	Max	Média	Mediana	Total*	Total
Área (m²)	7	29 649	1908	1033	1892 ha	2911 ha
Potência Instalada (kW)	1,8	6426	437	207	4020 MW	6184 MW
Energia (MWh/ano)	1,9	9128	601	292	5511 GWh/ano	8479 GWh/ano
Inclinação (°)	5	89	41	45		
Rendimento (kWh/kWp)						1371

5.4 Pórticos e praças de portagem

Foram identificados 571 pórticos e praças de portagem, com número de vias a variar entre 2 e 8. Foi considerado que para cada via, a área disponível é de 30 m^2 e que a instalação destes painéis é na horizontal. Em média a área disponível é de 2401 m^2, sendo o valor mínimo de 60 m^2 e o máximo de 10 060 m^2. A dimensão média dos sistemas é de 135 kW, com uma produção anual média de 211 MWh/ano, conforme é sistematizado na Tabela 13. Os resultados para pórticos e praças de portagem é da ordem dos 1566 kWh/kWp.

Tabela 13 - Resultados para os Pórticos e praças de autoestrada

	Min	Max	Média	Mediana	Total*	Total
Área (m²)	60	10 060	2401	966	38 ha	49 ha
Potência Instalada (kW)	9,4	2179	135	19	77 MW	101 MW
Energia (MWh/ano)	12,7	3356	211	29	120 GWh/ano	158 GWh/ano
Rendimento (kWh/kWp)						1566

5.5 Áreas de serviço

Foram identificadas 150 estações de serviço, com áreas bastante diversas. Foi estimada para cada área de serviço a área onde fosse possível realizar a instalação destes painéis na orientação e inclinação ótima. Na Figura 26 é representada a localização de áreas de serviço ao longo da rede de autoestradas.

A dimensão média dos sistemas é de 883 kW, com uma produção anual média de 1488 MWh/ano, conforme é sistematizado na Tabela 14. O rendimento para áreas de serviço é da ordem dos 1693 kWh/kWp.

Figura 26 - Localização de áreas de serviço

Tabela 14 - Resultados para áreas de serviço das autoestradas

	Min	Max	Média	Mediana	Total
Área (m²)	920	40 713	10 208	8620	102 ha
Potência Instalada (kW)	75	3532	883	733	88 MW
Energia (MWh/ano)	139,3	6580	1488	1316	149 GWh/ano
Rendimento (kWh/kWp)					1693

5.6 Barreiras acústicas

Apesar de já ter sido identificado que a utilização de barreiras acústicas não será economicamente viável, foi estimado o potencial para os 381 km de barreiras acústicas existentes nas áreas concessionadas [3]. Assumindo uma altura média de 5 metros, existe uma área disponível de 191 ha de superfície de barreiras acústicas, com uma inclinação de 90°. Com base na orientação principal das autoestradas, estimou-se o seu potencial, conforme é sistematizado na Tabela 15. O rendimento para barreiras acústicas é da ordem dos 776 kWh/kWp.

Tabela 15 - Resultados para as barreiras acústicas

	Total
Área (m²)	191 ha
Potência Instalada (kW)	399 MW
Energia (MWh/ano)	309 GWh/ano
Rendimento [kWh/kWp]	776

6 Avaliação económica

Neste capítulo é realizada a avaliação económica das localizações identificadas no capítulo anterior. Para isso, é necessário realizar a estimativa de custos (instalação, manutenção e operação) e dos proveitos potenciais (resultantes dos modelos de negócio associados às instalações), e fazer o cálculo dos indicadores económicos (definidos na secção 1.4).

6.1 Escala dos Sistemas Fotovoltaicos

Na análise de viabilidade de sistemas fotovoltaicos são em geral consideradas três escalas em função da aplicação, que está associada também à capacidade instalada: sistemas de ligação à rede (*utility scale*), sistemas comerciais e sistemas residenciais.

6.1.1 Sistemas de grande escala

Os sistemas de ligação à rede (*utility-scale*) são sistemas acima de 1 MW cuja finalidade é a geração de eletricidade para a rede elétrica em larga escala. A sua instalação é feita em terrenos com áreas extensas escolhidos para esse fim específico. Isso pode implicar custos adicionais de preparação e licenciamento, mas, em contrapartida, apresenta economias de escala na aquisição de equipamentos, o que faz com que os custos de investimento por unidade de potência sejam inferiores. No contexto das autoestradas, algumas das áreas associadas aos nós de acesso podem eventualmente ser considerados como sistemas de grande escala.

6.1.2 Sistemas de média escala

Os sistemas fotovoltaicos comerciais são instalações com uma capacidade instalada que varia entre 10 kW e 1 MW. Estes sistemas são utilizados para satisfazer as necessidades elétricas de empresas, edifícios comerciais, escolas ou hospitais e são instalados na cobertura dos edifícios, parques de estacionamento ou áreas adjacentes aos edifícios. O objetivo destes sistemas é reduzir os custos de aquisição de energia, quer em regime de autoconsumo, quer em regime de comunidade de energia.

Os custos de instalação tendem a ser um pouco superiores aos sistemas de grande escala, pois podem incluir trabalhos nos edifícios para permitir a sua instalação. Dependendo da escala, o custo dos equipamentos pode apresentar alguma economia de escala e os custos associados ao licenciamento e projeto são normalmente inferiores. No contexto das autoestradas, serão sistemas colocados na proximidade de túneis ou de edifícios de serviços associados às concessionárias ou áreas de serviço. Contudo, caso haja proximidade de edifícios, os sistemas colocados em taludes de aterro e escavação poderão ser classificados neste grupo.

6.1.3 Sistemas de pequena escala

Os sistemas fotovoltaicos residenciais são instalações de pequena escala, geralmente com uma capacidade instalada que varia entre 1 kW e 10 kW. Estes sistemas são projetados para satisfazer as necessidades energéticas de uma residência, permitindo que os proprietários gerem a sua própria eletricidade a partir da energia solar. Os custos de licenciamento e projeto são reduzidos, mas os custos de instalação e dos equipamentos podem ser mais elevados devido à falta de economias de escala. No contexto das autoestradas, este tipo de sistemas estará associado a pequenas instalações nas praças de portagem ou sistemas de sinalização permanentes.

6.2 Custos

Os custos associados à conceção, instalação e operação de sistemas fotovoltaicos podem ser classificados nas seguintes categorias:

- Custos de equipamento (módulos, inversores, equipamentos de ligação elétrica e proteção, componentes complementares de montagem como perfis);
- Custos de instalação (custos de mão de obra e trabalhos de preparação dos locais onde serão instalados os equipamentos);
- Custos de operação e manutenção (custos associados à exploração da instalação como licenças de software de monitorização, custos associados à manutenção preventiva, custos associados à manutenção corretiva);
- Outros custos (custos de engenharia, custos de licenciamento, licenças de software de projeto e gestão, custos de aquisição, armazenamento).

6.2.1 Custos de Investimento

Para estimar os custos associados a sistemas em diferentes localizações, com diferentes aplicações e escalas foram utilizadas duas abordagens:

- **Custos globais**, onde a estimativa é feita utilizando um preço global de sistema por unidade de potência instalada, com base nos valores de literatura ou preços reais de projetos; e
- **Custos detalhados**, onde a estimativa é feita a partir da soma dos diferentes fatores de custo, também com base nos valores de literatura ou preços reais de projetos.

6.2.1.1 Metodologia de custos globais

6.2.1.1.1 Sistemas de grande escala

Em 2023 foi apresentado um estudo pela IRENA sobre os custos de instalação globais de sistemas de grande escala em diversos países do mundo [37]. Na Figura 27 são apresentados os custos de investimento em sistemas FV de grande escala em duas figuras: à esquerda a evolução do custo médio desde 2010, com indicação dos valores mínimos e máximos, e à direita o detalhe por país em 2023, com divisão em três tipos de custo (equipamento, instalação e outros custos).

Na Figura 27 pode observar-se que o custo médio foi de 758 $USD/kW e que em Portugal esse valor foi de 723 $USD/kW, um pouco abaixo da média. É ainda observável que os custos podem ser divididos em três partes equivalentes: o custo dos módulos e inversores representa à volta de um terço do valor total; o custo dos sistemas de fixação, cablagem e ligação à rede outro terço; e os custos de instalação e outros custos representam outro terço.

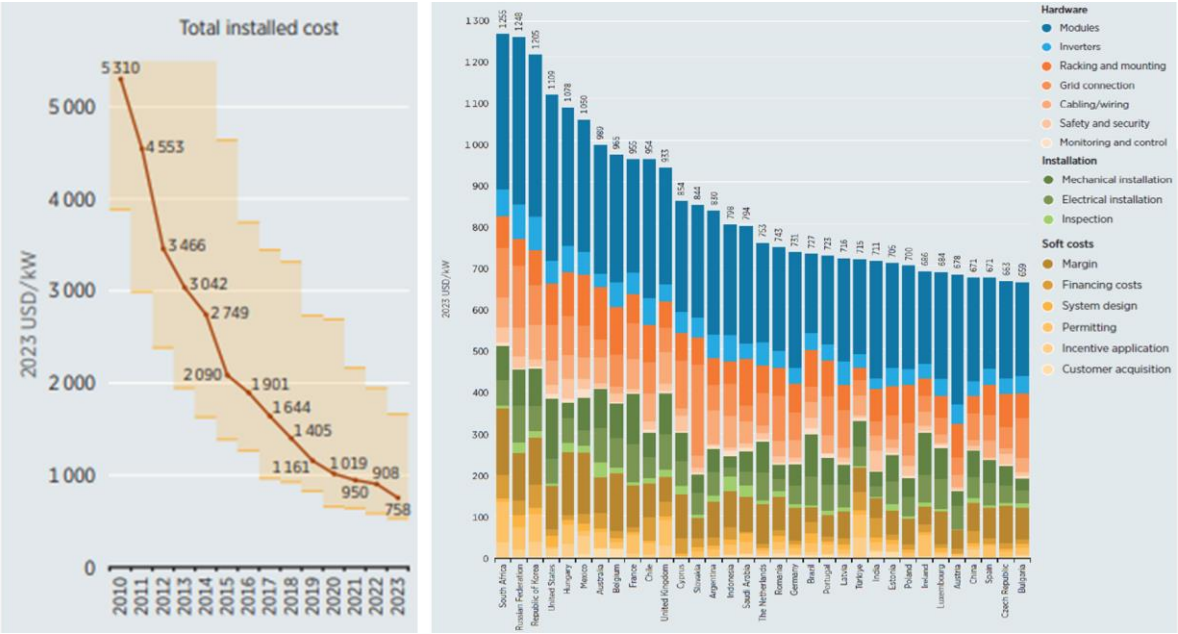

Figura 27 – Custos de investimento em sistemas FV de grande escala: evolução do custo médio desde 2010 (à esquerda) e detalhe por país em 2023 (à direita) Fonte: [37]

Num outro estudo de 2024 realizado pela NREL realizado no contexto dos Estados Unidos da América [38], o custo para sistemas de grande escala em 2022 foi de 1200 $USD/kW, que compara com 1109 $USD/kW do estudo da IRENA [37]. Ainda de acordo com o estudo da NREL [38], os custos podem ser repartidos de acordo com o representado na Figura 28. A categorização apresentada é diferente da anterior, mas os custos de equipamentos representam 60%, os custos de instalação 20% e os outros custos 20%.

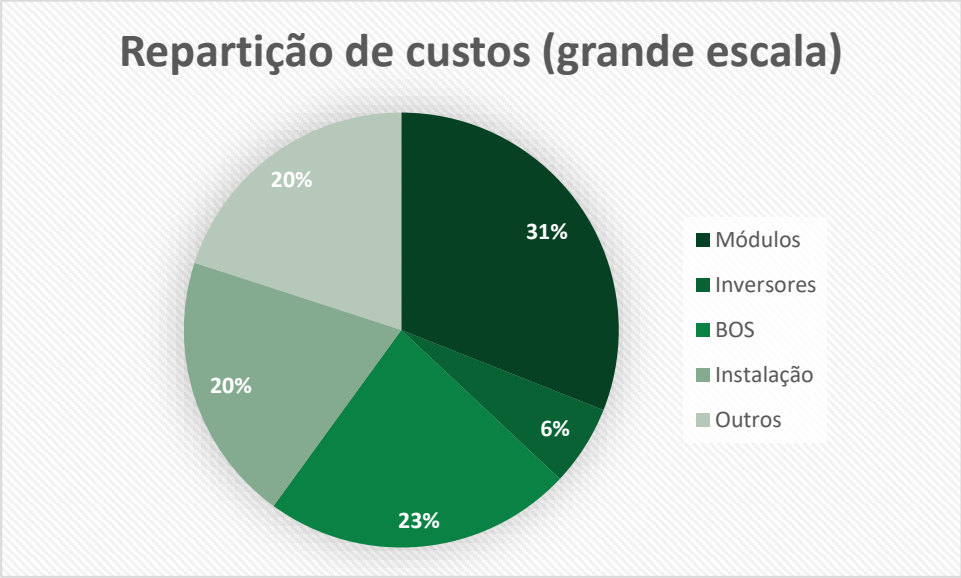

Figura 28 – Repartição de custos de sistemas de grande escala (Adaptado da fonte [38]).

6.2.1.1.2 Sistemas de média escala

Para sistemas de média escala (escala comercial) apenas foi possível encontrar de forma sistematizada os custos no estudo da NREL [38], que é específico para os Estados Unidos da América. Nesse caso, o custo para sistemas de média escala em 2022 é de 1800 $USD/kW. A categorização apresentada neste caso, e representada na Figura 29, tem uma estrutura muito diferente, com os custos de equipamentos a representarem 44%, os custos de instalação 20% e os outros custos 40%.

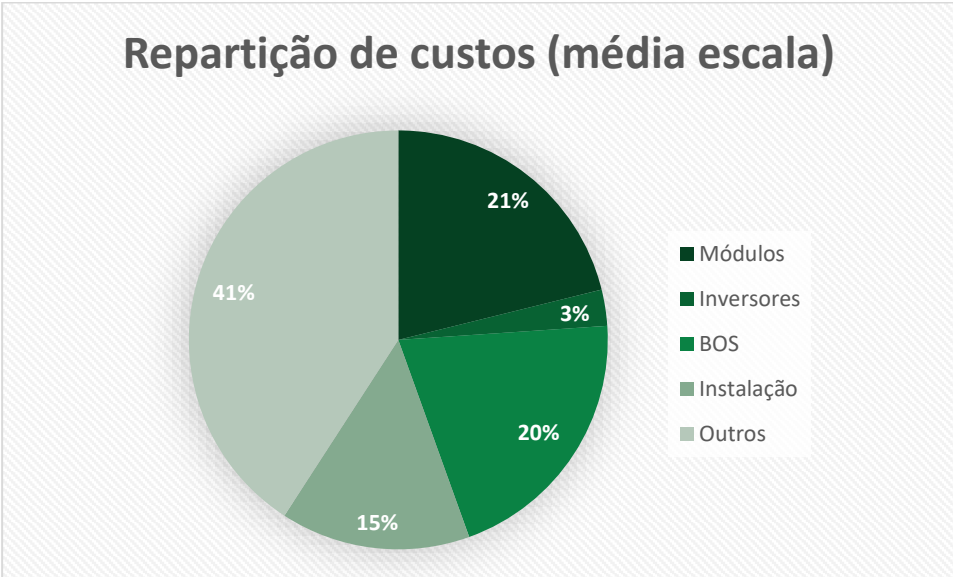

Figura 29 - Repartição de custos de sistemas de média escala (Adaptado da fonte [38]).

Foi possível obter informação junto de concessionárias que já desenvolveram alguns projetos [39], tais como:

- Um projeto de 87 kW em autoestrada, com um investimento de 66 000€ em 2024, o que configura um custo global de 738 €/kW e que é semelhante ao custo indicado para grande escala [37] em Portugal;
- Um conjunto de projetos no total de 116 kW, com um investimento global de 93 000 € em 2021, o que configura um custo médio de 802 €/kW, valor inferior ao valor médio global para projetos de grande escala em 2021 [37], tal como indicado na Figura 27.

6.2.1.1.3 Sistemas de pequena escala

Para sistemas de pequena escala (escala residencial) apenas foi possível encontrar de forma sistematizada os custos no estudo da NREL [38], que é específico para os Estados Unidos da América. Nesse caso, o custo para sistemas de média escala em 2022 é de 2700 $USD/kW[9]. A categorização apresentada neste caso, representada na Figura 30, tem uma estrutura muito diferente, com os custos de equipamentos a representarem 45%, os custos de instalação 7% e os outros custos 48%.

Com base em duas consultas de mercado, sem instalação [40] e com instalação [41], foi possível obter preços de 1000 €/kW sem instalação e 1500 €/kW com instalação, que são significativamente mais baixas do que os valores indicados no estudo da NREL [38]. Para além disso, foi possível obter informação junto de concessionárias que já desenvolveram alguns projetos [39], tais como:

- Um projeto de 5,3 kW em autoestrada, com um investimento de 7 400 € em 2021, o que configura um custo global de 1400 €/kW e que é inferior mesmo aos valores da média escala indicados no estudo da NREL [38] [10];
- Para projetos entre 10 e 20 kW em 2021, foram registados custos globais de 1020 €/kW e que já são equiparáveis a custos de grande escala em algumas geografias mundiais.

[9] Em 2022, 1 $USD=0,951€ em média.

[10] Em 2023, 1 $USD=0,924€ em média.

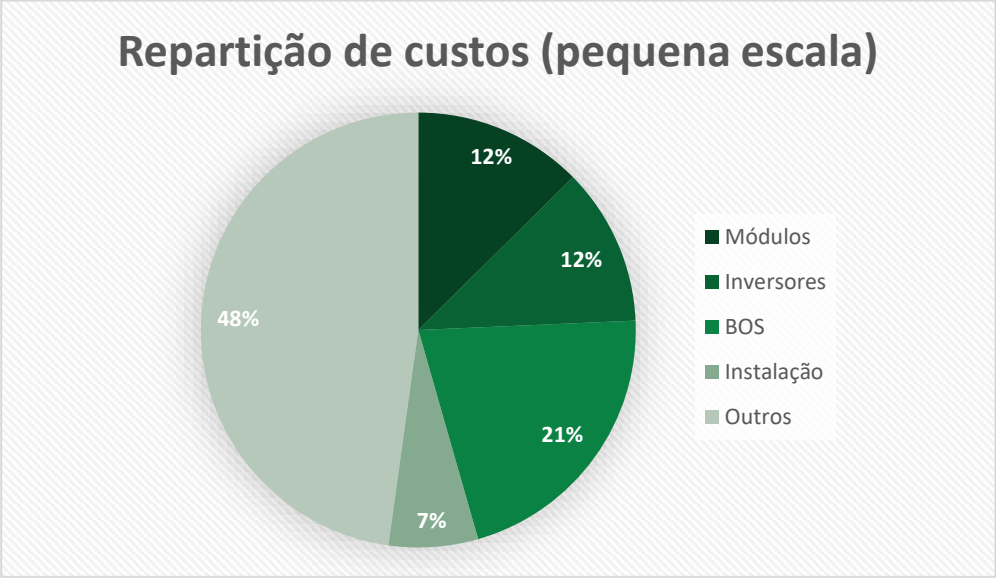

Figura 30 - Repartição de custos de sistemas de pequena escala (Adaptado da fonte: [38]).

6.2.1.2 Metodologia dos custos detalhados

Para a estimação dos custos detalhados, foi analisada a literatura [37] e consultas de mercado relativamente a equipamentos específicos [40].

6.2.1.2.1 Custo dos módulos

Relativamente ao custo dos módulos, observa-se na Figura 31, referente à consulta de mercado, que o preço de módulos de 550 W é de 75 € e de módulos de 600 W é de 85 €, ou seja, o preço médio de módulos é de 140 €/kW. Na Figura 32, o preço médio em meados de 2024 é de 150 €/kW.

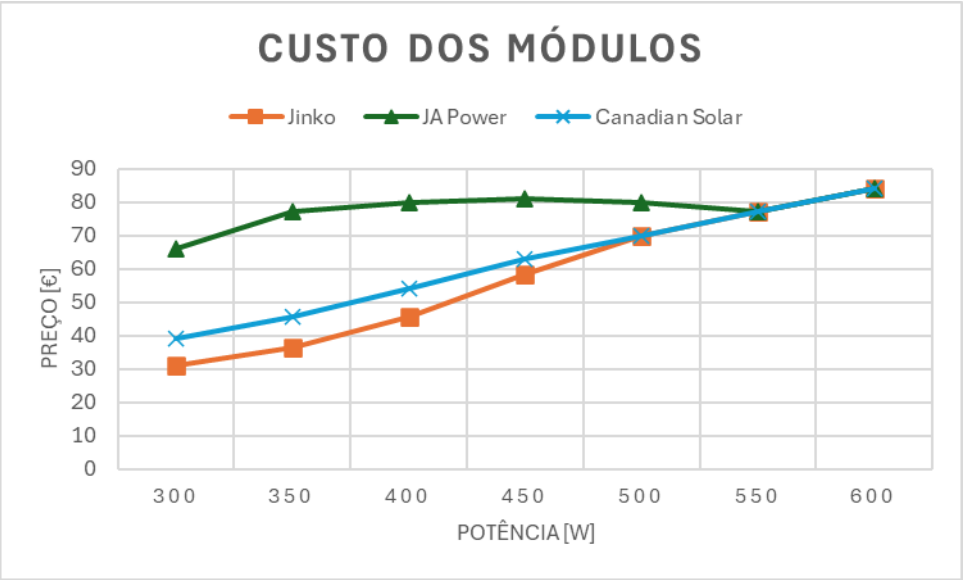

Figura 31 - Custo dos Módulos. Fonte: [40]

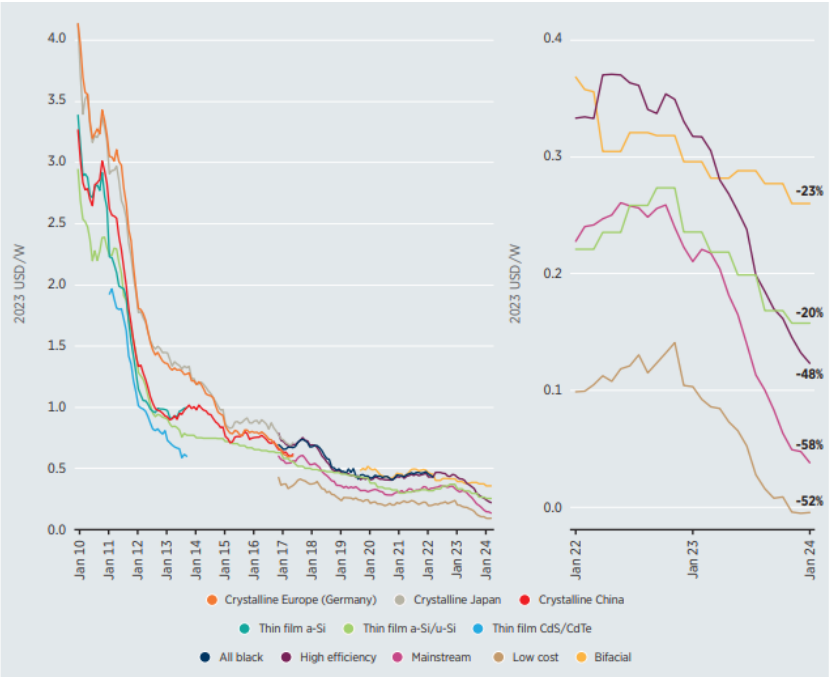

Figura 32 - Evolução do custo dos módulos. Fonte: [37]

6.2.1.2.2 Inversores

Relativamente ao custo dos inversores, observa-se na Figura 33, referente à consulta de mercado, que o preço de inversores tem maior variação entre fabricantes do que os módulos. Para inversores de sistemas de pequena escala esta variação é de 155 €/kW e 253 €/kW, mas para escala comercial acima dos 50 kW é de sensivelmente 53 €/kW.

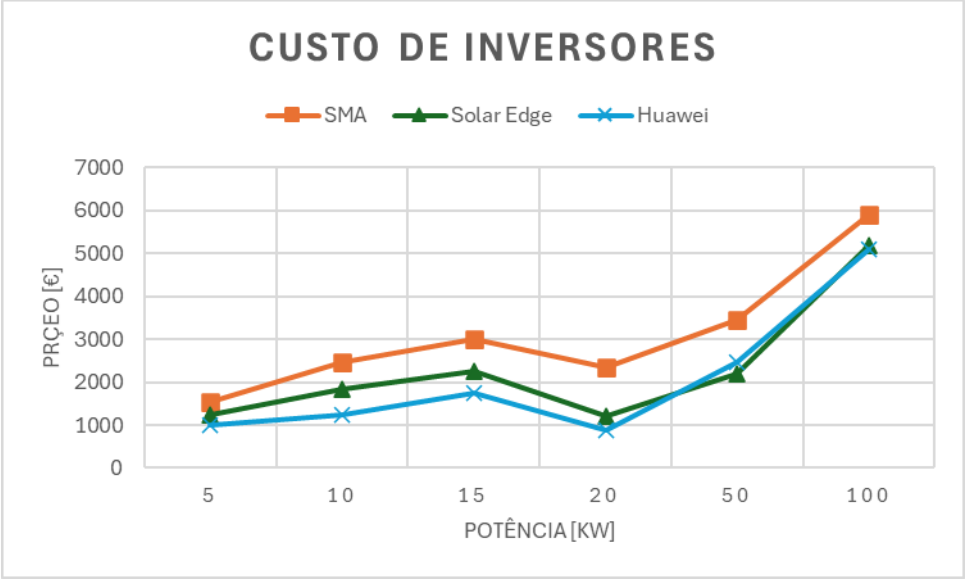

Figura 33 - Custo dos Inversores. Fonte: [40]

6.2.2 Custos de operação e manutenção

Para a estimação dos custos de operação e manutenção, foi considerado o estudo realizado pela IRENA em 2023 [37]. O valor global e a desagregação dos custos de manutenção, de acordo com a mesma fonte, estão representados na Figura 34. O valor para 2023 é de 7,56 $USD/kW, que correspondem a 6,99 €/kW[10], onde a maior fatia (33%) corresponde aos custos associados à operação técnica do sistema, 27% corresponde aos seguros, 18% corresponde à manutenção preventiva e 8% correspondem à operação comercial. Os restantes 14% correspondem à manutenção corretiva, limpeza da vegetação dos terrenos, segurança e limpeza dos módulos.

Figura 34 – Custos e manutenção de sistemas de grande escala em 2022 e 2023. Fonte: [37]

6.2.3 Outros custos

Não foram encontradas fontes específicas para os restantes custos, como licenciamento ou projeto, pelo que a estimativa foi feita com base na desagregação de custos totais.

6.2.4 Sumário de custos

Com base na informação anterior, foram considerados os custos de investimento indicados na Tabela 16 para ambas as metodologias.

Tabela 16 - Sumários dos custos de sistemas FV

	Custo total [€/W]	Custo detalhado [€/W]
Custo dos módulos	0,23	0,15
Custo dos Inversores	0,05	0,05
Custos de Instalação	0,17	0,20
Custos de BOS	0,15	0,15
Outros custos	0,15	0,20
Custo do Investimento	**0,75**	**0,75**
Custos de manutenção anuais	**0,07**	**0,07**

6.3 Receitas

Neste trabalho são considerados três modelos de negócio para os sistemas FV instalados em AE: acordos de compra de energia a longo prazo (PPAs) para sistemas de grande escala; venda de energia em comunidades de energia para sistemas de média escala; autoconsumo para sistemas de pequena escala.

6.3.1 Acordos de compra de energia a longo prazo (PPA)

Como indicador do preço a que pode ser estabelecido um contrato de longa duração com um comercializador de energia [42], o preço das PPAs para o período de 26/34 tem variado entre 55 e 60 €/MWh, como pode ser verificado na Figura 35.

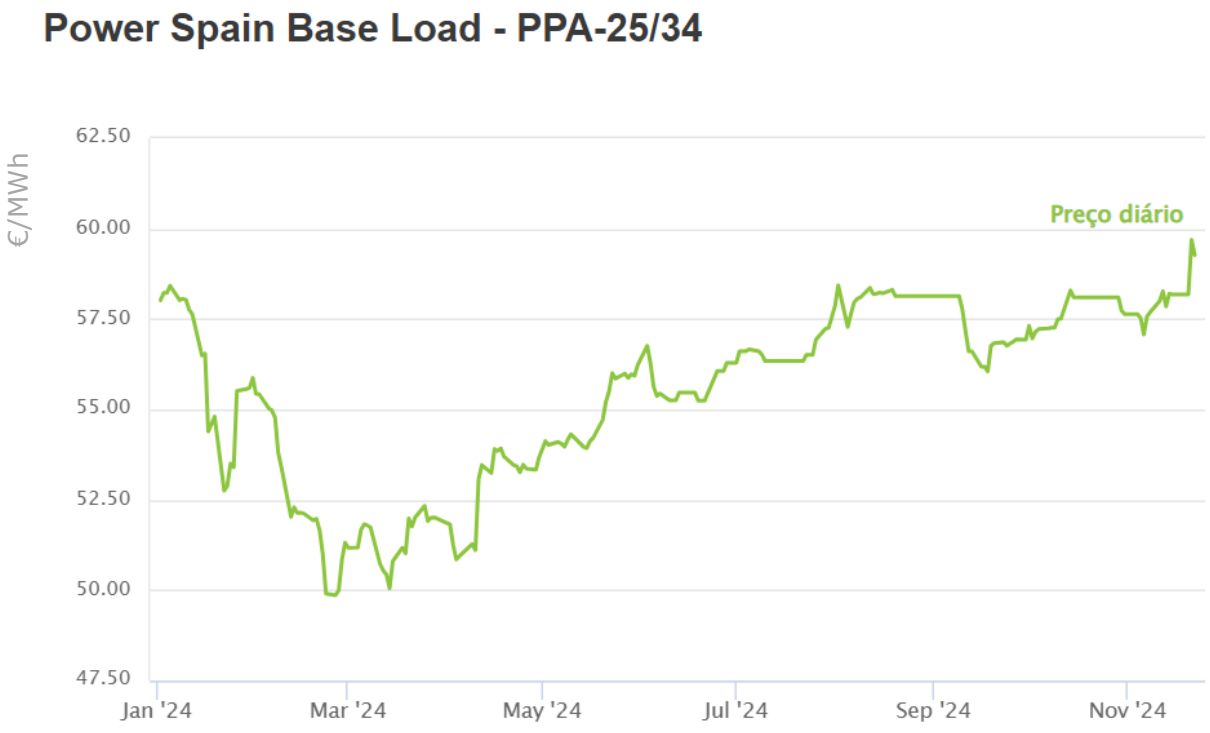

Figura 35 - Evolução em 2024 dos preços de PPAs no mercado MIBEL. Fonte: [42]

Assim, será considerado o valor de 0,05 €/kWh para este tipo de receita.

6.3.2 Comunidades de energia

Não existe uma fonte de informação sistemática sobre o preço de venda e de aquisição praticado no contexto de comunidades de energia. De acordo com consultas de mercado a dois operadores de instalações em autoconsumo coletivo, são praticados preços de venda com 20 a 25% de desconto sobre a tarifa para comunidades no sector residencial. De acordo com a ERSE [43], o preço de eletricidade para o sector residencial em 2023 foi de 0,24 €/kWh, dos quais 0,04 €/kWh são de acesso às redes. Assim, aplicando um desconto de 25% à tarifa de consumo, e descontando o preço de acesso às redes, é possível considerar um preço de venda de 0,14 €/kWh para o sector residencial.

De acordo com a ERSE [43], no caso do sector não-residencial, o valor foi de 0,13 €/kWh, dos quais 0,04 €/kWh são de acesso às redes. Neste caso, o preço de venda descontando o acesso às redes pode ser de 0,09 €/kWh para comunidades de energia do sector não residencial.

6.3.3 Autoconsumo

De acordo com a ERSE [43], o preço de eletricidade para o sector não residencial (onde se inserem os consumos das concessionárias) foi de 0,13 €/kWh (sem impostos e taxas). No caso de autoconsumo, a poupança é total.

6.4 Referências para o cálculo de indicadores de viabilidade

6.4.1 Taxa de desconto

Uma das formas mais comuns de definir a taxa de desconto para a análise de um investimento é utilizar o custo médio ponderado de capital (WACC na língua inglesa). De acordo com um estudo da IRENA sobre o financiamento de projetos de energias renováveis [44], o custo de capital médio ponderado para projetos de grande escala variou entre os 2,2% na Alemanha e os 5,1% em Espanha para 2022. De acordo com a mesma fonte, em Portugal, esse valor terá atingido os 10%. Contudo, de acordo com a Comprehensive Value Investing Platform [45], o custo de capital médio ponderado atual para empresas no sector das energias renováveis em Portugal varia entre 5,9 e 6,6%. Assim, foi escolhido como valor de referência 7%.

6.4.2 Rentabilidade (TIR)

Para ter uma referência da taxa de rentabilidade de projetos em energia renovável, utilizou-se o índice RENIXX® (Renewable Energy Industrial Index) [46], que é baseado no valor de mercado de 30 empresas globais na área das renováveis. Na última década, este índice duplicou o seu valor, o que significa que tem uma taxa de rentabilidade de 7,2%.

Assim, considera-se que a taxa interna de rentabilidade mínima destes investimentos deverá ser superior a 7% (o que está em linha com a escolha da taxa de desconto de 7%).

6.4.3 Custo atualizado de eletricidade (LCOE)

Para ter uma referência relativamente aos valores obtidos para o custo atualizado de eletricidade, recorremos ao estudo da IRENA [37]. Como se pode ver na Figura 36, o custo atualizado para sistemas de grande escala foi de 0,044 $USD/kWh, que corresponde a 0,040 €/kWh[10] em 2023. De acordo com o estudo da NREL [38], em 2023 os valores foram de 0,047 $USD /kWh (0,043 €/kWh) para sistemas de grande escala, 0,075 $USD/kWh (0,069 €/kWh) para sistemas de média escala e 0,142 $USD /kWh (0,131 €/kWh) para pequena escala. Contudo, esta fonte considera valores de investimento mais elevados do que os valores obtidos por consulta ao mercado. Assim considera-se que o LCOE máximo para sistemas de grande escala deverá ser de 0,04 €/kWh, de média escala deverá ser de 0,07 €/kWh e de pequena escala deverá ser de 0,13 €/kWh.

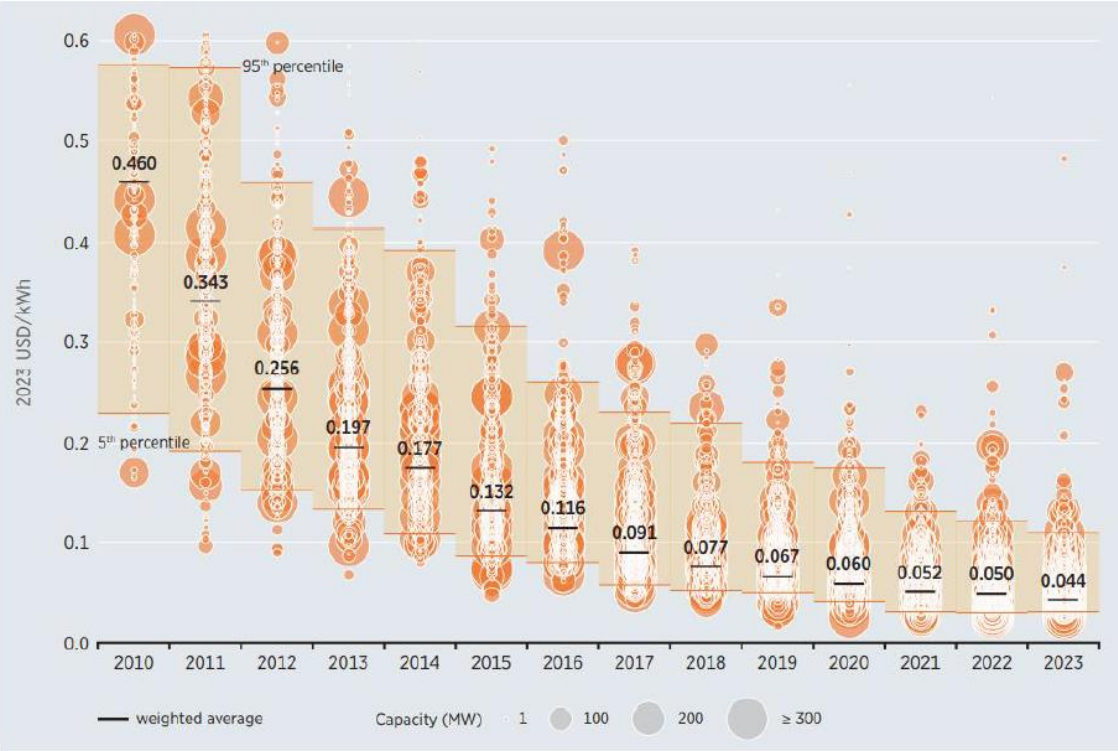

Figura 36 – Evolução histórica do custo atualizado de eletricidade para grande escala. Fonte: [37]

6.4.4 Sumário dos indicadores de viabilidade económica

A Tabela 17 sumariza os indicadores utilizados como referência para a análise de viabilidade económica.

Tabela 17 - Resumo dos indicadores para a análise de viabilidade

	Investimento [€/kW]	Receitas [€/kWh]	O&M [€/kW]	Taxa de desconto i	TIR	LCOE [€/kWh]
Até 10 kW	800	0,13	0,07	0,07	0,07	0,13
Entre 10k e 1 MW	800	0,09	0,07			0,07
Acima de 1 MW	800	0,09	0,07			0,04

6.5 Resultados

Nesta secção apresentamos os resultados em duas vertentes:

- sem considerar as restrições de ligação à rede, para contabilizar o máximo potencial teórico de viabilidade económica,
- e considerando as restrições de ligação à rede, pela ligação direta a um PT com disponibilidade de ligação (ver secção 3.2.2);

6.5.1 Resultado sem restrições de ligação

A aplicação da metodologia de cálculo dos indicadores de viabilidade económica aos locais identificados no capítulo 5 são sumarizados na Tabela 18. Neste caso, o número de locais apresenta um potencial total de 13,7 GW que poderiam contribuir com 17,9 TWh anuais de eletricidade, o que pode representar mais de metade da capacidade prevista de FV e uma geração equivalente a cerca de 20% do consumo previsto para Portugal em 2030[11].

Tabela 18 - Sumário dos resultados médios da viabilidade económica dos sistemas FV por tipologia

Tipologia	Área [ha]	Potência [MW]	Energia [GWh]	Rendimento [kWh/kWp]	TIR [%]	PRI [a]	VAL [k€]	LCOE [€/MWh]
Nós de Acesso	1189	1029	1730	1681	13,0	7,4	165	38
Áreas de Serviço	102	88	149	1693	16,2	6,2	370	41
Portagens	49	101	158	1566	21,9	4,6	80	47
Taludes de Escavação	2829	5515	7157	1298	13,6	7,3	72	58
Taludes de Aterro	2911	6184	8479	1371	14,3	6,9	522	53
Barreiras Acústicas	191	399	310	776	8,2	9,8	3	78

[11] De acordo com o PNEC 2030, que prevê 20,8 GW de solar e 90 TWh de consumo [47].

Os resultados obtidos estão em concordância com a análise de viabilidade preliminar descrita no Capítulo 4 e mostram que as áreas de serviço e as portagens são as tipologias com mais viabilidade, mas os taludes de escavação e de aterro apresentam em muitos casos possibilidades de investimento interessantes, no caso de haver postos de transformação ou edifícios na vizinhança. Na generalidade destes casos assume-se como modelo de negócio integração em comunidades de energia ou autoconsumo.

Os nós de acesso têm rentabilidades interessantes, mas inferiores às das portagens e áreas de serviço porque são em geral sistemas de grande escala e os valores das receitas decorrentes de contratos de aquisição de energia de longo prazo (PPAs) são inferiores. Contudo, quando podem ser integrados em comunidades de energia, os valores de rentabilidade seriam equivalentes ou superiores aos anteriores.

Mesmo no caso das barreiras acústicas, a rentabilidade pode ser marginalmente positiva, o que pode indicar que nalguns casos em que se considere a colocação ou substituição de novas barreiras, possa fazer sentido considerar barreiras com capacidade de geração solar.

Ainda assim, e visto que muitas concessionárias irão terminar os seus contratos de concessão nos próximos anos, os períodos de retorno na generalidade dos casos (entre 5 e 10 anos) podem não ser suficientemente curtos para realizar o investimento, ainda que as taxas de rentabilidade sejam em geral muito interessantes.

Nas próximas subsecções apresentamos os resultados por tipologia graficamente, com a indicação da Taxa Interna de Rentabilidade (TIR) para cada ponto.

6.5.1.1 Nós de acesso

A Figura 37 apresenta a TIR das potenciais instalações de FV em nós de acesso. Como se pode verificar, as taxas de rentabilidade para os nós de acesso com capacidade de instalação superior a 1 MW é da ordem dos 12% e para os nós menores é da ordem dos 20%. A diferença tem a ver com o modelo de negócio, onde para os nós maiores é considerado que a receita está associada a uma PPA e nos nós menores associados a uma comunidade de energia.

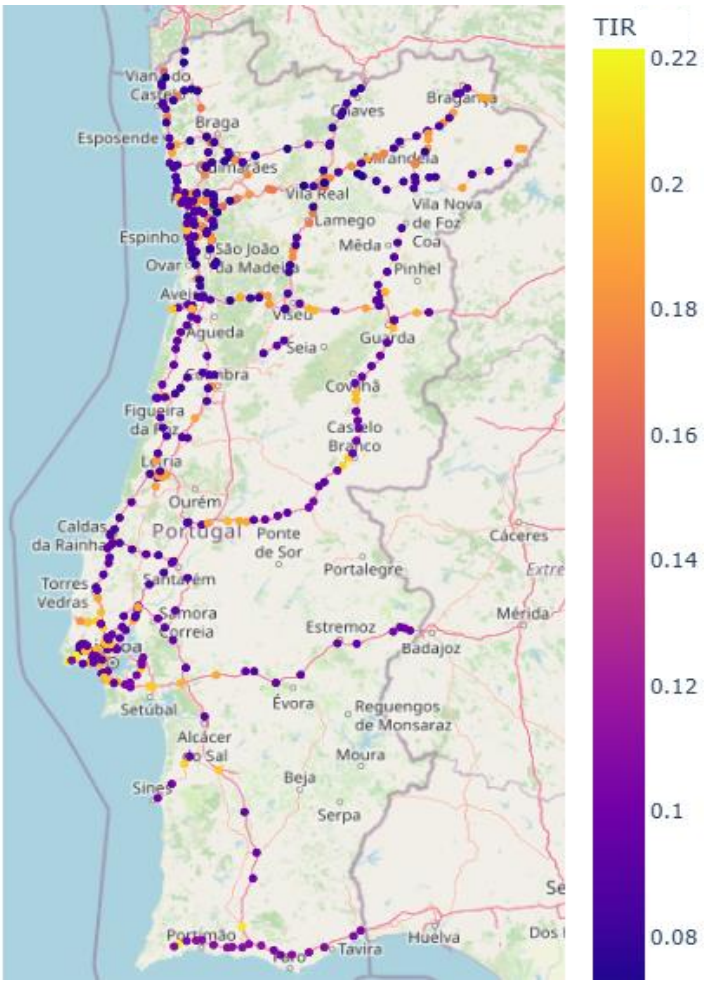

Figura 37 - TIR para os Nós de Acesso

6.5.1.2 Áreas de serviço

A Figura 38 apresenta a TIR das potenciais instalações de FV em áreas de serviço. Como se pode verificar, as rentabilidades são superiores a 20% para áreas de serviço com capacidade de instalação inferior a 1 MW e nos outros casos é na ordem dos 12%.

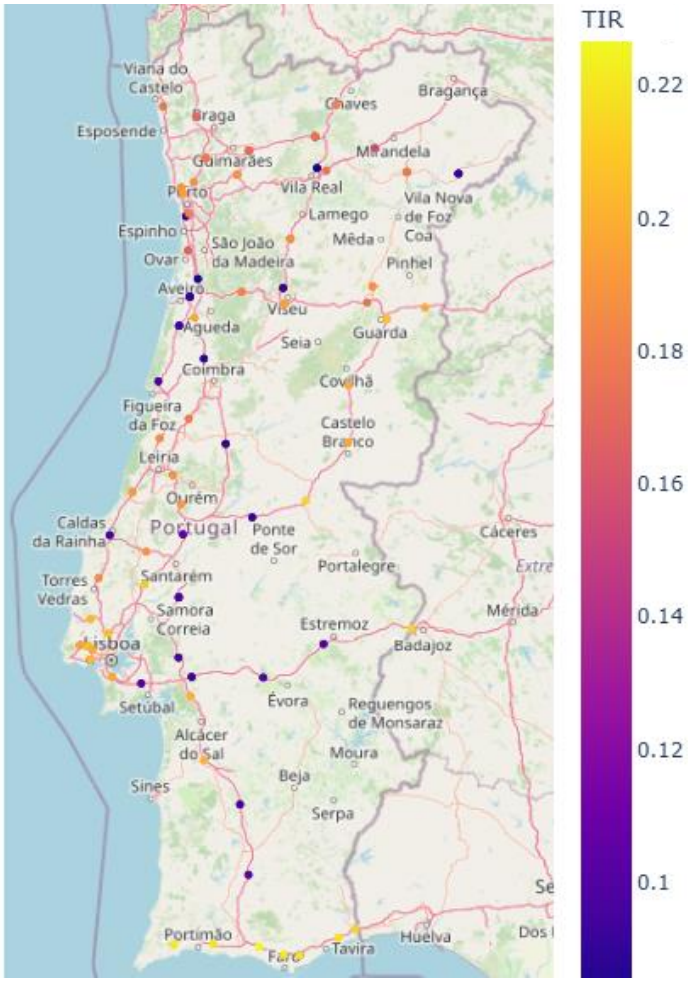

Figura 38 - TIR para as áreas de serviço

6.5.1.3 Taludes de escavação

A Figura 39 apresenta a TIR das potenciais instalações de FV em taludes de escavação. Como se pode verificar, as rentabilidades dependem da orientação dos taludes. Para autoestradas com orientação predominante norte-sul, os taludes estão orientados para este e/ou oeste e a rentabilidade varia nestes casos entre 15 e 20%. Para autoestradas com orientação principal este-oeste, muitos dos taludes estão orientados a norte, com rentabilidades variam entre os 10 e os 15%.

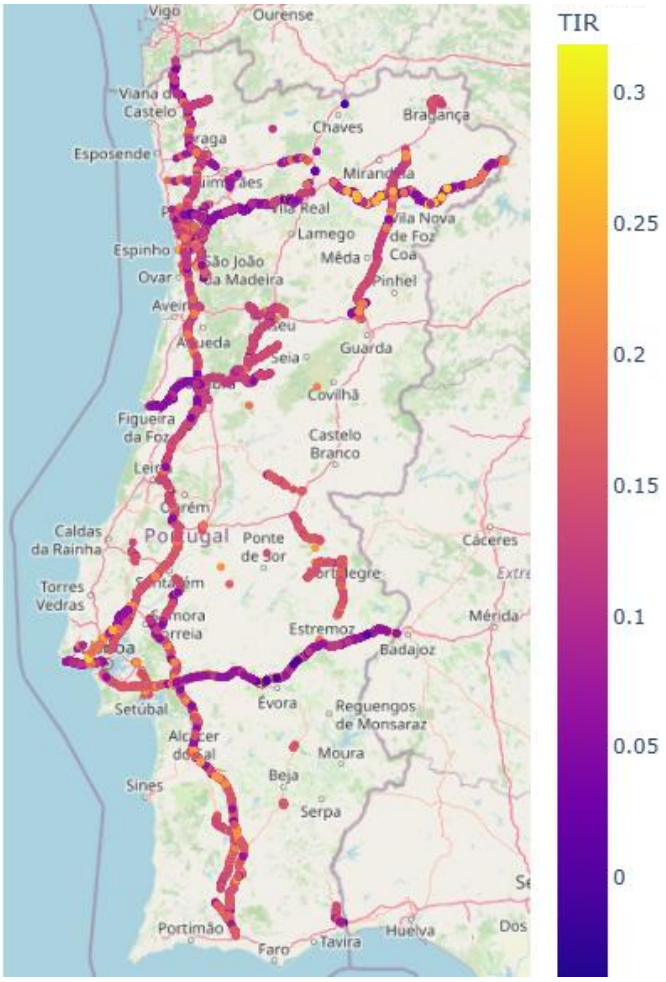

Figura 39 - TIR para os taludes de escavação

6.5.1.4 Taludes de aterro

A Figura 40 apresenta a TIR das potenciais instalações de FV em taludes de aterro. Como se pode verificar, as rentabilidades são na generalidade ligeiramente superiores aos taludes de escavação porque os taludes de aterro têm em geral inclinações menores, logo a exposição solar nos períodos de verão é maior, o que faz aumentar a rentabilidade. Mais uma vez, para autoestradas com orientação predominante norte-sul, os taludes estão orientados para este e/ou oeste e a rentabilidade varia nestes casos entre 15 e 20%. Para autoestradas com orientação principal este-oeste, muitos dos taludes estão orientados a norte, com rentabilidades variam entre os 10 e os 15%.

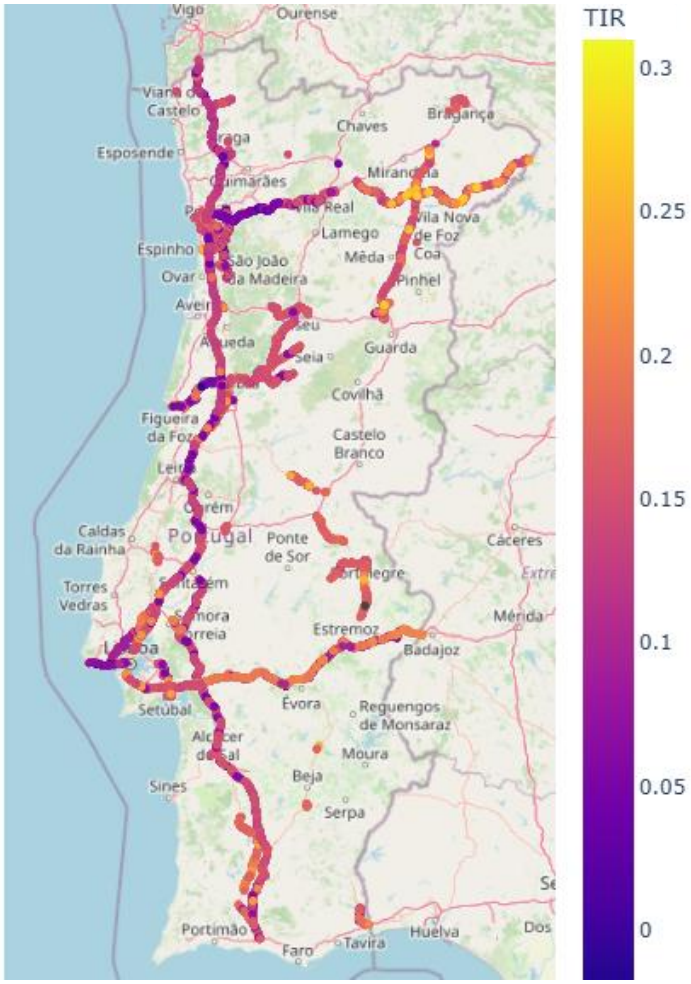

Figura 40 - TIR dos taludes de aterro

6.5.1.5 Portagens

A Figura 41 apresenta a TIR das potenciais instalações de FV em pórticos e praças de portagem. Como se pode verificar, as rentabilidades variam em geral entre 15 e 25%. A maior diferença está na dimensão dos sistemas, pois para áreas menores, os sistemas serão mais pequenos e com custos de investimento por unidade de potência maior.

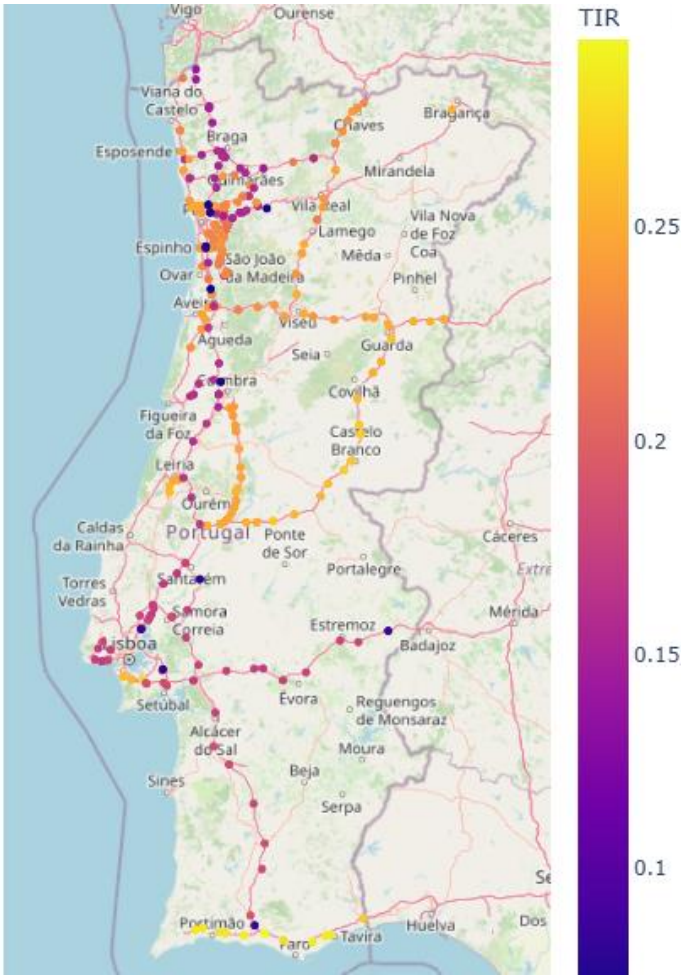

Figura 41 - TIR de praças e pórticos de portagens

6.5.2 Resultado com restrições de ligação

Nesta secção consideramos apenas os locais onde já existe um PT a menos de 500 metros com capacidade disponível de injeção. Os resultados são apresentados na Tabela 19.

Das 23 374 localizações originais, existem 9933 localizações que não têm um posto de transformação numa vizinhança inferior a 500 metros de distância. Assim, o número de locais onde existe uma possibilidade de ligação é de apenas 13 441. Contudo, destes, 1477 estão localizados na vizinhança de postos de transformação com taxas de utilização que chegam a 100%, logo não têm capacidade de ligação, reduzindo o número de localizações onde seria possível implementar instalações para 11 964 localizações, ou seja, a apenas 51% das localizações identificadas. Para além disso, mesmo nos pontos onde existe capacidade de interligação, não existe capacidade de ligar toda a potência que seria possível ligar.

Tabela 19 - Sumário dos resultados médios da viabilidade económica dos sistemas FV por tipologia em locais com PT

Tipologia	Área [ha]	Potência [MW]	Energia [GWh]	Rendimento [kWh/kWp]	TIR [%]	PRI [a]	VAL [k€]	LCOE [€/MWh]
Nós de Acesso	767	93	164	1751	12,4	7,8	137	41
Taludes de Escavação	297	615	789	1286	13,9	7,3	388	58
Taludes de Aterro	261	542	733	1370	14,4	6,9	507	53
Áreas de Serviço	4	9	17	1792	17,3	5,8	23	39
Portagens	11	22	34	1501	19,9	5,0	46	52
Barreiras Acústicas	11	17	16	926	8,2	9,8	1	78
Total	1351	1298	1753	8626	13,9	7,2	1161	56

Assim, o potencial total desce consideravelmente para um potencial total de 1,3 GW que poderiam contribuir com 1,7 TWh anuais de eletricidade, o que corresponde a 5,7% da capacidade instalada e a 2% do consumo de energia previstos para 2030[11].

62% dos nós de acesso têm na sua vizinhança um posto de transformação com capacidade de injeção, contudo, olhando para a capacidade real de injeção atual e expansões previstas até 2025, só seria possível injetar 93 MW, ou seja, a eletricidade anual produzida seria apenas de 164 GWh, o que corresponde a 9% do potencial existente em nós de acesso.

Nos taludes de escavação, apenas 49% têm na sua vizinhança um posto de transformação com capacidade de injeção. Mais uma vez a capacidade de injeção é limitada e, assim, por extrapolação, é estimado que seria possível injetar até 615 MW, e que a eletricidade anual produzida seria de 789 GWh, o que corresponde a 13% do potencial existente.

A situação é semelhante para os taludes de aterro, onde apenas 48% têm na sua vizinhança um posto de transformação com capacidade de injeção. Também aqui a capacidade de injeção é limitada e, por extrapolação, estima-se que seria possível injetar até 542 MW, e que a eletricidade anual produzida seria de 733 GWh, o que corresponde a 9% do potencial existente.

82% das áreas de serviço têm na sua vizinhança um posto de transformação com capacidade de injeção. Contudo, mais uma vez, a capacidade de injeção é limitada e, assim, seria possível injetar apenas 9,3 MW, ou seja, a eletricidade anual produzida seria apenas de 17 GWh, o que corresponde a 12% do potencial existente.

Finalmente, 95% das praças e pórticos têm na sua vizinhança um posto de transformação com capacidade de injeção. Contudo, a capacidade de injeção é limitada e, por extrapolação, seria possível injetar até 16,5 MW e a estimativa de eletricidade anual produzida seria de 15,3 GWh, o que corresponde a 21% do potencial existente.

Dos dados fornecidos pelas concessionárias (501 localizações de barreiras acústicas, correspondentes a cerca de 30% da cobertura), 98% das barreiras acústicas têm postos de transformação a menos de 500 metros, pelo que a capacidade de injeção na rede não é o fator limitante no caso das barreiras acústicas, mas sim o seu potencial económico.

6.6 Análise comparativa internacional

Através da análise comparativa internacional feita na Tabela 20 e Tabela 21 (com base na Tabela 3 e Tabela 4 da secção 2.3), podemos observar que o rendimento das instalações seria igual ou superior aos exemplos noutras geografias, com LCOE igual ou inferior e a rentabilidade superior.

Tabela 20 - Análise comparativa de casos de estudo em várias geografias e tipologias com Portugal

País	Rede [km]	Potência [MW]	Energia [GWh]	Rendimento [kWh/kWp]	Investimento [€/kW]	TIR [%]	PRI [anos]	LCOE [€/MWh]
Alemanha	298	165	259	1570				
Ji-Qing e Jinan, China[8]			10				8	>54
Hubei, China [8]			35				5	>32
China [14]	148 684	700 850	629 060	897				
Coreia do Sul	14 000	>268	8,23		1,84	2,4-7,2		
Portugal	**3763**	**1250**	**1686**	**1686**	**0,775**	**13,9**	**7,2**	**56**

Tabela 21 - Análise comparativa em várias geografias com Portugal (Barreiras sonoras)

País	Extensão [m]	Potência [kW]	Energia [MWh]	Rendimento [kWh/kWp]	Investimento [€/kW]	LCOE [€/MWh]
Holanda	400	248	202	816,8	19,1	1172
Alemanha	234	62*	51,5		1,2	72
Itália	1067		750			
Portugal	**381 000**	**399 000**	**309 400**	**775**	**0,75-11**	**78**

* Estimativa com base em [17]

7 Conclusões

7.1 Resultados principais

Este documento apresenta o potencial de geração solar fotovoltaica na rede de autoestradas em Portugal.

Através de informação fornecida pelas concessionárias, correspondente a 76,8% do total da rede de autoestradas, foram identificadas 23 374 localizações, numa área total de 5383 ha (538 km^2). Estas localizações representam um potencial de instalação de 9,8 GW e uma geração estimada de 13,5 TWh de eletricidade, com um rendimento médio de 1331 kWh/kWp. A extrapolação para toda a rede de autoestradas representa um potencial de instalação estimado de 13,7 GW e uma geração estimada de 17,9 TWh/ano.

Contudo, tendo em conta a capacidade de ligação disponível e sem investimentos adicionais para além dos previstos no PDIRD [28], a capacidade de instalação é na realidade de 1,3 GW, que poderiam contribuir com 1,7 TWh anuais de eletricidade, o que corresponde a 6% da capacidade instalada de FV, a 22% da capacidade instalada de FV descentralizado e a 2% do consumo de energia previstos para 2030 no PNEC.

A taxa interna de rentabilidade média para todas as tipologias é de 14%, o período de retorno de investimento é em média de 7 anos e o custo atualizado de eletricidade equivalente a 56 €/MWh. Desta forma, pode-se concluir que as autoestradas apresentam bom potencial técnico-económico para a instalação dos sistemas FV.

A aposta na exploração destas áreas integradas nas autoestradas para a instalação de sistemas FV permitiria uma contribuição considerável para a produção de energia limpa, renovável e descentralizada, e potenciar o crescimento das comunidades de energia, complementando a produção renovável centralizada.

A vantagem principal da utilização destas infraestruturas para a instalação de sistemas FV tem a ver com a possibilidade de utilizar áreas de solo que não podem ter outro uso, evitando assim a ocupação de solo por sistemas FV em terrenos agrícolas ou os impactes ambientais associados instalação de grandes sistemas FV, como o abate de vegetação autóctone (e.g. sobreiros).

A desvantagem principal tem a ver com a menor acessibilidade para a instalação e manutenção destes sistemas, o que pode reduzir a rentabilidade dos sistemas face a outras localizações.

Dos resultados apresentados ao longo deste documento, podem ser retiradas algumas conclusões mais específicas:

- Os nós de acesso e as áreas de serviço são as zonas de autoestradas com maior área e, por isso, com maior potencial de geração em autoestradas. Em geral já são áreas niveladas, com vegetação facilmente removível e, por serem zonas de mudança de via ou de abastecimento, são utilizadas a velocidades reduzidas e com menor potencial de acidente. Assim, as concessionárias devem priorizar estas localizações para a instalação de sistemas FV.
- A instalação em áreas de serviço tem a vantagem adicional de poder ser integrada com a instalação de postos de carregamento de veículos elétricos, de forma a melhorar a rentabilidade dos investimentos, quer do ponto de vista dos operadores de mobilidade, quer da rede de distribuição. Contudo, nestes espaços é necessário ter em conta o desenho dos contratos de subconcessão destes espaços.
- Os pórticos e praças de portagens apresentam uma boa rentabilidade para a instalação de pequenos sistemas de geração. No caso de autoestradas onde deixe de ser cobrada a portagem, a infraestrutura já existente pode ser readaptada para o fim da produção de eletricidade tirando partido de ligações à rede já existentes.
- Os taludes também oferecem boas condições do ponto de vista da geração, em especial em autoestradas com a orientação principal norte-sul. O potencial foi identificado quer para os taludes de aterro, quer para os de escavação, apesar de algumas concessionárias considerarem que apenas estes últimos apresentam condições de segurança para a instalação de sistemas fotovoltaicos.
- As barreiras acústicas têm um potencial de geração baixo, apresentam um risco elevado de vandalismo, estão bastante dispersas pelo território, pelo que não se aconselha a substituição das barreiras existentes por barreiras com potencial de geração solar.

Finalmente, o desenvolvimento e exploração deste tipo de sistemas poderá ser um serviço associado às conceções de autoestrada que lhes permita melhorar a rentabilidade da concessão, tirando partido da experiência das concessionárias a operarem neste contexto. As concessionárias poderão, por exemplo, formar novos consórcios com parceiros na área da energia, com conhecimento técnico e experiência em modelos de negócio da área de energia.

7.2 Limitações

O estudo realizado tem algumas limitações e a leitura dos resultados deve ser feita à luz dessas limitações. As principais limitações são as seguintes:

- Não foi possível obter a informação detalhada de todas as concessionárias.
- A identificação dos nós de acesso e estações de serviço foi feita de forma automática para toda a rede, e as áreas disponíveis e condições do terreno foram obtidas pela análise de imagens de satélite, o que pode introduzir algum erro na quantificação do potencial de geração.
- Foi necessário estimar por extrapolação as áreas disponíveis para uma parte significativa da rede, em particular para os taludes de escavação e de aterro, bem como dos pórticos e praças de portagem e ainda as barreiras sonoras. Esta abordagem introduz um erro não quantificável na quantificação do potencial de geração.
- Existem custos acrescidos associados à hipotética instalação de sistemas FV em autoestradas, como custos acrescidos de operação associados ao aumento dos prémios de seguro e ao custo de paragens no tráfego associadas a operações de manutenção. Não tendo sido possível obter dados de exemplo, foi feita uma estimativa de créscimo de custo que pode introduzir erros no cálculo de indicadores de viabilidade económica. Por exemplo, segundo as concessionárias, a ligação ao ponto de rede no caso dos nós de acesso poderá implicar custos adicionais consideráveis com escavações.
- Para a análise realizada foi escolhido um modelo de painel fotovoltaico que permitisse minimizar a reflexão e possíveis efeitos de encandeamento (vidro temperado antirreflexo). Em futuros projetos de instalação deverá considerar-se a utilização de software específico de simulação de parâmetros de reflexo para minimização deste risco, de forma a garantir a conformidade com os requisitos rodoviários.
- Os resultados da análise técnico-económica para cada local podem ser utilizados como valor de referência, mas a análise para futuros projetos nestes locais requer a realização de projetos específicos.

7.3 Sugestões para desenvolvimento de políticas públicas

Da realização deste estudo, são ainda identificadas possíveis contribuições para o desenvolvimento de políticas públicas:

- **Regulamentação e normas**: Estabelecer regulamentações claras e normas técnicas para a instalação de sistemas fotovoltaicos em autoestradas, garantindo a segurança e a eficiência dos projetos e facilitando alguns aspetos de implementação relatados pelas concessionárias (por exemplo, o estabelecimento de seguros).

- **Promover o desenvolvimento de projetos piloto**: Para as concessões a decorrer, incentivar a implementação de mais projetos piloto ao longo de troços específicos de autoestradas, permitindo o teste de diferentes tecnologias, modelos de instalação e configurações de sistemas fotovoltaicos.
- **Definição de Zonas de Energia Renovável em AEs**: Designar áreas específicas ao longo das autoestradas como zonas prioritárias para o desenvolvimento de energia renovável, facilitando o processo de licenciamento e instalação.
- **Promoção de instalações FV em AE:** Os futuros contratos de concessão de autoestradas devem incentivar o desenvolvimento deste tipo de sistemas nos locais mais promissores.
- **Obrigatoriedade da exploração**: No âmbito de novas contratações para as concessões das autoestradas portuguesas, recomenda-se que seja estabelecida uma obrigatoriedade de exploração de áreas integradas em autoestradas com potencial para a instalação de sistemas FV, através do estabelecimento de um requisito vinculativo com esta finalidade integrado nos cadernos de encargos.
- **Monitorização e avaliação**: Implementar programas de monitorização e avaliação contínua para medir o desempenho dos sistemas fotovoltaicos instalados e identificar oportunidades de melhoria como requisito decorrente da obrigatoriedade de exploração.

Todas estas sugestões dependem em grande medida do modelo de exploração de autoestradas que o Governo decida desenvolver após o fim dos contratos de exploração.

Recomenda-se ainda, na sucessão deste estudo, a realização de um estudo de avaliação do potencial e viabilidade técnico-económica da instalação de sistemas fotovoltaicos nas vias-férreas portuguesas.

8 Referências

[1] Ministério da Administração Interna, Decreto-Lei n.º 114/94, de 3 de maio, Diário da República n.º 102/1994, Série I-A de 1994-05-03, páginas 2162 – 2190, https://diariodarepublica.pt/dr/detalhe/decreto-lei/114-1994-250659, consultado em 20/8/2024

[2] Infraestruturas de Portugal, Rede Rodoviária, http://81-90-53-65.addr.refertelecom.pt/rede/rodoviaria , consultado em 20/8/2024

[3] APCAP - Associação Portuguesa das Sociedades Concessionárias de Autoestradas ou Pontes com Portagem, Indicadores 2023, https://apcap.pt/wp-content/uploads/2024/09/APCAP_indicadores_2023.pdf , consultado em 25/112024

[4] Wikipédia, Lista de AutoEstradas de Portugal, https://pt.wikipedia.org/wiki/Lista_de_autoestradas_de_Portugal#cite_note-1, consultado em 20/8/2024

[5] Brisa, Autoestradas, https://grupobrisa.pt/autoestradas/, consultado em 20/8/2024

[6] Ascendi, Apresentação, https://www.ascendi.pt/apresentacao/, consultado em 20/8/2024

[7] Presidência do Conselho de Ministros, Diário da República n.º 234/2024, Série I de 2024-12-03, https://diariodarepublica.pt/dr/detalhe/decreto-lei/99-2024-898705893, consultado em 21/12/2024

[8] Dai, Y., Yin, Y., & Lu, Y. (2021b). Strategies to facilitate photovoltaic applications in road structures for energy harvesting. *Energies*, *14*(21). https://doi.org/10.3390/en14217097

[9] Sharma and Harinarayana, Solar energy generation potential along national highways, *International Journal of Energy and Environmental Engineering* 2013, 4:16.

[10] Heo, J.; Moon, H.; Chang, S.; Han, S.; Lee, D.-E. Case Study of Solar Photovoltaic Power-Plant Site Selection for Infrastructure Planning Using a BIM-GIS-Based Approach. *Applied Sciences* 2021, *11*, 8785, https://doi.org/10.3390/app11188785

[11] Soullam Kim, Yuhwa Lee, Hak-Ryong Moon, Siting criteria and feasibility analysis for PV power generation projects using road facilities, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volume 81, Part 2, 2018, https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.08.067

[12] Statista, Length of national highways in South Korea from 2000 to 2023, https://www.statista.com/statistics/712542/south-korea-national-highways-infrastructure, consultado em 30/10/2024

[13] World Data Info, Transport and infrastructure in South Korea, https://www.worlddata.info/asia/south-korea/transport.php, consultado em 30/10/2024

[14] K. Zhang, M. Chen, Y. Yang, T. Zhong, R. Zhu, F. Zhang, Z. Qian, G. Lu, and J. Yan, "Quantifying the photovoltaic potential of highways in China," *Applied Energy*, vol. 324, 2022, https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2022.119600

[15] J. Peerlings, A. Reinders, C. Catita, and M. C. Brito, "The photovoltaic potential for electric vehicle charging along highways: A dutch case study," Progress in Photovoltaics: Research and Applications, vol. 32, no. 4, pp. 244–252, 2024. [Online], https://onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.1002/pip.3759

[16] Ministério das Infraestruturas e Gestão da Água dos Países Baixos, Solar Highway - Final report, https://www.solarhighways.eu/en/document/final-report/#51-technical-progress-per-task, consultado em 20/8/2024

[17] Kohlhauer, Photovoltaic noise barrier has proven its worth, https://www.kohlhauer.com/en/2022/11/16/photovoltaic-noise-barrier-has-proven-its-worth/, consultado em 25/11/2024

[18] Autostrada del Brennero, Photovoltaic, https://www.autobrennero.it/en/sustainability/photovoltaic/, consultado em 25/11/2024

[19] Cepsa, Europe's first network-wide installation of photovoltaic power at service station, 2021, https://www.cepsa.com/en/press/global-service-station-photovoltaic-network, consultado em 20/8/2024

[20] PV magazine, Germany launches 33 kW prototype highway PV system, 2021, https://www.pv-magazine.com/2023/06/29/germany-launches-33-kw-prototype-highway-pv-system/, consultado em 20/8/2024

[21] ABC news, Solar panel bike lane generates eco-friendly energy in South Korea, https://abcnews.go.com/International/solar-panel-bike-lane-generates-eco-friendly-energy/story?id=90197800, consultado em 20/8/2024

[22] Wirtshafts Woche, So werden autobahnen zu kraftwerken, 2023, https://www.wiwo.de/technologie/wirtschaft-von-oben/wirtschaft-von-oben-203-sonnenenergie-auf-autobahnen-so-werden-autobahnen-zu-kraftwerken-/29072336.html , consultado em 20/8/2024

[23] Erneuerbare energien, Solarenergie 500 m rechts und links von autobahnen und schienen ernten, 2022, https://www.erneuerbareenergien.de/technologie/solar/solarenergie-500-m-rechts-und-links-von-autobahnen-und-schienen-ernten , consultado em 20/8/2024

[24] PV magazine, France to tender 240 MW of solar capacity along highways, 2024, https://www.pv-magazine.com/2024/04/16/france-to-tender-240-mw-of-pv-capacity-along-highways/, consultado em 20/8/2024

[25] Governo do Oregan, Oregan Solar Highway Program, https://www.oregon.gov/odot/programs/pages/solar-highway.aspx, consultado em 20/8/2024

[26] SolarGIS, Solar resource maps & GIS data, https://solargis.com/resources/free-maps-and-gis-data, consultado em 20/8/2024

[27] E-REDES, Postos de transformação Distribuição, https://e-redes.opendatasoft.com/explore/dataset/postos-transformacao-distribuicao/mapa/, consultado em 30/10/2024

[28] E-REDES, PDIRD-E 2020 Actualização 2023-2025, Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Distribuição, https://www.erse.pt/media/1pmdzkwn/proposta-de-pdird_e-2020-atualiza%C3%A7%C3%A3o-2022.pdf, consultado em 30/10/2024

[29] EU Science HUb, Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS), https://joint-research-centre.ec.europa.eu/photovoltaic-geographical-information-system-pvgis_en, consultado em 20/8/2024

[30] PVLIB, pvlib python, https://pvlib-python.readthedocs.io/en/stable/, consultado em 20/8/2024

[31] EarthNASA, Open Access for Open Science, Shuttle Radar Topography Mission (SRTM) https://www.earthdata.nasa.gov/sensors/srtm, consultado em 20/8/2024

[32] SunPower X-Series: X22-485-COM, https://www.sisolar.co.jp/wp/wp-content/uploads/2021/10/CMI%88%C4%8C%8F_%8D%81%8D%60FIT/%92%F1%8Fo%8E%91%97%BF/SUNPOWER/sp_X22_485_470_COM_ds_en_A4_PV4_539439A.v7.pdf, consultado em 20/8/2024

[33] Yaskawa Solectria Solar, PVI/23TL/480, https://www.solectria.com/pv-inverters/commercial-string-inverters/pvi-23tl-pvi-28tl-pvi-36tl/ , consultado em 20/8/2024

[34] Yaskawa Solectria Solar, PVI 10kW 208 , https://solectria.com/site/assets/files/1556/pvi_10-15kw_datasheet.pdf , consultado em 20/8/2024

[35] Rui Castro, Electricity Production from Renewables, Springer, 2022

[36] "Minimizing the utilized area of pv systems by generating the optimal inter-row spacing factor" Sustainability, vol. 14, p. 6077, 5 2022. [Online]. Available: https://www.mdpi.com/2071-1050/14/10/6077

[37] IRENA, Renewable Power Generation Costs in 2023, https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2024/Sep/IRENA_Renewable_power_generation_costs_in_2023.pdf

[38] NREL, Solar Market Research & Analysis, https://www.nrel.gov/solar/market-research-analysis/solar-installed-system-cost.html , consultado em 25/11/2024
[39] Comunicação direta com uma concessionária
[40] Consulta de mercado (sem instalação)
[41] Consulta de mercado (com instalação)
[42] OMIP - Operador do mercado de Eletricidade em Portugal, https://www.omip.pt/pt/plazo-hoy, consultado em 25/11/2024
[43] ERSE – Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, Boletim de Comparação de preços de eletricidade Eurostat, 2º semestre de 2023, https://www.erse.pt/media/rtonfayu/boletim-eletricidade-eurostat_2023s2.pdf
[44] IRENA, The cos of financing for renewable power, https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2023/May/IRENA_The_cost_of_financing_renewable_power_2023.pdf
[45] Comprehensive Value Investing Platform, https://valueinvesting.io/, consultado em 25/11/2024
[46] RENIXX World - Global Stock Index https://www.iwr-institut.de/en/services/renewable-economic-research/renixx-world-en, consultado em 25/11/2024
[47] PNEC 20230, Plano Nacional de Energia e Clima, https://apambiente.pt/sites/default/files/_Clima/Planeamento/20241030_pnec2030_maen.pdf , consultado em 25/11/2024