

UNIVERSIDADE DE LISBOA
FACULDADE DE CIÊNCIAS
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA GEOGRÁFICA, GEOFÍSICA E ENERGIA



Ciências
ULisboa

Avaliação do potencial fotovoltaico flutuante em Portugal

Márcio Rúben Rodrigues Sobral

Mestrado Integrado em Engenharia da Energia e do Ambiente

Dissertação orientada por:
Professor Doutor Miguel Centeno Brito (FCUL)
Engenheiro António Ermida Mano (EDP)

2018

Resumo

Esta dissertação pretende analisar a integração da tecnologia do fotovoltaico (PV) flutuante com a produção hidroelétrica em barragens. O estudo é baseado num projeto-piloto implementado no aproveitamento hidroelétrico do Alto Rabagão, posto em prática pela EDP, o primeiro do género em Portugal.

A geração fotovoltaica de energia elétrica é naturalmente complementar à geração hidroelétrica em albufeiras já que o recurso solar é superior no verão, quando o recurso hídrico é menor, permitindo uma melhor utilização da infraestrutura de ligação à rede existente. Por outro lado, a presença da água na albufeira contribui para uma redução da temperatura dos painéis solares, e, portanto, um maior rendimento de conversão fotovoltaica. Acrescem ainda outros benefícios como a ocupação da área disponível em albufeira e a ausência de sombreamentos. Esta análise é generalizada para todas as barragens eletroprodutoras em Portugal continental.

Os resultados mostram que a introdução de sistemas fotovoltaicos flutuantes com potências instaladas de até 50% da capacidade do transformador original não interfere significativamente na geração de energia hidroelétrica, levando a uma redução anual de apenas 5% da mesma. Os resultados mostram também que a temperatura de operação dos módulos na plataforma flutuante foi, em média, 5,7 °C menor do que seria se estes módulos operassem num sistema fixo em terra. Obteve-se, por essa circunstância, um aumento médio de produção de energia, nos painéis flutuantes, de 8,35% em relação à produção num sistema convencional em terra.

O potencial PV flutuante energeticamente viável nas albufeiras de barragens eletroprodutoras em Portugal, partilhando a infraestrutura elétrica, foi avaliado em 2,55 GW. Este potencial é condicionado pela potência hidroelétrica instalada e a área de albufeira disponível. É de realçar que Portugal tem como meta uma instalação acumulada de 670 MW de potência de fotovoltaico em 2020, sendo previsível uma instalação acumulada de 8 GW a 13 GW em 2030. Até 2016, Portugal tinha já um total de 439 MW. Pode ser concluído, portanto, que o PV flutuante tem o potencial de contribuir significativamente para a capacidade fotovoltaica nacional.

Palavras-Chave: energia fotovoltaica, energia hidroelétrica, fotovoltaico flutuante, integração de energia renovável.

Abstract

This dissertation aims to assess the integration of floating photovoltaic (PV) technology with hydroelectric production in dams. The study is based on a pilot project implemented in the hydroelectric development of Alto Rabagão, put into practice by EDP, the first of its kind in Portugal.

The photovoltaic generation of electric energy is naturally complementary to hydroelectric generation in reservoirs, since the solar resource is higher in summer when the water resource is smaller, allowing a better use of the existing connection infrastructure to the grid. On the other hand, the presence of water in the reservoir contributes to a reduction of the temperature of the solar panels, and, therefore, a greater efficiency of photovoltaic conversion. There are also other benefits, such as the occupation of available area in the reservoir and the absence of shading. This analysis is generalized to all the hydroelectric dams in continental Portugal.

The results show that the introduction of floating photovoltaic systems with installed capacities of up to 50% of the original transformer capacity does not significantly interfere in the generation of hydroelectric energy, leading to an annual reduction of only 5% of the former. The results also show that the modules operating temperature on the floating platform was, on average, 5.7 °C lower than it would be if these modules operated in a fixed system, onshore. For this reason, it was obtained an average increase in energy production on the floating panels of 8.35%, in comparison to production in a conventional onshore system.

The economically viable floating PV potential in the reservoirs of electroproducing dams in Portugal, with shared electrical infrastructure, was evaluated at 2.55 GW. This potential is conditioned by the hydroelectric power installed and the available reservoir area. It should be considered that Portugal aims at target cumulative installation of 670 MW of photovoltaic power in 2020, and is expected to have a cumulative installation of 8 GW to 13 GW by 2030. In 2016, Portugal already had a total of 439 MW. It can be concluded, therefore, that the floating PV has the potential to contribute significantly to the national photovoltaic capacity.

Keywords: photovoltaic energy, hydroelectric energy, floating photovoltaic, renewable energy integration.

Simbologia e Notações

	β	Ângulo de inclinação do painel solar	<i>rad</i>
	$\frac{\Delta P}{\Delta T}$	Varição da potência com a variação de temperatura, em relação à temperatura de referência, 25 °C	$\Delta\%/ \Delta T$
	δ	Declinação	<i>rad</i>
$\eta_{\text{cabos+inversor}}$		Eficiência média do conjunto cabos elétricos e inversor	<i>%</i>
$\eta_{\text{módulo}}$		Eficiência momentânea do módulo	<i>%</i>
$\eta_{\text{módulo,ref}}$		Eficiência de referência do módulo	<i>%</i>
	θ_h	Ângulo entre o Sol e a superfície horizontal	<i>rad</i>
	θ_i	Ângulo entre o Sol e a superfície do painel, para uma dada inclinação <i>i</i>	<i>rad</i>
	ϕ	Latitude	<i>rad</i>
	ω	Ângulo horário	<i>rad</i>
$A_{\text{aproveitamento},i}$		Área de albufeira de um dado aproveitamento hidroelétrico	<i>ha</i>
	$a_{\text{max},i}$	Fração de ocupação da albufeira correspondente a $P_{\text{max},i}$	<i>%</i>
	$a_{\text{max},i}'$	Dada fração de ocupação da albufeira	<i>%</i>
$A_{\text{módulos}}$		Área de módulos	<i>m²</i>
	B_h	Radiação direta para uma superfície horizontal	<i>W/m²</i>
	B_i	Radiação direta para uma superfície inclinada	<i>W/m²</i>
	D_h	Radiação difusa para uma superfície horizontal	<i>W/m²</i>
	D_i	Radiação difusa para uma superfície inclinada	<i>W/m²</i>
$E_{\text{sistema fixo}}$		Produção diária média considerando as temperaturas dos painéis do sistema fixo	<i>kWh/kW_p</i>
$E_{\text{sistema flutuante}}$		Produção diária média medida pelo sistema flutuante, para um dado dia	<i>kWh/kW_p</i>
	G_h	Radiação global para uma superfície horizontal	<i>W/m²</i>
	G_i	Radiação global para uma superfície inclinada	<i>W/m²</i>
$P_{\text{aproveitamento},i}$		Potência de ligação do transformador de um dado aproveitamento hidroelétrico	<i>MW</i>
	PE	Produção Energética, razão entre energia produzida pelo sistema PV, E_{sistema} , e a potência nominal do mesmo P_{sistema}	<i>Wh/W_p·ano</i>
	$P_{\text{max},i}$	Potência máxima devido à potência de ligação, para um dado aproveitamento hidroelétrico	<i>MW</i>
	$P_{\text{max},i}'$	Potência máxima correspondente a uma dada fração de ocupação da albufeira	<i>MW</i>

P_{Potencial nacional}	Potência total de PV flutuante para uma dada $a_{max,i}'$	<i>MW</i>
P_{PV flutuante}	Potência de PV flutuante	<i>MW</i>
P_{hidroelétrica}	Potência de produção hidroelétrica	<i>MW</i>
P_{transformador max}	Potência de ligação à rede do transformador	<i>MW</i>
r	Média dos rácios entre as energias diárias, efetiva e estimada	%
t	tempo	h
T_a	Temperatura ambiente	°C
T_m	temperatura do módulo	°C

Abreviaturas e Acrónimos

CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
GCH	Grande Central Hidroelétrica
GHI	<i>Global Horizontal Irradiance</i> (Radiação Global Horizontal)
IPMA	Instituto Português do Mar e da Atmosfera
NAO	<i>North Atlantic Oscillation</i> (Oscilação do Atlântico Norte)
NOCT	<i>Normal Operating Cell Temperature</i> (temperatura da célula em condições normais de operação)
PCH	Pequena Central Hídrica
POA	<i>Plan Of Array</i> (Plano do Painel)
PV	<i>PhotoVoltaic</i> (Fotovoltaico)

Índice

Resumo	I
Abstract	II
Simbologia e Notações.....	III
Abreviaturas e Acrónimos	IV
Índice de Tabelas	VII
Índice de Figuras	VIII
1 Introdução.....	1
1.1 Motivação.....	1
1.2 Caso de Estudo.....	3
1.3 Objetivo	3
2 Estado da Arte	5
2.1 Tecnologia PV Flutuante	5
2.1.1 Painéis fotovoltaicos	5
2.1.2 Estruturas flutuantes	6
2.1.3 Amarração/ancoragem.....	7
2.1.4 Cabos elétricos	8
2.2 Projetos Existentes	8
2.3 Impactes Ambientais.....	10
3 Caso de Estudo.....	11
3.1 Contextualização	12
3.1.1 Caracterização do Sistema de PV Flutuante.....	13
3.2 Parâmetros a considerar.....	14
3.2.1 Dados	14
3.2.2 Produção fotovoltaica.....	17
3.2.3 Otimização da potência fotovoltaica	21
3.2.4 Variabilidade inter-anual do recurso solar	23
3.2.5 Efeito do vento na estrutura flutuante.....	24
3.2.6 Eficiência fotovoltaica	27
3.2.7 Efeito do microclima na estimativa da produção PV	29
3.3 Integração aplicada às barragens em estudo	30
3.3.1 Otimização do ângulo de inclinação	30
3.3.2 Geração fotovoltaica.....	32
4 Potencial Nacional	35
4.1 Categorização das barragens em estudo	35
4.2 Potencial de PV flutuante a nível nacional.....	37

5	Conclusões	41
	Referências	44
6	Anexos	48
6.1	Anexo A: Dados REN (Potência e Energia em Portugal Continental, 2007 e 2016) e Estimativas do PNAER	48
6.2	Anexo B: Projetos de PV Flutuante existentes	49
6.3	Anexo C: Datasheets do módulo e do inversor do projeto-piloto	52
6.4	Anexo D: Estações de medição de radiação	54
6.5	Anexo E: Variação do recurso solar	55
6.6	Anexo F: Distribuição do vento na zona do projeto	56
6.7	Anexo G: Rácios entre as energias diárias, efetiva e estimada	57
6.8	Anexo H: Produção energética estimada em função do ângulo de inclinação dos painéis 59	
6.9	Anexo I: Lista de barragens em Portugal continental	60
6.10	Anexo J: Lista de barragens eletroprodutoras em Portugal continental	67
6.11	Anexo K: Potencial do PV flutuante, por tipo de barragem e ocupação da albufeira ..	71

Índice de Tabelas

Tabela 3.1 - Características técnicas dos dois aproveitamentos hidroelétricos analisados.	14
Tabela 3.2 - Características técnicas dos sistemas PV analisados.....	16
Tabela 6.1 - Evolução da potência acumulada de PV e respetiva porção no consumo total anual, no período 2007-2016.	48
Tabela 6.2 - Metas de instalação de PV no programa Portugal 2020 (PNAER).	48
Tabela 6.3 - Histórico das instalações de PV flutuante a nível mundial, até Agosto de 2017 (inclusive) [kW].	49
Tabela 6.4 – Potência instalada acumulada de PV flutuante, por país, até Agosto de 2017 (inclusive) [MW].	51
Tabela 6.5 - Histórico do Índice de Solaridade para as estações de medição no período entre 2000 e 2011.	54
Tabela 6.6 - Variações máximas do histórico do Índice de Solaridade para as estações de medição no período entre 2000 e 2011.	55
Tabela 6.7 - Distribuição da direção e intensidade do vento, medida na plataforma flutuante.	56
Tabela 6.8 - Valores das variações entre as produções do sistema flutuante e as estimadas com as temperaturas dos painéis fixos, para o período entre Janeiro a Abril [%].	57
Tabela 6.9 - Valores das variações entre as produções do sistema flutuante e as estimadas com as temperaturas dos painéis fixos, para o período entre Maio e Julho [%].	58
Tabela 6.10 - Produção energética estimada em função do ângulo de inclinação dos painéis.	59
Tabela 6.11 - Lista das barragens existentes em Portugal continental, com área de albufeira, potência turbinável, potência de bombagem e localização. (CNPGB, 2017; SNIRH, 2017; EDP, 2017; e2p, 2017)	60
Tabela 6.12 - Lista das barragens eletroprodutoras, ordenadas por categoria e percentagem de ocupação da albufeira para a potência de PV flutuante máxima.	67
Tabela 6.13 - Potencial do PV flutuante, para certas categorias de barragens e percentagens de ocupação da albufeira [MW].	71

Índice de Figuras

Figura 1.1 - Evolução do solar PV em Portugal. Potência acumulada até 2016, potência acumulada estimada a partir de 2015 e porção da produção de energia solar PV em relação ao consumo total anual. (Resolução do Conselho de Ministros n.º 20, 2013; REN, 2017)	2
Figura 2.1 - Exemplo de uma instalação com painéis policristalinos, em Sakasama-Ike, Japão - 2,31 MW (2015). (Ciel et Terre, 2017)	6
Figura 2.2 - Tipos de estruturas usadas: (a) – estrutura de suporte onde os painéis são suportados por barras de metal, assentando estes em material flutuante (vista esquemática), empregue num aproveitamento em Bubano, Itália – 0,5 MW (2009) (Trapani & Santafé, 2014); (b) - instalação circular com seguimento solar, na Barragem Hapcheon, Coreia do Sul (2013) (Kim, Yoon, Choi & Choi, 2016). (c) – configuração com moldes onde os painéis PV assentam, da Ciel et Terre (tecnologia Hydrelío®), usados no projeto-piloto (Ciel et Terre, 2017);	7
Figura 2.3 - Sistema de ancoragem. (a) – foto da corda de sinalização de um de 8 pontos de ancoragem vista à superfície da água na instalação de PV flutuante da Barragem do Alto Rabagão, Portugal (218,4 kW); (b) – esquema da ancoragem sob a superfície da água, com a tecnologia SEAFLEX® (SEAFLEX, 2017).....	7
Figura 2.4 - Exemplo de cabos elétricos flutuando à superfície da água, numa instalação em Kato-Shi, Japão - 2,87 MW (2015) (Owano, 2015).	8
Figura 2.5 - Evolução da potência instalada de PV flutuante a nível mundial (* - instalações até Agosto, inclusivé).	9
Figura 2.6 - Repartição, por país, da potência instalada de PV flutuante (valores em MW).	9
Figura 3.1 - Diagrama da integração das energias solar e hidroelétrica.....	12
Figura 3.2 - Localização das duas barragens que servem de base para o estudo e do projeto-piloto do PV flutuante. Adaptado de Google Maps (©2017 Google)	13
Figura 3.3 - Vista aproximada da instalação implementada na albufeira do aproveitamento hidroelétrico do Alto Rabagão. As caixas brancas visíveis no centro da imagem são os inversores. Entre cada fila de painéis existe uma passagem pedonal que serve de acesso ao sistema.	13
Figura 3.4 - Produção hidroelétrica, em MW, dos dois aproveitamentos hidroelétricos (Alto Rabagão e Paradela) para os anos húmido (2010) e seco (2012), juntamente com a média móvel a 10 dias (a tracejado).	15
Figura 3.5 - Localização dos dois sistemas de produção. O espaço ocupado pelos painéis flutuantes encontra-se à escala. Adaptado de Google Maps (©2017 Google).....	16
Figura 3.6 - Perfil da irradiação total diária média ao longo do ano na zona em estudo com base nos dados de (Aguiar, 2013).	17
Figura 3.7 - Diagrama representativo dos extremos anuais do percurso do Sol, num local arbitrário no hemisfério Norte. Adaptado de (Green Passive Solar Magazine, 2014).	18
Figura 3.8 - Representação do modelo isotrópico. A radiação é tida como igual em todas as direções. Adaptado de (Iqbal, 1983).	19

Figura 3.9 - Esquema representativo da componente direta da radiação que chega ao painel. Adaptado de (Iqbal, 1983).	19
Figura 3.10 - Esquema simplificado do critério de aceitação da complementaridade entre geração hídrica (curva azul) e geração fotovoltaica (curva amarelo). (a) – antes da aplicação do algoritmo; (b) – após a aplicação do algoritmo.	22
Figura 3.11 - Variações históricas do índice de solaridade, no período 2000-2011, em Portugal continental.	23
Figura 3.12 - Pormenor da orografia na zona da albufeira da barragem do Alto Rabagão, onde se situa o projeto-piloto. Adaptado de (Topographic-map, 2017).	24
Figura 3.13 - Distribuição da direção e velocidade do vento na plataforma flutuante, entre 20/Jan - 31/Jul de 2017.	25
Figura 3.14 - Efeito do vento na plataforma flutuante. (a) – dia com desfasamento notório entre as radiações globais no plano do painel e horizontal, 6/Jun; (b) – dia sem desfasamento notório, 7/Jun. 26	
Figura 3.15 - Distribuição da direção e velocidade do vento na plataforma flutuante nos dias com desfasamento de pelo menos 30 minutos.	27
Figura 3.16 - Reta de ajuste linear para o recálculo do NOCT. Estimativa efetuada com base em medições efetuadas em ambos os sistemas entre 20 de Janeiro e 31 de Julho.	28
Figura 3.17 - Reta de ajuste linear para o cálculo de $\eta_{cabos} + inversor$	29
Figura 3.18 - Comparação da produção energética entre o caso real e a estimativa caso as temperaturas fossem as dos painéis do sistema fixo.	30
Figura 3.19 – Produção energética estimada em função do ângulo de inclinação dos painéis na zona em estudo, com base nos dados de (Aguiar, 2013) e as características do projeto-piloto.	31
Figura 3.20 - Variação na produção mensal de cada barragem após a integração de PV flutuante, para o ano húmido de referência. (a) – Variação relativa à barragem do Alto Rabagão; (b) – variação relativa à barragem de Paradela.	33
Figura 4.1 - Diagrama do cálculo do potencial de PV flutuante a nível nacional.	35
Figura 4.2 - Categorização das barragens.	36
Figura 4.3 - Localização das barragens em Portugal Continental, diferenciadas pela aptidão em produzir energia elétrica.	36
Figura 4.4 - Distribuição da potência hidroelétrica turbinável nacional por categoria. (a) – potência turbinável absoluta [MW]; (b) – potência turbinável relativa (em relação ao total nacional) [%].	37
Figura 4.5 - Estimativa do potencial de PV flutuante nacional em função da área de albufeira permitida cobrir.	39
Figura 6.1 - Datasheet do painel usado na plataforma flutuante, REC 260 PE BLK.	52
Figura 6.2 - Datasheet do inversor usado na plataforma flutuante, TRIO-50-60-TL-OUTD.	53

1 Introdução

1.1 Motivação

A sociedade atual depende de enormes quantidades de energia para funcionar. O atual modo de vida precisa, aliás, de cada vez mais energia, especialmente devido às economias emergentes, nas quais uma porção cada vez maior da população atinge um nível de vida que implica um maior consumo de energia. Essa energia tem sido fornecida à custa de fontes de energia não renovável, como combustíveis fósseis. Estes recursos, para além de finitos, emitem para a atmosfera significativas quantidades de gases de efeito de estufa, que causam aquecimento global, e poluentes, que provocam problemas de saúde na população. Por forma a colmatar as crescentes necessidades de energia, e ter em consideração os constrangimentos ambientais que essa produção de energia acarreta, é essencial mudar a forma como essa produção é feita.

O futuro da produção energética terá, portanto, de passar por uma crescente integração de vários tipos de energia renovável, tentando que estas sejam complementares entre si. Para as renováveis poderem ser realmente encaradas como a alternativa aos combustíveis fósseis, estas têm de oferecer vantagens operacionais e de integração no próprio ambiente em que se inserem, tentando que o seu impacto na natureza seja o menor possível. Não obstante, é preciso ter em conta que as fontes de energia renovável são, regra geral, variáveis no tempo, de forma não controlável. É por isso determinante encontrar soluções que permitam conciliar a necessidade de controlabilidade com a natureza variável e ambientalmente mais responsável dos recursos renováveis, sem comprometer o conforto que o atual sistema electroprodutor oferece. Por todo o mundo se tem apostado cada vez mais num variado leque de opções de fontes de energia renovável, onde Portugal não é exceção.

No passado, Portugal apostou fortemente na produção de eletricidade com base em tecnologia hidroelétrica, correspondendo esta, em 2016, a 27,6% da energia elétrica produzida em Portugal continental. Esta tecnologia serve vários propósitos para além da produção elétrica, como controlo de cheias, irrigação e abastecimento de água às populações ou indústrias.

Por outro lado, a eletricidade proveniente da tecnologia fotovoltaica (PV) ainda corresponde a uma pequena fração da produção total. No entanto, tem-se verificado de um elevado crescimento ao longo dos últimos anos, em Portugal, como se pode observar na **Figura 1.1**.

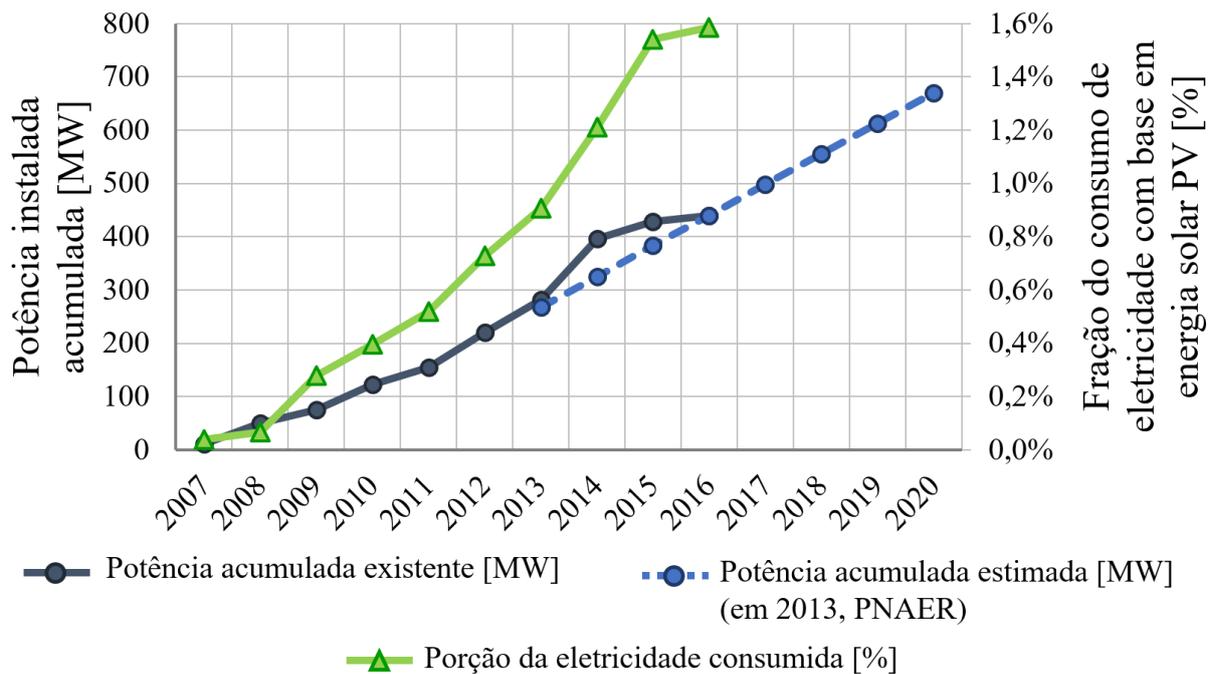


Figura 1.1 - Evolução do solar PV em Portugal. Potência acumulada até 2016, potência acumulada estimada a partir de 2015 e porção da produção de energia solar PV em relação ao consumo total anual. (Resolução do Conselho de Ministros n.º 20, 2013; REN, 2017)

Estas fontes, porém, têm o seu máximo potencial em alturas diferentes do ano, devido a restrições do próprio recurso e, no caso da hidroelétrica, restrições na utilização devido às diversas aplicações que as barragens podem ter. O recurso solar é naturalmente maior no verão e o hídrico, em Portugal, é maior no inverno. Esta complementaridade deverá aumentar no futuro.

De facto, o clima mediterrânico, que abrange Portugal continental, é caracterizado por verões quentes ou secos, invernos suaves ou húmidos e por uma pluviosidade inter-anual bastante variável, sendo por isso propenso a secas.

Previsões climáticas sugerem que a precipitação total anual deverá diminuir (especialmente nos períodos homólogos de Verão) e que ocorrerá com diferenças intra-aneais e inter-aneais mais acentuadas (Giorgi & Lionello, 2007; Lionello, et al., 2014). As temperaturas, por outro lado, devem aumentar, assim como os seus extremos. O resultado será, portanto, secas mais severas, tanto em frequência como duração (Lionello, et al., 2014).

O PV flutuante surge, pois, como uma potencial alternativa que tenta tirar partido de vários aspetos de ambas as tecnologias, onde a área de albufeira passa a ser encarada como uma zona de produção de energia PV, aliada à utilização para produção de energia hidroelétrica. Uma central hidroelétrica tem assim o potencial de produzir mais energia sem que a área afetada pela sua existência seja alterada, ajudando a amortizar os custos de instalação da infraestrutura de entrega à rede. Adicionalmente, o rendimento de conversão de energia solar em eletricidade é maior devido à redução da temperatura dos painéis solares, graças à presença da água na albufeira. Outras vantagens incluem a área disponível na albufeira, sem custos, e a ausência de sombreamentos.

Nesta tecnologia, os painéis, ao invés de se encontrarem fixos no terreno, como é habitual, encontram-se a flutuar na superfície da água. Esta solução combina essencialmente três tecnologias: a da conversão solar PV, a suportes flutuante e a conversão hidroelétrica, esta última já em estado maduro.

1.2 Caso de Estudo

O projeto-piloto da EDP que serve de base para esta dissertação utiliza 840 painéis REC 260PE/PE-BLK, cada um com 260 W de potência máxima, orientados a Sul. O sistema tem uma potência de pico de 218,4 kW. A albufeira na qual o projeto se insere é criada pela barragem do aproveitamento hidroelétrico do Alto Rabagão, concluído em 1964 e com 73,5 MW de potência instalada (2 grupos turbinas de 36,75 MW cada). Este aproveitamento conta ainda com 63,4 MW de bombagem (2 grupos com 31,4 MW cada).

Apesar do sistema PV presente não ter uma dimensão significativa, comparando com a potência hidroelétrica instalada no aproveitamento do Alto Rabagão, este permite perceber alguns dos benefícios e dificuldades da gestão a ele associados e abre um precedente para futuros projetos de maior dimensão. Aliás, este projeto não só é o maior em Portugal como o segundo maior da Península Ibérica, sendo apenas menor que um projeto em Agost, Espanha, com 300 kW (Trapani & Santafé, 2014).

Para avaliação do potencial de PV flutuante em barragens sem bombagem, e, portanto, com curvas de utilização significativamente diferentes, foi também analisada a geração hidroelétrica do aproveitamento hidroelétrico da Paradela. Este aproveitamento hidroelétrico conta com uma albufeira de 380 hectares e um grupo de turbinas de 55,97 MW.

1.3 Objetivo

A tecnologia PV flutuante ainda está a dar os seus primeiros passos. Portugal é um país com enorme potencialidade no que à energia solar diz respeito e com um vasto “portfólio” de barragens por todo o país, com várias finalidades, como produção de eletricidade, controlo de cheias, irrigação agrícola e abastecimento de água para uso doméstico ou industrial. Das que possuem a função de produção de energia elétrica, pode-se pensar em usar parte da infraestrutura existente para integrar a produção de energia solar, disposta em estruturas flutuantes na albufeira da barragem, com a energia hidroelétrica.

Tendo por base o projeto-piloto de PV flutuante do aproveitamento hidroelétrico do Alto Rabagão, pretende-se, com esta dissertação, contribuir para a caracterização do desempenho deste tipo de soluções e avaliar o potencial de PV flutuante nos aproveitamentos hidroelétricos em Portugal.

Para responder a estas questões a dissertação foi organizada da seguinte maneira:

- No capítulo **2, Estado da Arte**, é descrita a tecnologia em análise. São explicados quais os principais impactes ambientais, como se caracterizam os seus diversos elementos constituintes e que projetos existem, mundialmente, à data da realização desta dissertação;
- No capítulo **3, Caso de Estudo**, é apresentado o projeto-piloto que serve de base à realização desta dissertação. É feita uma contextualização do sistema PV e das barragens usadas como fonte de dados hidroelétricos (Alto Rabagão e Paradela), mostrando qual a importância de um projeto destes

em Portugal. É também apresentada a primeira etapa da estimativa do potencial de PV flutuante em Portugal continental, a integração tendo por base cada uma das barragens em estudo;

- No capítulo **4, Potencial Nacional**, é explicada a segunda etapa da estimativa do potencial de PV flutuante a nível nacional, sendo apresentado o procedimento utilizado do cálculo para todas as barragens eletroprodutoras do país;
- No capítulo **5, Conclusões**, são expostas as conclusões obtidas com este estudo.

2 Estado da Arte

Neste capítulo são descritos os fundamentos da tecnologia, é feito um levantamento das instalações de sistemas PV flutuantes existentes à data (Agosto de 2017) e são apresentados os possíveis impactos ambientais. De realçar, porém, que ainda é uma tecnologia em desenvolvimento, tendo o primeiro projeto surgido apenas em 2007, e que a vasta maioria é de reduzida dimensão.

Os potenciais benefícios dos sistemas de PV flutuante incluem tirar partido do aumento de eficiência dos painéis, devido à temperatura de operação inferior, da diminuição da evaporação da água por efeito de sombreamento (podendo assim esta água ser utilizada para outros fins), não utilização de espaço em terra que poderia ter outro uso, partilha da infraestrutura de ligação à rede integrada num aproveitamento hidroelétrico e diminuição do crescimento de algas por diminuição da fotossíntese causada também pelo sombreamento (estas diminuem o teor de oxigénio na água, hipoxia, e causam danos na maquinaria presente) (Mckay, 2013; Galdino & Olivieri, 2016). A própria produção de eletricidade a partir de fontes renováveis é uma mais-valia ambiental (Costa, 2017).

Limitações a esta tecnologia são o sobrecusto da instalação em suporte flutuante e sua manutenção, necessidade de adequação a condições ambientais adversas (ondas causadas por vento e corrosão pela água ou humidade), impacto na navegação/recreação (nos casos aplicáveis) e possíveis impactos ambientais (Sahu, Yadav, & Sudhakar, 2016; Galdino & Olivieri, 2016).

2.1 Tecnologia PV Flutuante

A tecnologia do PV flutuante é composta essencialmente por quatro componentes constituintes. Eles são, para além dos painéis fotovoltaicos, a estrutura flutuante, a amarração/ancoragem e a ligação elétrica à rede.

2.1.1 Painéis fotovoltaicos

Os tipos de painéis utilizados variam, apesar da maioria das instalações atuais serem à base de painéis rígidos policristalinos. Nos primeiros projetos-piloto também foram instalados painéis monocristalinos (Strangueto, 2016) mas a prática caiu em desuso devido ao maior custo dos mesmos. Houve ainda vários estudos com filme fino fotovoltaico (Trapani & Millar, 2013; Trapani & Millar, 2015) mas esta abordagem nunca foi implementada em larga escala pois a eficiência é significativamente menor, o que implicaria uma área de cobertura maior (NREL, 2017), e estes teriam de ser colocados horizontalmente na superfície da água, o que reduz ainda mais o potencial de produção.



Figura 2.1 - Exemplo de uma instalação com painéis policristalinos, em Sakasama-Ike, Japão - 2,31 MW (2015). (Ciel et Terre, 2017)

2.1.2 Estruturas flutuantes

As estruturas flutuantes são geralmente moldadas em material plástico. Este material é especialmente concebido para resistir às condições adversas a que esta tecnologia fica sujeita, como ondulação causada por vento ou corrosão da própria estrutura por contacto com a água. A estrutura flutuante inclui sempre passagens pedonais para uso na manutenção do sistema (Strangueto, 2016).

Várias configurações para a estrutura de suporte foram testadas ao longo dos anos. Algumas usam barras de aço entre as estruturas flutuadoras nas quais os painéis assentam, permitindo a circulação de ar. A maioria, porém, usa estruturas flutuantes de plástico que se encaixam entre si e nas quais cada painel assenta (Trapani & Santafé, 2014; Strangueto, 2016). Outro tipo de configuração estudada foi uma estrutura circulante giratória que permite o seguimento solar (Choi Y. K., Lee, Lee, & Kim, 2013; Choi & Lee, 2014). Nos casos em que se aplica filme fino fotovoltaico não existe estrutura de suporte, já que este flutua na superfície (Trapani & Millar, 2013). A **Figura 2.2** apresenta algumas destas soluções.

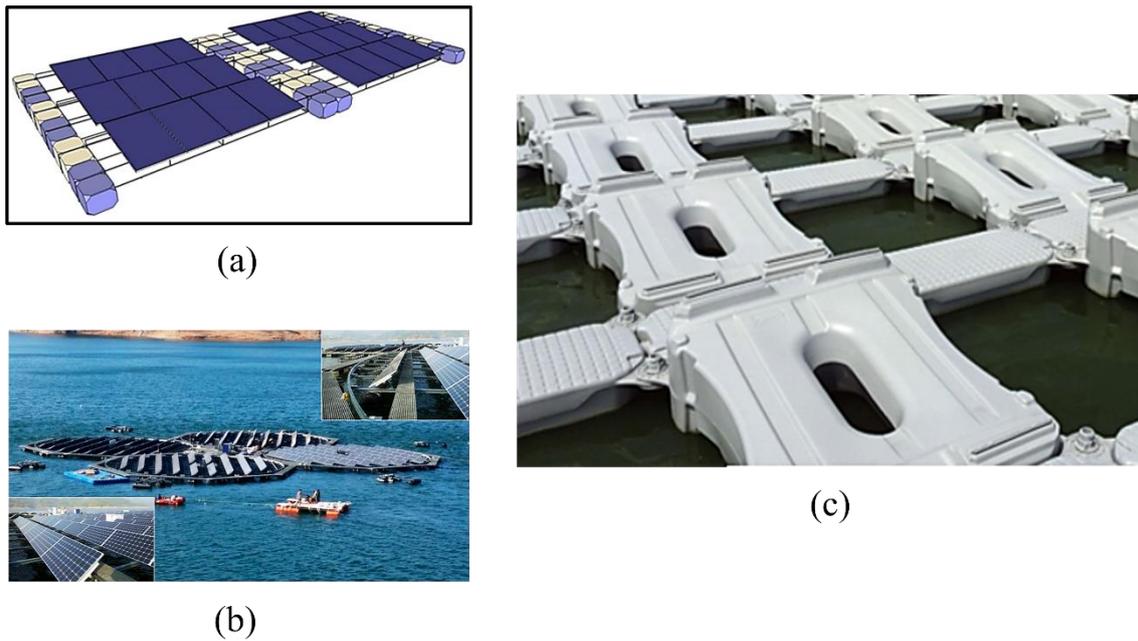


Figura 2.2 - Tipos de estruturas usadas: (a) – estrutura de suporte onde os painéis são suportados por barras de metal, assentando estes em material flutuante (vista esquemática), empregue num aproveitamento em Bubano, Itália – 0,5 MW (2009) (Trapani & Santafé, 2014); (b) - instalação circular com seguimento solar, na Barragem Hapcheon, Coreia do Sul (2013) (Kim, Yoon, Choi & Choi, 2016). (c) – configuração com moldes onde os painéis PV assentam, da Ciel et Terre (tecnologia Hydrelio®), usados no projeto-piloto (Ciel et Terre, 2017);

2.1.3 Amarração/ancoragem

A maioria dos projetos existentes situam-se em corpos de água de pequena profundidade, quer para uso agrícola ou armazenamento de água para abastecimento público. Por isso o tipo de amarração usada é geralmente uma série de cabos em pontos estratégicos do sistema ancorados às margens do corpo de água.

Se ocorrerem ondas, provável em corpos de água de grande dimensão/profundidade, uma abordagem comum é proceder à ancoragem no fundo do mesmo (**Figura 2.3**). Esta ancoragem é também útil em corpos de água com elevada variação de cota, como no caso do projeto do Alto Rabagão.



Figura 2.3 - Sistema de ancoragem. (a) – foto da corda de sinalização de um de 8 pontos de ancoragem vista à superfície da água na instalação de PV flutuante da Barragem do Alto Rabagão, Portugal (218,4 kW); (b) – esquema da ancoragem sob a superfície da água, com a tecnologia SEAFLEX® (SEAFLEX, 2017).

2.1.4 Cabos elétricos

Os cabos, assim como outras componentes do sistema (como o inversor), que ligam o sistema à rede elétrica, têm de ser resistentes à água e humidade, já que estão constantemente envolvidos num ambiente aquático. Têm por isso de ser especialmente concebidos para aguentar as condições a que estão expostos (**Figura 2.4**). Apesar da conexão entre a plataforma e a rede poder ser feita de forma submersa ou flutuando à superfície da água e a corrente elétrica poder ser alternada (CA) ou contínua (CC), é importante ter em conta os impactes ambientais e operacionais de ambas as soluções, mencionados na secção **2.3, Impactes Ambientais**.



Figura 2.4 - Exemplo de cabos elétricos flutuando à superfície da água, numa instalação em Kato-Shi, Japão - 2,87 MW (2015) (Owano, 2015).

2.2 Projetos Existentes

Foram identificados 87 projetos por todo o mundo, totalizando, em Agosto de 2017, cerca de 102 MW de potência instalada. O levantamento efetuado encontra-se apresentado no **Anexo B: Projetos de PV Flutuante existentes**. A **Figura 2.5** apresenta a potência instalada de PV flutuante a nível mundial.

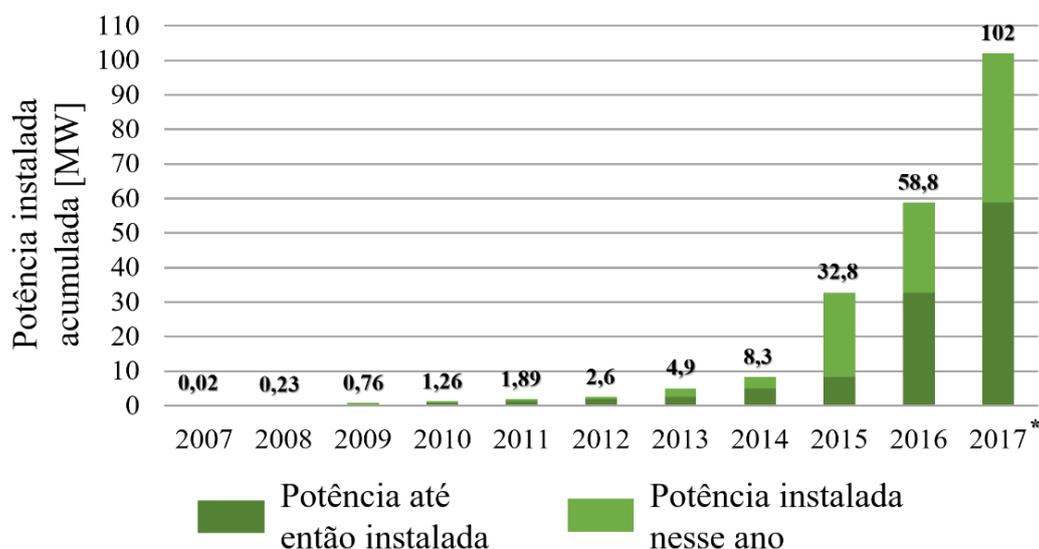


Figura 2.5 - Evolução da potência instalada de PV flutuante a nível mundial (* - instalações até Agosto, inclusivé).

É de notar, pelo levantamento realizado, que a potência instalada tem vindo a aumentar exponencialmente, pelo que é uma tecnologia claramente em expansão.

A **Figura 2.6** apresenta a potência instalada de sistemas de PV flutuante por país. Pode ser observado que o Japão e a China, juntos, representam cerca de 80% da potência instalada a nível global. É também de destacar o desenvolvimento da tecnologia no Reino Unido, com 10,3 MW. Todos os outros países, juntos, apresentam uma potência instalada de 10,4 MW. O Brasil, um país com enorme potencial nesta tecnologia devido aos seus vastos recursos solar e hídrico, tem, por enquanto, apenas 2 MW.

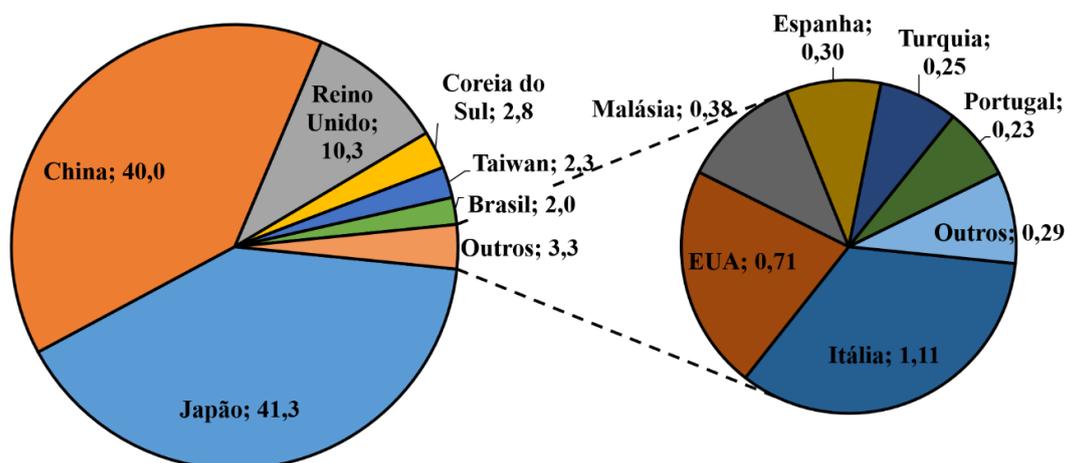


Figura 2.6 - Repartição, por país, da potência instalada de PV flutuante (valores em MW).

Portugal representa apenas 0,22% do total instalado mundialmente, contando apenas com duas instalações, uma no aproveitamento hidroelétrico do Alto Rabagão, que entrou em funcionamento em Novembro de 2016 com 218,4 kW de PV flutuante instalado (Ciel et Terre, 2017), e uma no aproveitamento do Alqueva, instalada em Janeiro de 2017, com 11 kW de potência (JN Online, 2017).

2.3 Impactes Ambientais

O estudo dos impactes ambientais ainda é uma área em desenvolvimento, por ser uma tecnologia bastante recente e por a maioria dos projetos ser de pequena dimensão, quando comparada com a dimensão do corpo de água onde se inserem. No entanto, alguns impactes ambientais podem ser assinalados. Durante as fases de construção, exploração e desativação, a circulação de maquinaria, embarcações e mão-de-obra provoca impactes negativos como emissão de poluentes, possível poluição com substâncias não-naturais (como combustíveis ou degradação do material existente), diminuição do espaço hídrico livre na barragem e inclusão de estruturas estranhas ao ambiente natural. A existência da estrutura pode implicar alterações nos padrões de evaporação e luminosidade e nas propriedades físico-químicas da água. No entanto estes impactes só se tornarão relevantes se a dimensão da projeto ocupar uma fração significativa da albufeira onde se insere (Costa, 2017).

Os diferentes constituintes da tecnologia têm também os seus impactes ambientais. Os cabos elétricos podem afetar o sistema aquático devido aos campos eletromagnéticos que geram, mas os seus efeitos no ecossistema ainda estão por esclarecer. A ancoragem depende sempre do tipo de solo existente, por isso também os impactes associados. Todos estes impactes devem por isso ser monitorizados durante o tempo de vida do projeto e ser mitigados sempre que possível. (Costa, 2017).

3 Caso de Estudo

Em Portugal, o primeiro projeto com PV flutuante entrou em operação em Novembro de 2016 e localiza-se na albufeira da Barragem do Alto Rabagão. Este projeto pioneiro serve de base para o estudo aqui apresentado.

A metodologia divide-se em duas grandes etapas. Na primeira, presente neste capítulo, é estimado o potencial de instalação de PV flutuante em dois aproveitamentos hidroelétricos de potência semelhante, um com bombagem (Alto Rabagão) e outro sem bombagem (Paradela), com base nas características do projeto-piloto instalado na albufeira da barragem do Alto Rabagão. Na segunda etapa da dissertação é calculado o potencial de PV flutuante nacional. Este cálculo será apresentado no capítulo **4, Potencial Nacional**. O objetivo da primeira etapa é obter a fração máxima de potência de PV flutuante em função da potência hidroelétrica instalada.

A primeira etapa do relatório terá em conta uma produção PV estimada com base em valores de médias horárias da base de dados climáticos portuguesa (Aguar, 2013) e nas características do sistema fotovoltaico (nomeadamente ângulo de inclinação dos painéis e eficiência dos painéis e de outras componentes do sistema).

Ainda na primeira etapa, é analisada a potência máxima de PV possível de instalar, considerando condições de operação à capacidade máxima do transformador. Em termos de energia hidroelétrica, foram analisados dados de 2010 e 2012, um ano típico húmido e um ano típico seco, respetivamente. A integração de PV flutuante é feita de forma a não ter um impacto relevante na geração hídrica, ou seja, a potência máxima fotovoltaica é tal que não obriga à redução de mais de 5% da energia hidroelétrica do ano com maior limitação à produção PV, referido neste relatório como o *ano húmido*. As condicionantes adicionais, representadas em menor destaque, só serão tidas em conta se se mostrarem relevantes no cálculo do potencial.

O efeito do arrefecimento dos painéis devido à sua presença na albufeira será referido nesta dissertação como “Efeito da temperatura”. Esta análise terá em consideração as diferenças de temperaturas observadas nos sistemas flutuante e fixo (que serve de referência), e permitirá inferir sobre em que medida a presença dos painéis neste ambiente trás algum benefício significativo na produção PV, em relação à produção de forma convencional.

O diagrama da **Figura 3.1** explica esta primeira etapa.

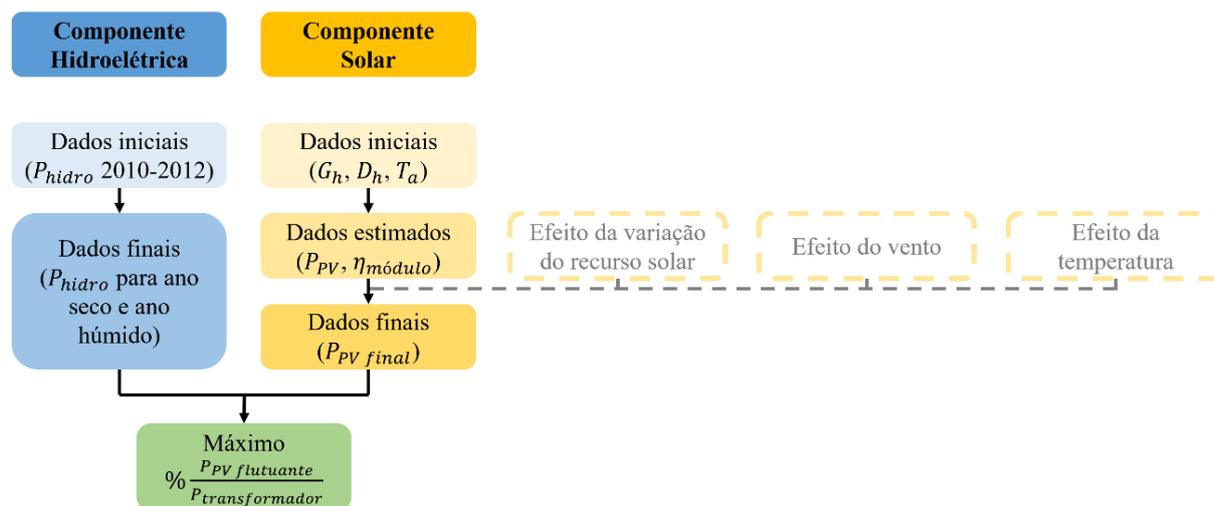


Figura 3.1 - Diagrama da integração das energias solar e hidroelétrica.

Os dados referentes à energia solar têm por base uma estimativa da produção fotovoltaica a partir de dados de radiação horizontal e difusa e de temperatura do ano meteorológico típico, para o local e altitude considerados. O efeito de microclima na temperatura de operação dos módulos PV devido à proximidade da água é também considerado.

Os dados, horários, de geração hidroelétrica da barragem do Alto Rabagão referem-se a um ano seco típico (2012) e a um ano húmido típico (2010), tendo sido fornecidos pela EDP. Localizado a cerca de 8 km a noroeste da localização do sistema de PV flutuante, o aproveitamento hidroelétrico de Paradela conta com uma albufeira de 380 hectares e um grupo de turbinas de 55,97 MW, tendo assim uma potência instalada semelhante à da do Alto Rabagão. No entanto, ao contrário do último, esta central não dispõe de capacidade de bombagem, o que confere um aspeto diferenciador ao estudo, encontrando-se, ainda assim, na mesma região. Assim, uma análise que envolva o potencial do PV flutuante com ambos os tipos de centrais hidroelétricas é mais abrangente do que se envolvesse apenas a do Alto Rabagão. Assim, a geração hidroelétrica da central de Paradela também foi analisada, para os mesmos anos.

3.1 Contextualização

O projeto-piloto tem 218,4 kW de potência instalada e encontra-se a cerca de 11 km a sudoeste (em linha reta) do centro da vila de Montalegre, como se pode observar pela **Figura 3.2**. O projeto ocupa uma área de 0,255 hectares, numa albufeira com 2212 hectares (em média) (Ciel et Terre, 2017) (EDP, 2017).

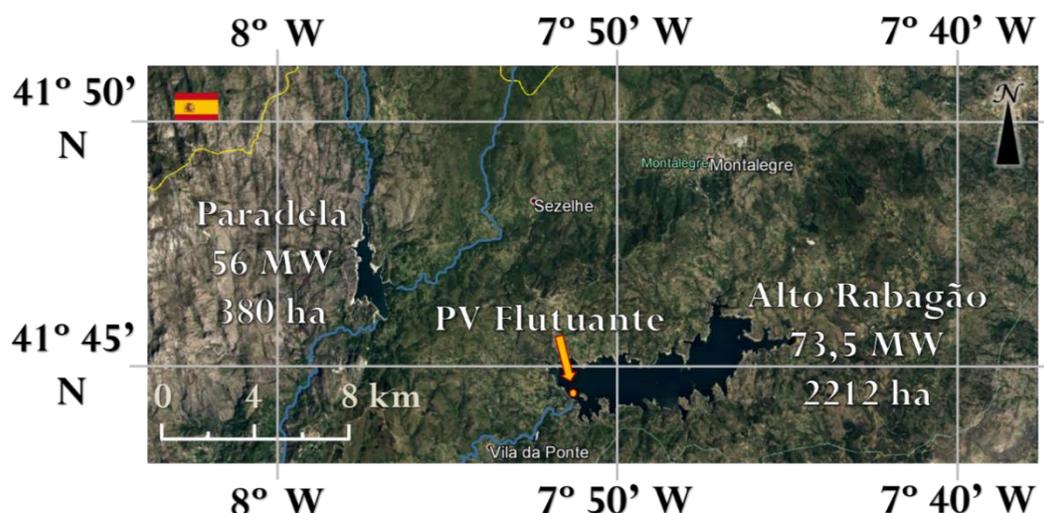


Figura 3.2 - Localização das duas barragens que servem de base para o estudo e do projeto-piloto do PV flutuante. Adaptado de *Google Maps* (©2017 Google)

3.1.1 Caracterização do Sistema de PV Flutuante

O sistema flutuante usa a tecnologia *Hydrelío*[®] da empresa *Ciel et Terre*, constituído à base de um material plástico (HDPE) no qual os painéis assentam, com uma inclinação de 12°. Cada flutuador tem uma abertura na parte central para poder passar o ar fresco que se encontra junto à água, ajudando a arrefecer os painéis. Esta estrutura é modular, ou seja, cada parte acopla-se a outra em filas, intercaladas entre si por uma outra com o propósito de circulação para instalação e manutenção (**Figura 3.3**) (Ciel et Terre, 2017).



Figura 3.3 - Vista aproximada da instalação implementada na albufeira do aproveitamento hidroelétrico do Alto Rabagão. As caixas brancas visíveis no centro da imagem são os inversores. Entre cada fila de painéis existe uma passagem pedonal que serve de acesso ao sistema.

A ancoragem é feita no solo do fundo da albufeira devido à longa distância às margens, em 8 pontos de ancoragem, através da tecnologia *Seaflex® Mooring System*, que consiste num sistema de cabos elásticos, útil neste tipo de aplicação. O corpo de água tem alguma profundidade e está sujeito a uma elevada variação sazonal, tendo uma cota alta no Inverno e uma cota baixa no Verão. O sistema foi dimensionado tendo em conta uma diferença de cotas de cerca de 20 metros, podendo, no entanto, lidar com uma variação máxima de 30 metros.

São utilizados 840 painéis REC 260PE/PE-BLK, cada um com 260 W de potência máxima, obtidos pela EDP, orientados a Sul. O sistema tem uma potência de pico de 218,4 kW. A albufeira na qual o projeto se insere é criada pela barragem do aproveitamento hidroelétrico do Alto Rabagão, concluído em 1964 e com 73,5 MW de potência instalada (2 grupos de turbinas de 36,75 MW cada). Este aproveitamento conta ainda com 63,4 MW de bombagem (2 grupos com 31,4 MW cada).

3.2 Parâmetros a considerar

O potencial do PV flutuante numa barragem é definido por dois critérios: as limitações físicas da albufeira e as limitações da ligação elétrica. O primeiro critério está associado à dimensão (área) da albufeira e pode ser fortemente condicionado por eventuais impactes ambientais de uma cobertura significativa da superfície de água.

O segundo critério é de natureza técnica e económica. Como discutido acima, uma mais-valia significativa de um sistema PV flutuante na albufeira de um aproveitamento hidrelétrico é o facto de, até determinada potência pico, a geração fotovoltaica poder ser injetada na rede aproveitando a folga de potência da ligação à rede da central hidroelétrica.

3.2.1 Dados

A **Tabela 3.1** resume as principais características dos dois aproveitamentos hidrelétricos em estudo.

Tabela 3.1 - Características técnicas dos dois aproveitamentos hidroelétricos analisados.

Características	Alto Rabagão	Paradela
Tipo	Com bombagem	Sem bombagem
Potência ligação/turbina	73,5 MW ¹	56,0 MW
Potência bombagem	63,4 MW	-
Área albufeira	2212 hectares	380 hectares
Geração anual (ano seco)	41,1 GWh	139,4 GWh
Geração anual (ano húmido)	190,0 GWh	272,4 GWh

Uma representação simplificada da produção hidroelétrica encontra-se na **Figura 3.4**, na qual se efetua uma média móvel a 10 dias em cada hora para se poder ter uma noção da evolução da produção. Esta

¹ De facto a potência de ligação do aproveitamento hidroelétrico do Alto Rabagão é 20 MW superior à potência da turbina. Esta folga não é considerada para o resto do estudo devido à sua excecionalidade.

representação simplificada reduz os valores máximos realmente atingidos e serve apenas para efeitos comparativos. É de notar a diferença no aproveitamento de cada barragem, em especial o relativo subaproveitamento da central do Alto Rabagão. Também é notória a diferença na produção hidroelétrica entre os anos seco e húmido, em ambos os aproveitamentos. A produção hidroelétrica de ambos os aproveitamentos, para os anos húmido e seco, pode ser observada na **Figura 3.4**.

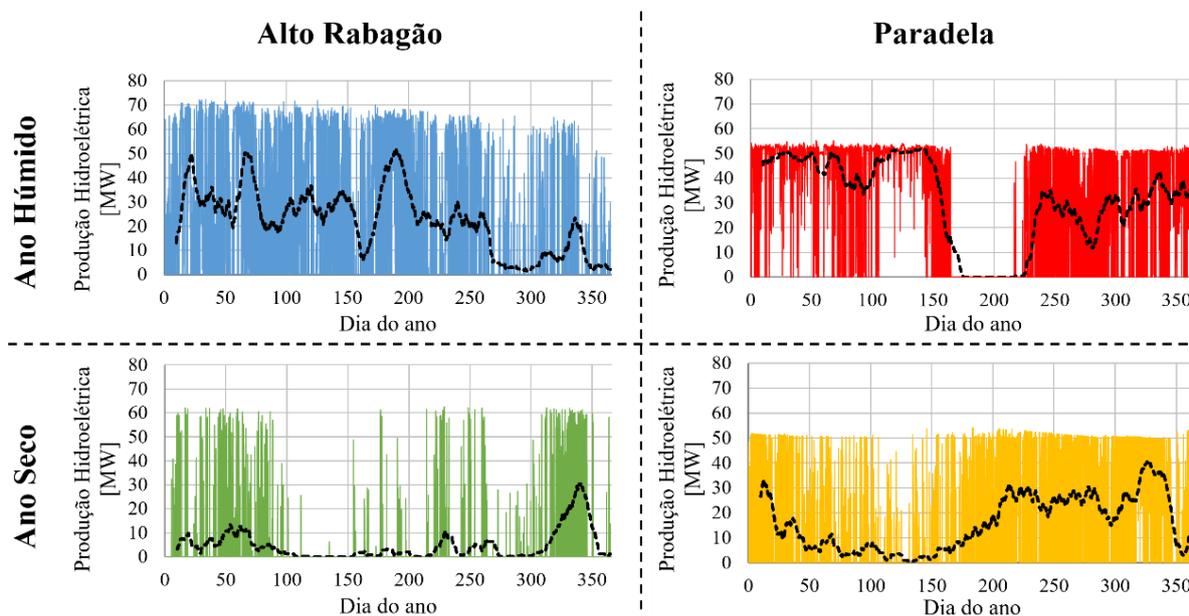


Figura 3.4 - Produção hidroelétrica, em MW, dos dois aproveitamentos hidroelétricos (Alto Rabagão e Paradela) para os anos húmido (2010) e seco (2012), juntamente com a média móvel a 10 dias (a tracejado).

Constata-se que não é possível generalizar a produção consoante o local ou tipo de ano (seco ou húmido) por isso a limitação à instalação de PV dependerá da produção hidroelétrica durante períodos críticos, horas e meses, de maior produção. Quanto maior a produção hidroelétrica durante estes períodos, menor a instalação de PV flutuante possível. Isto porque se parte do pressuposto da menor perturbação possível à produção hidroelétrica.

O rendimento de conversão fotovoltaico é fortemente influenciado pela temperatura dos módulos. De facto, quanto maior a temperatura menor é a eficiência dos módulos PV. Os sistemas PV flutuantes funcionam a temperaturas inferiores às que teriam se estivessem instalados de forma convencional, em terra, devido a efeitos de microclima, associados à presença da massa de água e do vento na superfície da albufeira. O primeiro permite a existência de uma temperatura envolvente do painel mais reduzida (devido à humidade presente no ar) e segundo a diminuição da temperatura dos painéis por convecção. Têm, portanto, rendimentos de conversão fotovoltaica mais elevados. Para contabilizar este efeito, foi avaliado o desempenho do sistema PV flutuante do Alto Rabagão relativamente a um sistema de referência em terra.

O sistema de painéis fixos no telhado da pousada da EDP, orientado a Sul, tem uma potência nominal de 20,55 kW. O enquadramento geográfico dos dois sistemas PV e da barragem encontra-se representado na **Figura 3.5**.



Figura 3.5 - Localização dos dois sistemas de produção. O espaço ocupado pelos painéis flutuantes encontra-se à escala. Adaptado de *Google Maps* (©2017 Google).

A **Tabela 3.2** apresenta as características técnicas dos dois sistemas PV analisados. Verifica-se que apresentam inclinações diferentes, o que dificulta a comparação direta dos respetivos desempenhos. Essa comparação é ainda mais difícil pois o sistema de referência está sujeito a sombreamentos de árvores circundantes, principalmente ao final do dia, o que sublinha um dos outros benefícios dos sistemas flutuantes que estão comumente imunes a esse tipo de problemas.

Tabela 3.2 - Características técnicas dos sistemas PV analisados.

Características	Sistema flutuante	Sistema de referência
Potência pico	218,4 kW	20,55 kW
Orientação	Sul	Sul
Inclinação	12°	30°
Modelo módulo	REC 260PE/PE-BLK	Axitec GmbH AC-260P/156-60S
Potência pico do módulo	260 W _p	260 W _p
Eficiência de referência	15,8 %	15,98 %
Número de módulos	840	96
Inversor	TRIO-50.0/60.0-TL-OUTD	Sunny Tripower 20000TL-30
Número de inversores	4	1
Monitorização GHI	Sim	Sim
Monitorização radiação POA	Sim	Não
Monitorização temperatura ambiente	Sim	Sim
Monitorização temperatura do módulo	Sim	Sim
Monitorização da direção e velocidade do vento	Sim	Não

3.2.2 Produção fotovoltaica

Para a modelação da produção fotovoltaica utilizaram-se dados horários de radiação solar (global e difusa) numa superfície horizontal e temperatura ambiente para o ano meteorológico típico, calculado tendo por base dados de 1981 a 2010 (Aguiar, 2013). A **Figura 3.6** representa a irradiação total diária média ao longo do ano no local do projeto.

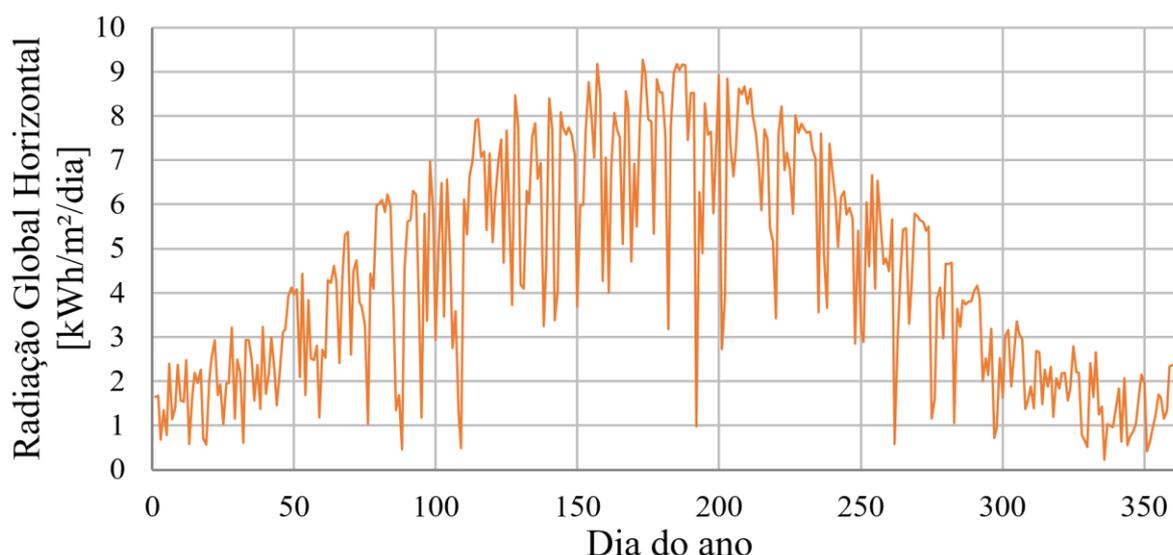


Figura 3.6 - Perfil da irradiação total diária média ao longo do ano na zona em estudo com base nos dados de (Aguiar, 2013).

Como seria de esperar, a disponibilidade do recurso é maior no Verão. É assumido que os painéis não causam sombreamento entre si, efeito que é tanto mais significativo quanto maior a inclinação dos painéis. Posteriormente, a influência do local nos painéis é tida em consideração, nomeadamente a diminuição da temperatura devido à humidade e vento presentes.

Os dados de irradiação consideram a localização (concelho e altitude, que neste caso são Montalegre e 862 m, respetivamente). As grandezas relevantes são as radiações global e difusa incidentes numa superfície horizontal. Outras grandezas, como a radiação global numa fachada (para 8 orientações cardeais), temperatura, velocidade do vento e humidade também estão disponíveis, mas não são considerados para os cálculos.

É com base nos dados da superfície horizontal que se pode estimar a radiação global incidente numa superfície, consoante o ângulo de inclinação da mesma. Será assumido que os painéis estarão orientados a Sul, tal como no projeto-piloto, já que esta é a orientação que mais favorece a produção de energia ao longo de todo o ano.

A **Figura 3.7** mostra a variação anual da posição do Sol em relação a uma superfície, num local arbitrário no hemisfério Norte. A orientação a Sul permite aproveitar melhor o recurso solar pois permite que o painel capte a radiação solar com ângulos mais perto da normal durante uma maior parte do dia.

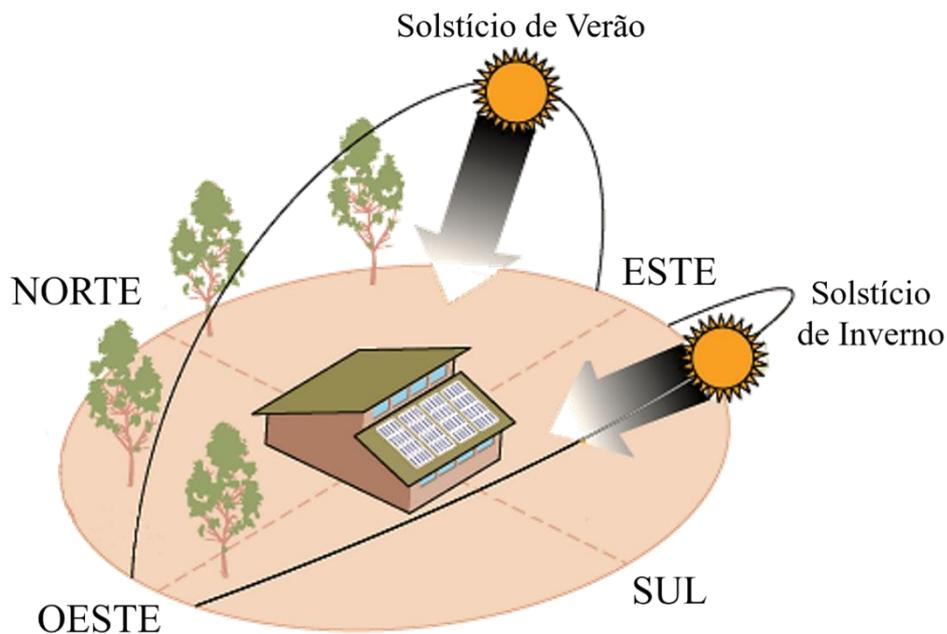


Figura 3.7 - Diagrama representativo dos extremos anuais do percurso do Sol, num local arbitrário no hemisfério Norte. Adaptado de (Green Passive Solar Magazine, 2014).

A radiação global para uma dada superfície inclinada é dada pela soma das componentes difusa e direta. Ambas as componentes são obtidas a partir da radiação incidente sobre uma superfície horizontal (Iqbal, 1983).

$$G_i(\beta, t)[W/m^2] = D_i(\beta, t)[W/m^2] + B_i(\beta, t)[W/m^2] \quad (3.1)$$

G_i representa a radiação global, D_i a radiação difusa e B_i a radiação direta, tudo para uma superfície com inclinação β . As variáveis têm uma resolução horária (t) neste estudo.

O modelo considerado para calcular a radiação difusa considera um céu totalmente limpo ou totalmente nublado que provoca uma radiação difusa incidente igual em todas as direções, denominado de modelo isotrópico (**Figura 3.8**, equação 3.2).



Figura 3.8 - Representação do modelo isotrópico. A radiação é tida como igual em todas as direções. Adaptado de (Iqbal, 1983).

$$D_i(\beta, t)[W/m^2] = \frac{1}{2} D_h(t)[W/m^2] \times (1 + \cos(\beta) [\text{rad}]) \quad (3.2)$$

em que D_h representa a radiação difusa numa superfície horizontal e β a inclinação do painel (Iqbal, 1983).

A componente direta tem a direção do disco solar, como representado na **Figura 3.9**.

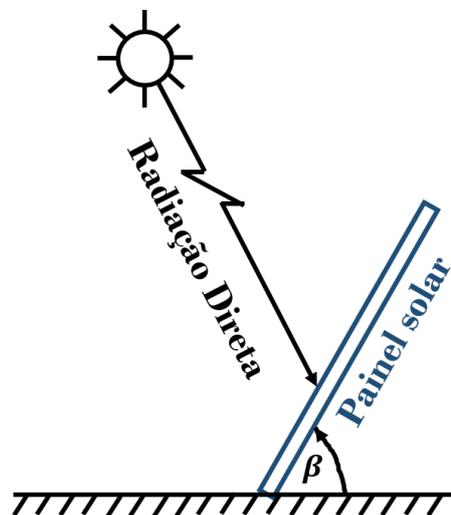


Figura 3.9 - Esquema representativo da componente direta da radiação que chega ao painel. Adaptado de (Iqbal, 1983).

A intensidade da componente direta é dada por

$$B_i(\beta, t)[W/m^2] = B_h(t)[W/m^2] \times \frac{\cos(\theta_i)(t) [\text{rad}]}{\cos(\theta_h)(t) [\text{rad}]} \quad (3.3)$$

em que B_h representa a radiação direta numa superfície horizontal, e é dada por

$$B_h(t)[W/m^2] = G_h(t)[W/m^2] - D_h(t)[W/m^2] \quad (3.4)$$

e θ_i é o ângulo entre o Sol e a superfície inclinada e $\cos(\theta_i)$, para uma superfície orientada a Sul, é calculado por

$$\begin{aligned} \cos(\theta_i(\delta, \phi, \omega, \beta, t)) [\text{rad}] \\ = \sin(\delta(t)) \sin(\phi - \beta(t)) + \cos(\delta(t)) \cos(\phi - \beta(t)) \cos(\omega(t)) \end{aligned} \quad (3.5)$$

onde δ representa a declinação, ϕ a latitude e ω o ângulo horário, definido pela equação 3.7 (Iqbal, 1983). θ_h representa o ângulo entre o Sol e a superfície horizontal.

$$\cos(\theta_h) (\delta, \phi, \omega, t)[\text{rad}] = \sin(\delta(t)) \sin(\phi) + \cos(\delta(t)) \cos(\phi) \cos(\omega(t)) \quad (3.6)$$

$$\omega(t)[\text{rad}] = \frac{\pi}{12} \times (t[\text{h}] - 12) \quad (3.7)$$

A produção do PV flutuante ($P_{PV \text{ flutuante}}$) depende da área de módulos ($A_{\text{módulos}}$) utilizada, da eficiência instantânea do módulo utilizado ($\eta_{\text{módulo}}$) e das perdas devido ao transporte da energia elétrica nos cabos elétricos e as perdas no inversor, devido à conversão de CC para CA ($\eta_{\text{cabos+inversor}}$).

$$\begin{aligned} P_{PV \text{ flutuante}}(\beta, t)[\text{MW}] \\ = \frac{G_i(\beta, t)[W/m^2] \times A_{\text{painéis}}[m^2]}{10^6[W/MW]} \times \eta_{\text{cabos+inversor}}[\%] \\ \times \eta_{\text{módulo}}(\beta, t)[\%] \end{aligned} \quad (3.8)$$

Onde $\eta_{\text{módulo}}$ é dada por

$$\eta_{\text{módulo}}(\beta, t)[\%] = \eta_{\text{módulo}_{\text{ref}}}[\%] \times \left[1 - \frac{\Delta P}{\Delta T} [\%/^{\circ}\text{C}] \times (T_m(\beta, t)[^{\circ}\text{C}] - 25[^{\circ}\text{C}]) \right] \quad (3.9)$$

sendo $\eta_{\text{módulo}_{\text{ref}}}$ a eficiência de referência do módulo, dada como a eficiência para uma irradiância de 1000 W/m^2 e uma temperatura de módulo de 25°C . $\frac{\Delta P}{\Delta T}$ é a variação da potência (em percentagem) com a variação de temperatura (em relação à temperatura de referência, 25°C). $\eta_{\text{módulo}_{\text{ref}}}$ e $\frac{\Delta P}{\Delta T}$ são características próprias do painel utilizado, fornecidas pelo fabricante. $\eta_{\text{módulo}_{\text{ref}}} = 15,8 \%$ e $\frac{\Delta P}{\Delta T} = 0,4 \%/^{\circ}\text{C}$ (**Figura 6.1 do Anexo C: Datasheets do módulo e do inversor**). T_m representa a temperatura do módulo, sendo efetuada a medição da mesma na plataforma flutuante.

$\eta_{\text{cabos+inversor}}$ é considerada como constante neste estudo. A eficiência de ambas as componentes varia com a temperatura, porém tal não é possível ser considerado com os dados disponíveis. Esta eficiência é estimada indiretamente por

$$\eta_{\text{cabos+inversor}}[\%] = \frac{P_{PV \text{ flutuante}}(\beta, t)[\text{MW}] \times 10^6[W/MW]}{G_i(\beta, t)[W/m^2] \times A_{\text{painéis}}[m^2] \times \eta_{\text{painel}}(\beta, t)[\%]} \quad (3.10)$$

Devido ao facto de, à data de realização desta dissertação, apenas se ter acesso às medições no período 19 de Janeiro a 31 de Agosto, e por forma e que os dados durante o período de Verão não assumam um peso desproporcional nos dados utilizados, o mês de Agosto não será tido em consideração nos cálculos, sendo utilizados apenas dados do período 19 de Janeiro a 31 de Julho. Importa também referir que os dados utilizados referentes a medições da estação presente na plataforma são medidos com intervalos de 15 minutos. No entanto, o cálculo do PV flutuante terá por base um intervalo horário, já que tanto os

dados de produção hidroelétrica como os dados do recurso solar têm este intervalo. Após a determinação desta do valor desta eficiência pode ser aplicada a equação 3.8, substituindo as eficiências das várias componentes pela eficiência obtida pela equação 3.10.

3.2.3 Otimização da potência fotovoltaica

A integração entre as energias hidroelétrica e fotovoltaica tem de ter em consideração as condições de operação do transformador. Neste estudo, a penetração máxima de PV flutuante será aquela que permite a maior utilização possível do transformador sem, no entanto, comprometer a sua integridade.

Conforme referido anteriormente, o Brasil é um país com enorme potencialidade para a implementação desta tecnologia, devido à abundância dos recursos hídrico e solar e devido à necessidade de suprir um crescente consumo de eletricidade com fontes de energia renovável. Juntando a isto a fácil acessibilidade às restrições de operacionalidade da rede é justificável usar as restrições relativas aos transformadores como referência neste estudo.

Segundo os Procedimentos de Rede em vigor no Brasil, um transformador tem que ser capaz de suportar uma sobrecarga diária até 120% da capacidade do mesmo durante 4 horas e 140% durante meia hora (ONS, 2017). Como a resolução dos dados de produção hidroelétrica é horária, apenas o primeiro requerimento será considerado.

O modelado usado no cálculo da integração considera, portanto, dois critérios:

1. A soma da potência PV a instalar com a potência hidrelétrica existente não pode exceder 120% do valor nominal da potência de ligação ou exceder 100% do valor nominal durante mais de 4 horas;
2. A redução da geração hidroelétrica não pode ser superior a 5% do valor anual.

A **Figura 3.10** ilustra a metodologia utilizada. Quando a geração total (curva a tracejado) excede a potência do transformador em mais de 20% ou se situa entre 100 e 120% durante um período superior a 4 horas, considera-se que a potência PV é excessiva, o que obriga à diminuição da potência hídrica, durante o período afetado, para uma produção permitida pelos critérios definidos.

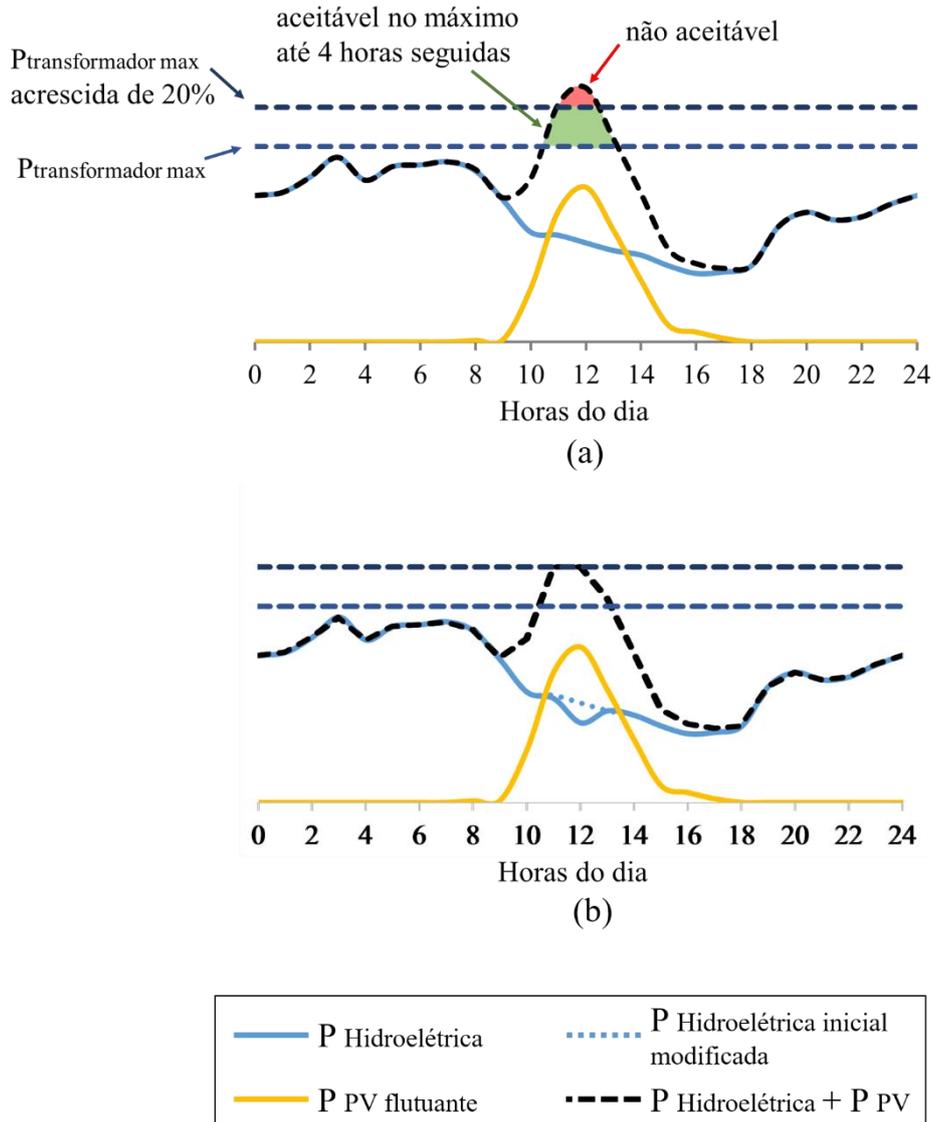


Figura 3.10 - Esquema simplificado do critério de aceitação da complementaridade entre geração hídrica (curva azul) e geração fotovoltaica (curva amarelo). (a) – antes da aplicação do algoritmo; (b) – após a aplicação do algoritmo.

Esta metodologia é, numa primeira fase, aplicada a qualquer ângulo de inclinação dos painéis, por forma a se avaliar a otimização do ângulo de inclinação. Posteriormente, é aplicada só para o ângulo de inclinação do caso de estudo. Nessa segunda fase é analisada a geração elétrica adicional para o máximo de potência de PV flutuante calculada na primeira fase, para cada.

Porém, por forma a se obter a energia produzida estimada pelo sistema flutuante, $E_{\text{PV flutuante}}$, tem que se poder estimar a potência de produção do sistema, $P_{\text{PV flutuante}}$, a cada hora. Para isso tem que ser avaliado o impacto da temperatura de operação dos painéis solares, por estes se encontrarem na estrutura flutuante. Este efeito é analisado nas secções 3.2.6 e 3.2.7 .

3.2.4 Variabilidade inter-anual do recurso solar

Para a avaliação da complementaridade dos recursos hídrico e solar devemos considerar a sua variabilidade inter-anual. A disponibilidade de energia solar depende de vários fatores, entre eles a pluviosidade. É de esperar que em anos húmidos a quantidade de nuvens no céu seja maior, pelo que haverá menos disponibilidade solar. O inverso deve acontecer num ano seco.

Para se compreender a influência do clima na produção solar é importante primeiro explicar sucintamente o fenómeno denominado de *North Atlantic Oscillation* (NAO). A NAO caracteriza-se por uma variação nas pressões à superfície da água no Atlântico Norte. Quando esta oscilação é positiva, isto é, a diferença entre a pressão máxima (nos Açores) e a mínima (na Islândia) são maiores, é de prever que a geração de energia pela fonte fotovoltaica aumente. Por outro lado, fases negativas de NAO provocam um aumento de pluviosidade e nebulosidade (Jerez, et al., 2013).

A variabilidade inter-anual do recurso solar pode ser descrita pelo índice de solaridade, que é uma medida da variação da irradiação solar anual relativamente à média histórica (Rita, B, 2018). Os resultados para Portugal, determinados a partir de dados diários de radiação solar horizontal de 16 estações de medida do IPMA com registos no período 2000 a 2011, estão ilustrados na **Figura 3.11**.

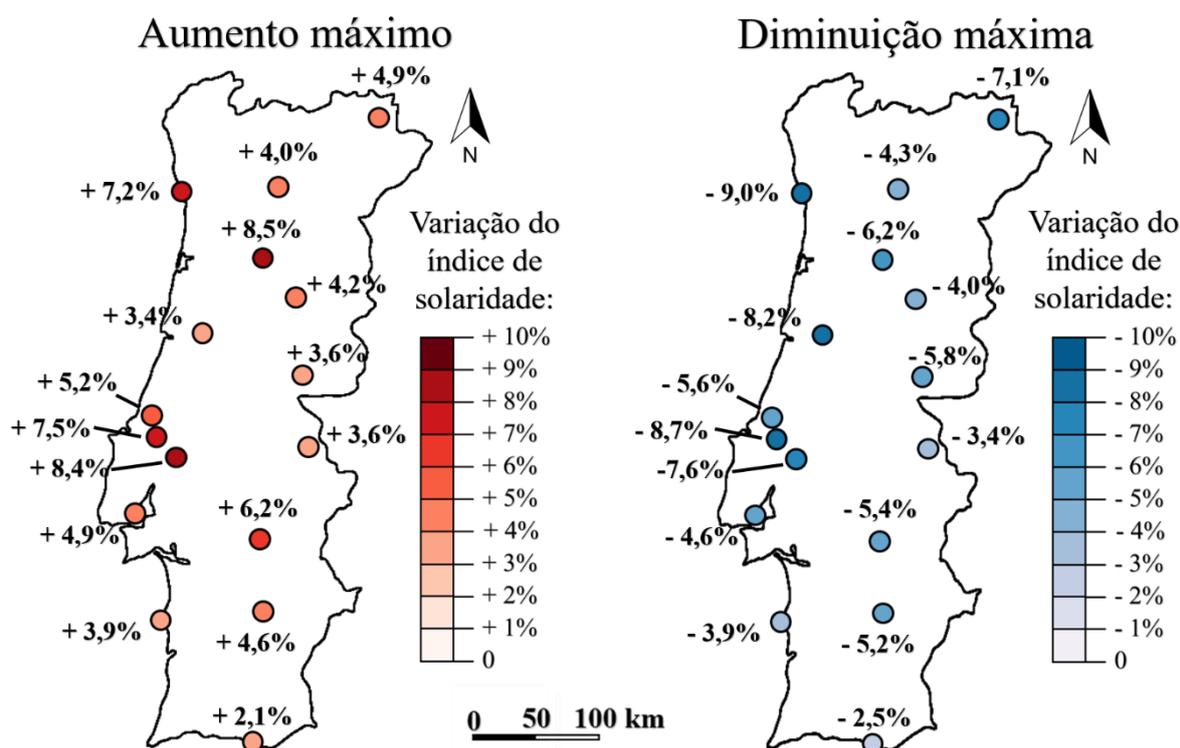


Figura 3.11 - Variações históricas do índice de solaridade, no período 2000-2011, em Portugal continental.

Pode ser observada uma variação que pode atingir cerca de $\pm 10\%$, sobretudo em regiões do litoral norte. No caso particular da região de Montalegre, o efeito é da ordem de $\pm 5\%$. A **Figura 3.11** mostra também que o potencial fotovoltaico é superior nos anos secos, quando o potencial hídrico é menor, e vice-versa, como seria de esperar considerando o padrão da NAO.

Do ponto de vista da avaliação do potencial do PV flutuante podemos concluir que o impacto da variabilidade inter-anual do recurso solar é benéfico mas pouco significativo. Não será, por isso, considerado nesta dissertação.

3.2.5 Efeito do vento na estrutura flutuante

Encontrando-se o projeto num ambiente montanhoso e de elevada altitude (a mais de 800 metros acima do nível do mar), importa perceber se a velocidade e direção do vento têm impacto na produção fotovoltaica, pois podem fazer a estrutura flutuante girar, afastando-a da orientação a Sul, mais favorável. Os resultados podem indicar a necessidade de rever a solução de amarração e/ou introduzir um fator de correção na estimativa da geração fotovoltaica.

A plataforma flutuante não dispõe de sensores de posição/altitude (giroscópio) mas dispõe também de um anemómetro que permite medir a velocidade e direção do vento de 15 em 15 minutos. O primeiro dia com dados fiáveis, ou seja, com medições durante a maior parte do dia, foi 20 de Janeiro de 2017, pelo que será a partir dessa data que a análise ao vento será efetuada. O fim do período de análise é 31 de Julho de 2017.

Estes dados permitirão analisar se existe alguma direção de vento predominante e/ou se houve ocorrência de vento forte (e com que direção). Para efeitos de simplificação, todos os ângulos são “agrupados” em 16 direções cardeais.

É importante compreender a orografia da zona do projeto, ilustrada na **Figura 3.12**, já que é um fator determinante nos padrões de vento. É de esperar que vento proveniente de Sul, Oeste e Nordeste, quando ocorre, ocorre predominantemente com pouca intensidade. Isto deve-se à existência do paredão da barragem (a Oeste) e a montanhas (Nordeste e Sul). A Este tem uma vasta área plana e sem obstáculos (a albufeira) e a Noroeste tem um vale.

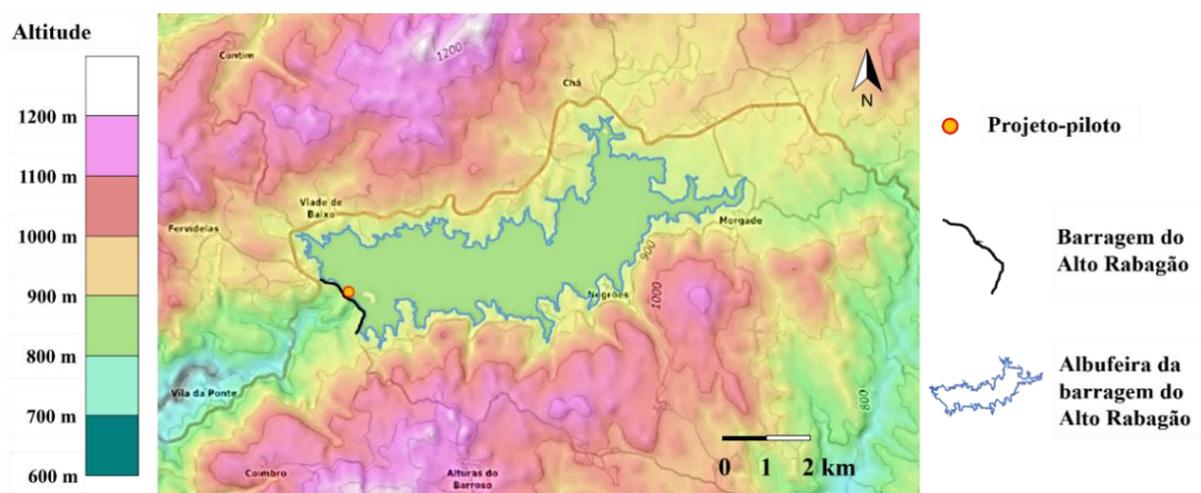


Figura 3.12 - Pormenor da orografia na zona da albufeira da barragem do Alto Rabagão, onde se situa o projeto-piloto. Adaptado de (Topographic-map, 2017).

A própria disposição dos módulos torna mais fácil que estes sejam afetados por vento vindo de Norte pois estes encontram-se orientados a Sul e o painel acaba por ter um comportamento aerodinâmico ao vento vindo desta direção. A **Figura 3.13** representa a distribuição no período considerado, 20/Jan - 31/Jul (valores na **Tabela 6.7**).

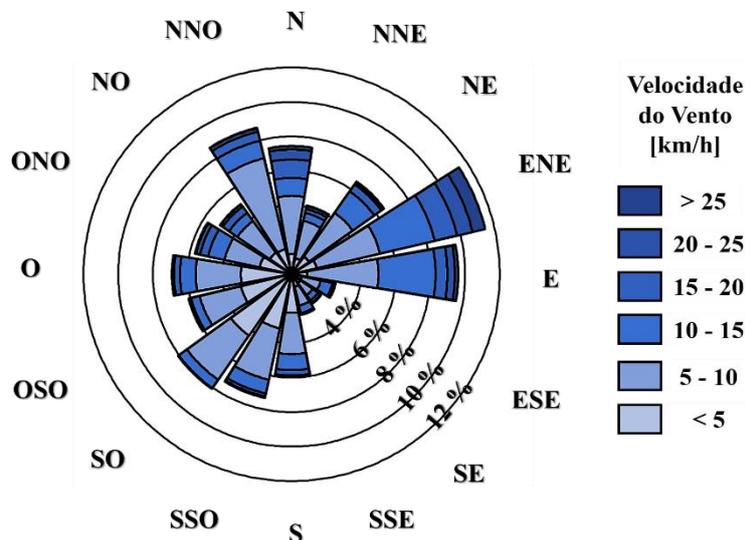


Figura 3.13 - Distribuição da direção e velocidade do vento na plataforma flutuante, entre 20/Jan - 31/Jul de 2017.

Observa-se um ênfase na distribuição para as direções Este e Noroeste, patente também na distribuição de velocidades, sendo estas mais elevadas para essas direções. Os dados existentes não permitem aferir sobre o efeito que o vento tem na ancoragem, mas permitem identificar padrões sobre o efeito que o vento pode trazer à orientação plataforma. Pode ocorrer que esta deixe de estar orientada a Sul, girando para Este ou Oeste, alterando o perfil de produção em relação ao que seria de esperar.

Interessa por isso analisar os dias em que tal ocorreu. Como a plataforma também regista as radiações globais na superfície horizontal (G_h) e no plano do painel (G_i) pode-se comparar as horas dos máximos diários atingidos por ambas as grandezas. Se a plataforma estiver orientada a Sul ambos os registos atingem o máximo ao mesmo tempo. Mas se, por outro lado, estiverem desfasados, é porque a plataforma girou. Neste caso, se o máximo ocorrer primeiro para G_i ignifica que a plataforma girou para Este, enquanto que se o contrário ocorrer, significa que girou para Oeste.

O desfasamento máximo registado ocorreu uma diferença de 1h45, a 14 de Abril. A **Figura 3.14** mostra o exemplo de dois dias seguidos com diferenças acentuadas no desfasamento entre os máximos de radiação. Nota-se que apesar do desfasamento poder ser significativo, a produção nunca parece ser afetada, já que o seu perfil diário não seguiu as mudanças do vento.

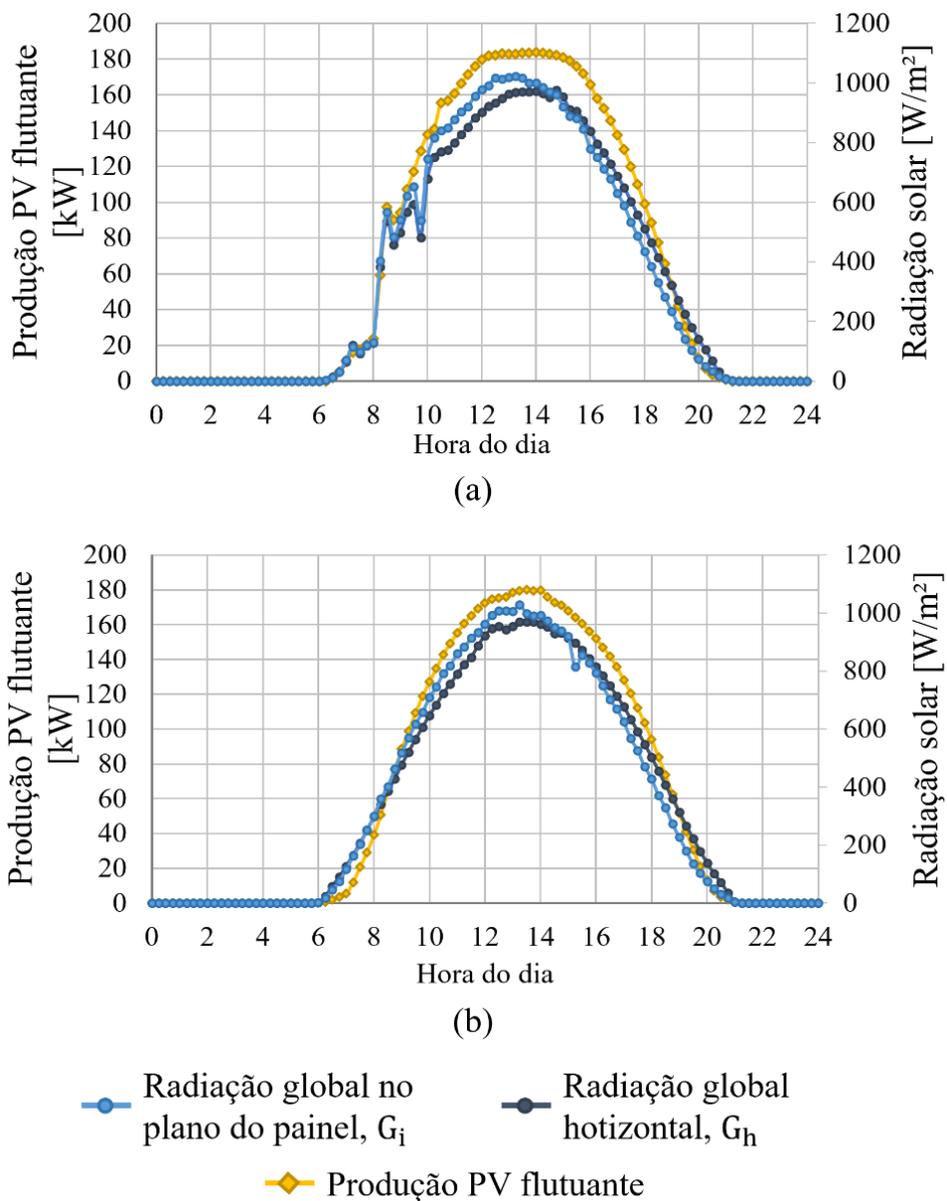


Figura 3.14 - Efeito do vento na plataforma flutuante. (a) – dia com desfasamento notório entre as radiações globais no plano do painel e horizontal, 6/Jun; (b) – dia sem desfasamento notório, 7/Jun.

Um levantamento dos dias em que tal ocorreu e da direção predominante do vento nesse dia permite dizer se de facto o vento vindo de Noroeste a Este é mais significativo que o vindo das restantes direções. Entre 20 de Janeiro e 31 de Julho, um total de 193 dias, ocorreu desfasamento de pelo menos 30 minutos em 30 dias (15,5% dos dias). A distribuição do vento nestes dias encontra-se ilustrada na **Figura 3.15**.

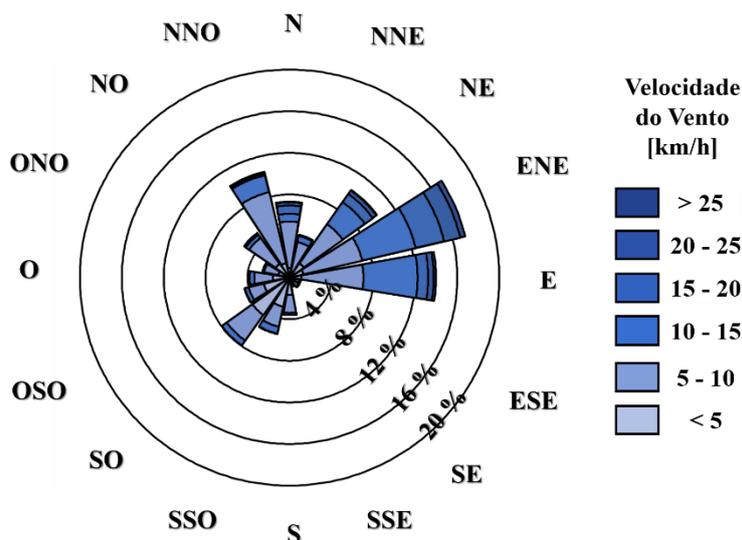


Figura 3.15 - Distribuição da direção e velocidade do vento na plataforma flutuante nos dias com desfasamento de pelo menos 30 minutos.

Como se pode perceber pela distribuição do vento presente na **Figura 3.15**, não só o desfasamento ocorre para as direções de vento indicadas anteriormente como as mais críticas (NNE-E) como ocorre para velocidades relativamente elevadas para estas direções.

O principal problema prende-se assim com a manutenção da ancoragem da plataforma, já que esta estará constantemente sujeita às ações do vento, principalmente nas direções críticas entre NNE-E.

Também importa referir que existe uma quantidade significativa de dias sem dados suficientes, (14% do total), mas dificilmente alterariam o que foi escrito até aqui.

3.2.6 Eficiência fotovoltaica

Os resultados obtidos dependerão sempre das características do sistema presente, algumas das quais presentes na **Tabela 3.2**. A latitude, ϕ , toma o valor de 0,729 rad, já que o projeto se situa a 41° 46' N.

O cálculo do potencial do PV flutuante é posteriormente aplicado a cada barragem, para um ano completo. Assim, as temperaturas dos painéis têm de ser estimadas para esse período, visto que os dados existentes apenas cobrem parte do ano. Esta é calculada por

$$T_m(\beta, t)[^\circ\text{C}] = T_a(t)[^\circ\text{C}] + \left(\frac{\text{NOCT}[^\circ\text{C}] - 20[^\circ\text{C}]}{800[\text{W}/\text{m}^2]} \right) \times G_i(\beta, t)[\text{W}/\text{m}^2] \quad (3.11)$$

em que T_a representa a temperatura ambiente. NOCT (*Normal Operating Cell Temperature*) é a temperatura da célula em condições normais de operação, definida como a temperatura que o módulo atinge quando exposto a uma radiação global na superfície inclinada do painel de 800 W/m², a uma temperatura ambiente de 20 °C e a uma velocidade de vento de 1 m/s (Ross & Smokler, 1986).

Apesar do NOCT ser uma característica fornecida pelo fabricante do módulo, as condições nas quais estes se encontram no projeto-piloto são notoriamente diferentes das de um painel fixo comum,

principalmente devido ao efeito do microclima presente no local da instalação. Por isso, o NOCT tem de ser recalculado para ser utilizado no cálculo anual da potência de PV flutuante. Partindo da equação 3.11, NOCT pode ser obtido, especificamente para $\beta=12^\circ$, por

$$\text{NOCT}[\text{°C}] = 20[\text{°C}] + 800[\text{W/m}^2] \times \left(\frac{T_m(t)[\text{°C}] - T_a(t)[\text{°C}]}{G_i(12^\circ, t)[\text{W/m}^2]} \right) \quad (3.12)$$

NOCT é estimado por uma relação linear entre a diferença de temperaturas do módulo e ambiente ($T_m - T_a$) e a radiação global no plano inclinado do painel (G_i). Essa relação permite extrair uma reta de ajuste linear do género $y = mx + b$, onde x assume o valor de 800 W/m^2 .

Devido à precisão do anemómetro, não é possível ter em consideração apenas medições de velocidade do vento com 1 m/s , já que não há nenhuma. As medições mais próximas são de velocidade nula (0 m/s) e com $4,35 \text{ m/s}$. São assim utilizadas todas as medições existentes.

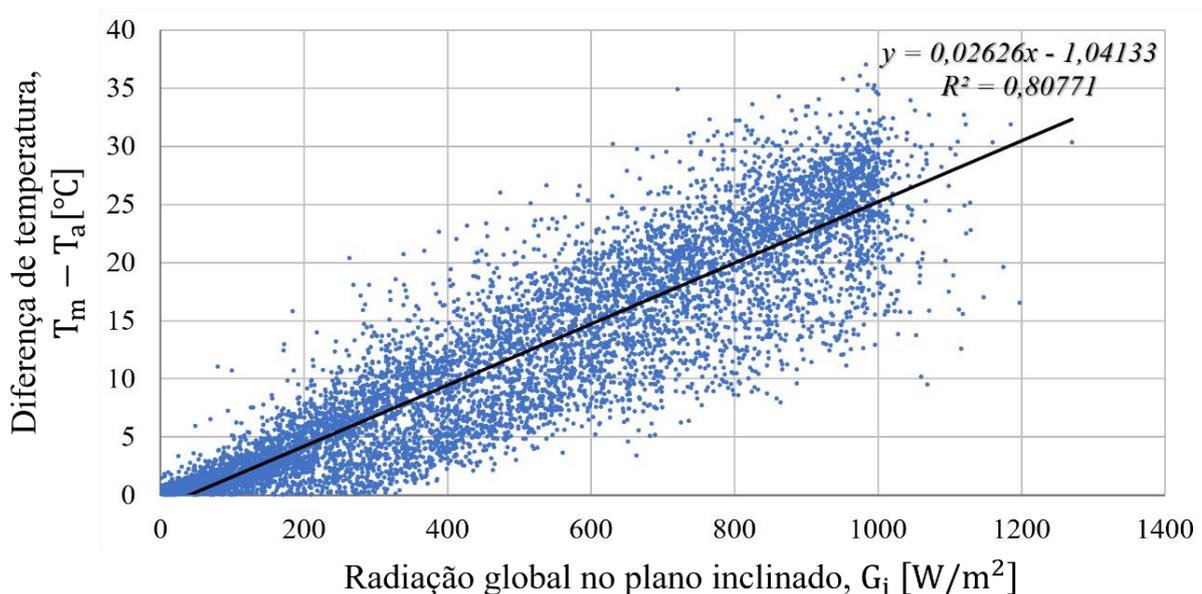


Figura 3.16 - Reta de ajuste linear para o recálculo do NOCT. Estimativa efetuada com base em medições efetuadas em ambos os sistemas entre 20 de Janeiro e 31 de Julho.

Tem-se então que $\text{NOCT} = (0,02626 \times 800 - 1,04133) + 20 = 39,97 \text{ °C}$, sendo que o valor dado pelo fabricante é de $45,7 \text{ °C}$. Isto significa que a temperatura de operação dos painéis na plataforma flutuante é, em média, $5,7 \text{ °C}$ inferior do que seria se estes estivessem a operar em condições convencionais de instalação.

Com o NOCT recalculado pode ser então estimada a eficiência do conjunto cabos elétricos e inversor ser estimada. A **Figura 3.17** mostra os resultados obtidos no cálculo dessa eficiência.

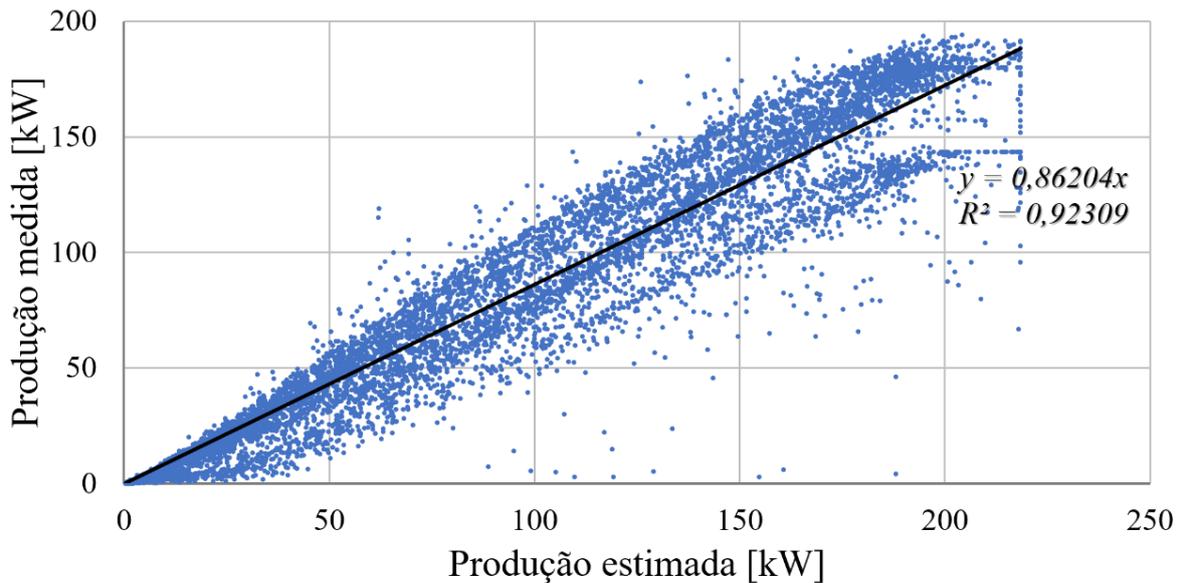


Figura 3.17 - Reta de ajuste linear para o cálculo de $\eta_{\text{cabos+inversor}}$.

A eficiência do conjunto cabos elétricos e inversor cifra-se em $\eta_{\text{cabos+inversor}} = 86,2\%$. Esta eficiência tem em conta as perdas relacionadas com a conversão de corrente CC para CA no inversor, dada pelo fabricante como variando entre 93,5% e 98,5% (**Figura 6.2 do Anexo C: Datasheets do módulo e do inversor**), e perdas no transporte de eletricidade nos cabos elétricos. As variações nos dados devem-se à variação da eficiência com a temperatura. Temperaturas mais reduzidas permitem maiores eficiências no sistema, tanto em transporte de corrente como conversão no inversor. Os pontos com declive menor referem-se, por isso, às medições ocorridas durante os meses de Verão.

3.2.7 Efeito do microclima na estimativa da produção PV

Apesar do efeito da diferença de temperatura nos painéis estar incluído na eficiência do sistema, este efeito pode, no entanto, ser estimado, comparando a produção efetivamente medida, $P_{\text{PV flutuante}}$, com a produção estimada com as temperaturas dos painéis do sistema fixo, $P_{\text{PV fixo}}$. $P_{\text{PV fixo}}$ é calculado utilizando a equação 3.8, usando-se, no entanto, as temperaturas dos painéis fixos na equação 3.9. Assim, o efeito da temperatura pode ser estimado como

$$r[\%] = \left(\frac{E_{\text{sistema flutuante}} [\text{kWh/kW}_p]}{E_{\text{sistema fixo}} [\text{kWh/kW}_p]} - 1 \right) \times 100 \quad (3.13)$$

sendo que $E_{\text{sistema flutuante}}$ representa a produção diária média medida pelo sistema flutuante, para um dado dia, e $E_{\text{sistema fixo}}$ representa a produção diária estimada utilizando as temperaturas dos módulos do sistema fixo. r é uma média dos rácios entre as energias diárias, a produzida pelo sistema flutuante e a estimada com as temperaturas dos painéis fixos.

O efeito do microclima não pode ser calculado em dias em que haja falta significativa de dados. Isto ocorreu com particular frequência no sistema fixo, que não só sofreu sombreamento ao fim do dia durante vários dias no início do ano, pelas árvores em volta (ver **Figura 3.5**), como durante o período

de 8 a 28 de Junho não pôde medir corretamente as temperaturas do módulo, pelo que esta parcela de tempo é ignorada. A plataforma flutuante também teve dias com falhas nos dados, mas de forma menos significativa. A **Figura 3.18** mostra o resultado obtido.

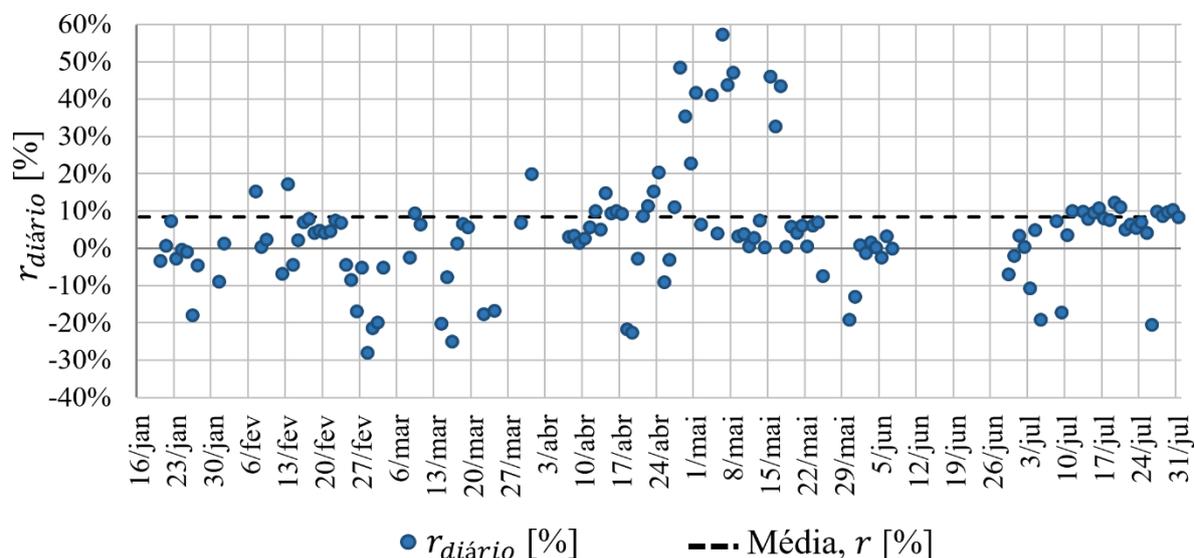


Figura 3.18 - Comparação da produção energética entre o caso real e a estimativa caso as temperaturas fossem as dos painéis do sistema fixo.

O efeito do microclima na produção de energia na plataforma é estimado como um acréscimo médio de 8,35 %. Isso deve-se ao facto de os painéis fixos apresentarem uma temperatura normalmente mais quente já que se encontram no telhado da pousada. Os painéis flutuantes, por seu lado, encontram-se junto à superfície da água da albufeira, onde flutuam. Nota-se por isso uma influência significativa que o microclima tem nos painéis.

3.3 Integração aplicada às barragens em estudo

Nesta secção é avaliada a integração do PV flutuante tendo em consideração as produções hidroelétricas das barragens, do Alto Rabagão e Paradela, e dos painéis, descritas anteriormente em **3.2 Parâmetros a considerar**.

3.3.1 Otimização do ângulo de inclinação

Por forma a tirar o máximo proveito possível da tecnologia, interessa otimizar a geração PV sem atrapalhar a produção hidroelétrica, ou seja, maximizar kWh/ano. Além disso interessa fazê-lo o mais barato possível, ou seja, minimizar kW_p . Os dados de recurso solar são iguais para qualquer caso pelo que pode ser analisada a energia possível produzir com base na radiação global no plano inclinado para uma vasta gama de inclinações, até um máximo de 40° . A razão para este limite é que um maior ângulo

de inclinação dos painéis não só causa maior sombreamento entre painéis como torna o efeito do vento na plataforma mais significativo. A otimização da produção energética pode ser avaliada fazendo corresponder a produção energética em função do ângulo de inclinação à potência nominal instalada. O resultado é o número de horas anuais correspondentes a uma produção à potência nominal. Ou seja,

$$PE[\text{Wh}/W_p \cdot \text{ano}] = \frac{E_{\text{sistema}}[\text{kWh}/\text{ano}]}{P_{\text{sistema}}[\text{kW}_p]} \quad (3.14)$$

PE (Produção Energética) designa a razão entre energia produzida pelo sistema PV, E_{sistema} , estimada pela equação 3.8, e a potência nominal do mesmo, P_{sistema} . O sistema PV considerado foi o flutuante. A **Figura 3.19** representa os resultados obtidos.

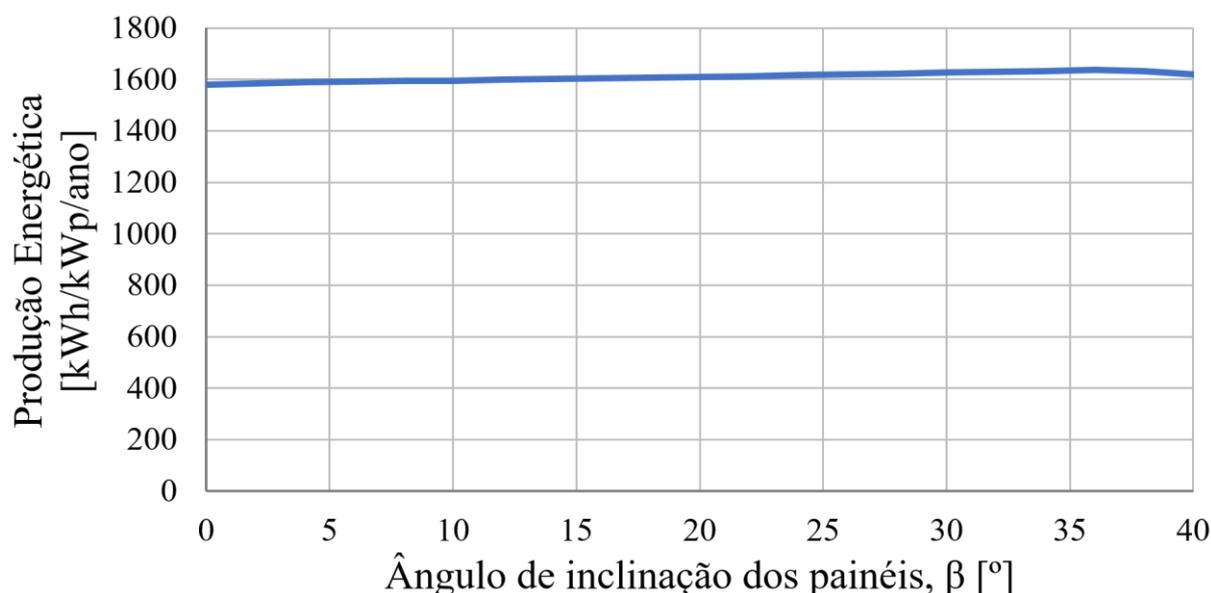


Figura 3.19 – Produção energética estimada em função do ângulo de inclinação dos painéis na zona em estudo, com base nos dados de (Aguiar, 2013) e as características do projeto-piloto.

Conclui-se assim que o ângulo de inclinação tem pouca influência na escolha da melhor alternativa. Tendo em consideração que a tecnologia dominante no mercado (tecnologia *Hydrelio*[®]) utiliza um ângulo de inclinação de 12°, também aplicado no projeto-piloto do Alto Rabagão, será este o ângulo aplicado na avaliação do potencial nacional da tecnologia. É de realçar ainda que a integração entre o PV e a produção hidroelétrica privilegia uma maior produção durante o Verão, sendo assim desejável uma inclinação inferior à ótima para o local, que é cerca de 35°. (PVGIS, 2017)

Ângulos de inclinação maiores causam mais sombreamento, obrigando a um maior distanciamento entre os módulos, solução essa que não é a mais adequada numa plataforma flutuante. O ângulo escolhido acaba por ter uma redução da produção energética de cerca de 0,95% em relação ao máximo estimado para o intervalo de inclinação entre 0 e 40°.

3.3.2 Geração fotovoltaica

Tendo sido definido o ângulo de inclinação dos painéis e realizando a análise apenas para o ano húmido, o ano limitante à penetração de PV flutuante, pode-se então avaliar a integração para as barragens em estudo. Para tal aplica-se a equação 3.8 com os constrangimentos de operação do transformador enunciados em **3.2.3 Otimização da potência fotovoltaica**.

Na barragem do Alto Rabagão o máximo possível de ser instalado é 39,0 MW de PV flutuante, equivalente a 53,1% da potência de ligação do transformador. No caso de Paradela a potência máxima de PV flutuante possível integrar é de 28,1 MW, equivalente a 50,3% da potência do transformador. Apesar de as barragens terem características técnicas e operacionais bastante diferentes, pois uma possui a capacidade de realizar bombagem parece ter como objetivo principal a gestão de água (Alto Rabagão) e a outra não, parecendo a gestão de caudais mais associada à produção hidroelétrica (Paradela), os valores da fração obtidos são bastante semelhantes. O curso a tomar é, portanto, o de aplicar a fração mais conservadora a todos os tipos de barragens, ou seja, 50%.

De notar que mesmo com a potência máxima de PV flutuante instalada, o transformador nunca atinge o máximo da sua capacidade, sendo que um dos critérios era que este podia atingi-lo durante 4 horas.

As circunstâncias de funcionamento à potência máxima possível instalar permitem compreender melhor a integração entre ambas as produções elétricas. O potencial do aumento de produção energética pode assim ser analisado para cada barragem, à potência máxima possível de instalar. No Alto Rabagão a produção adicional cifra-se em 62,4 GWh anuais. Em Paradela o valor é de 45,0 GWh anuais. Estes aumentos correspondem a 6,6 e 3,3 vezes a energia hidroelétrica retirada, respetivamente. Assim, num ano húmido, o ano mais limitante à integração da energia solar PV, a barragem do Alto Rabagão teria um acréscimo potencial na sua produção de 28,0% e a de Paradela um acréscimo de 11,5%, à potência máxima de penetração possível. A **Figura 3.20** representa o acréscimo de energia ao longo do ano, para cada mês. A produção é mostrada em termos de energia elétrica produzida, mensalmente, em função da potência de ligação do transformador.

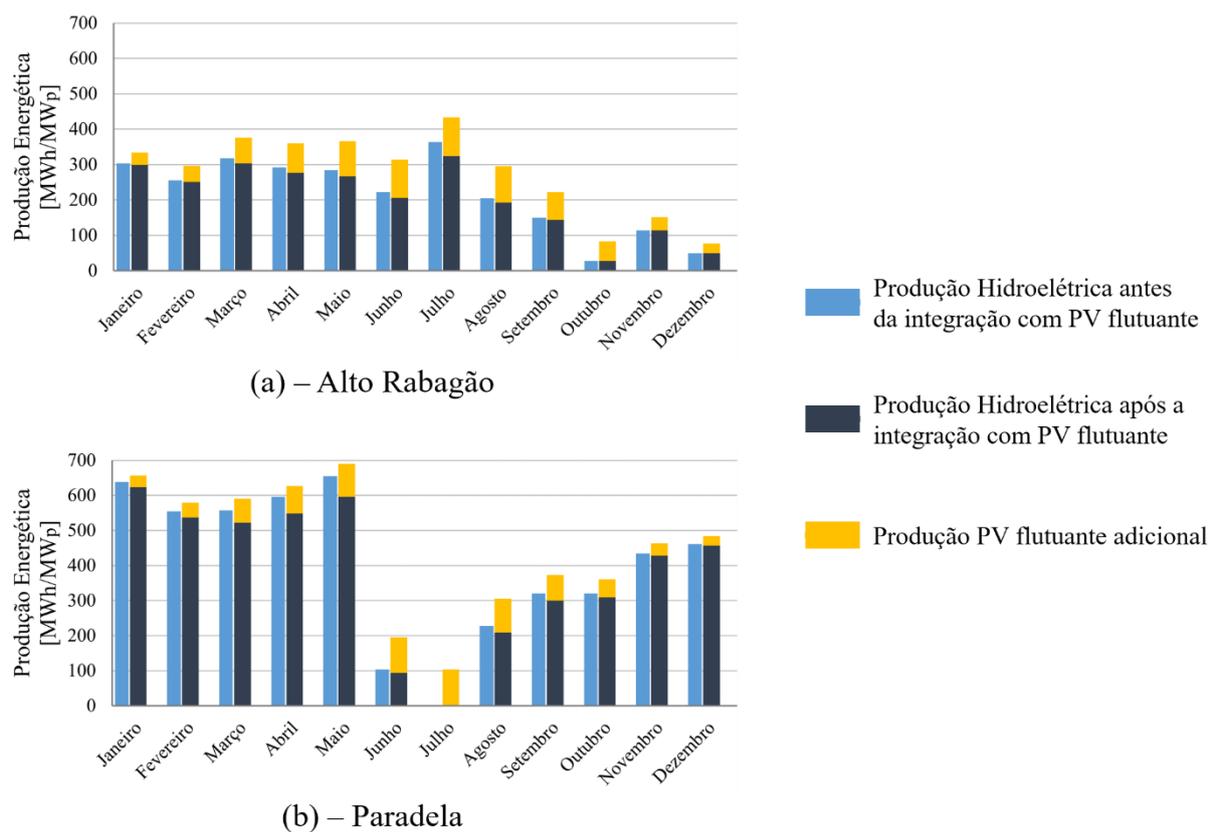


Figura 3.20 - Variação na produção mensal de cada barragem após a integração de PV flutuante, para o ano húmido de referência. (a) – Variação relativa à barragem do Alto Rabagão; (b) – variação relativa à barragem de Paradela.

A produção PV está intimamente ligada ao ciclo anual de radiação solar e à orientação dos painéis. Estando os painéis orientados a Sul, a produção PV atinge o pico de produção no Verão. Assim, é compreensível que o acréscimo de produção seja maior durante estes meses. Isto faz com que a produção hidroelétrica diminua ligeiramente durante o Verão, permitindo que a água seja usada para outros fins que não o da produção de energia elétrica.

Com a integração do PV flutuante é notório não só um aumento na produção de energia anual como também um maior aproveitamento do potencial de cada fonte de energia. Conclui-se assim que existe um enorme potencial na integração de ambas as tecnologias. Este potencial passa por uma maior produção anual devido à maior produção do PV flutuante no Verão e consequente diminuição da produção hidroelétrica durante esta altura do ano.

4 Potencial Nacional

O potencial nacional de PV flutuante depende essencialmente de dois critérios: a potência de ligação do aproveitamento e a área de albufeira possível ocupar. Após realizada a primeira etapa do cálculo, e se se justificar a distinção entre ambos os tipos de barragens, todas as centrais hidroelétricas com bombagem têm o seu potencial de PV flutuante calculado com base no resultado obtido com a central do Alto Rabagão e todas as que não possuem sistema de bombagem assumem o resultado obtido para a central de Paradela.

Primeiro é feito um levantamento de todas as albufeiras de Portugal continental, identificando-se as que têm aproveitamento hidroelétrico. Estas são depois categorizadas consoante a sua potência turbinável, a sua área de albufeira e o seu tipo de aproveitamento (com bombagem, sem bombagem e a fio-de-água). Esta categorização é feita para se poder atribuir uma dada fração de potência de PV flutuante possível de instalar indexada à potência de ligação à rede, obtida na primeira etapa, a cada aproveitamento considerado. Esta categorização permite também perceber a contribuição de cada tipo de barragem para o potencial nacional. Como os resultados obtidos na primeira etapa sobre a fração máxima a instalar foram semelhantes, obtendo-se um valor de penetração máxima de PV flutuante equivalente a 53,1% da potência de ligação do transformador no caso do Alto Rabagão e 50,3% no caso de Paradela, será assumido o valor mais conservador para todas as barragens, 50%. O potencial a nível nacional também depende da área de albufeira possível ocupar, portanto este será apresentado em função da mesma. O estudo assumirá um máximo de ocupação possível correspondente a 50% da área da albufeira da barragem.

O diagrama da **Figura 4.1** explica esta segunda etapa.

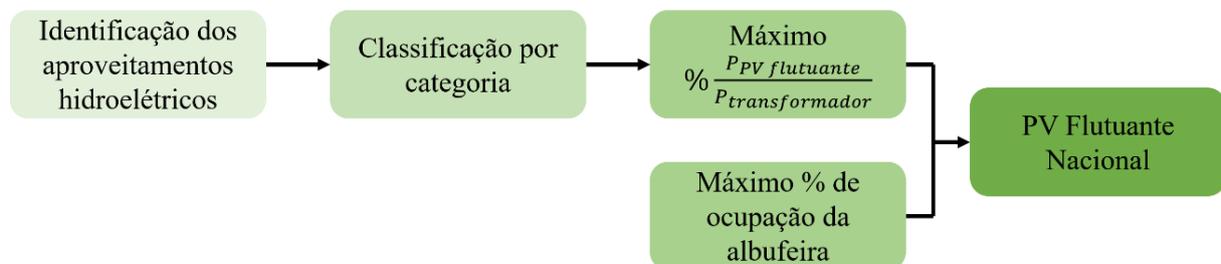


Figura 4.1 - Diagrama do cálculo do potencial de PV flutuante a nível nacional.

4.1 Categorização das barragens em estudo

A categorização das barragens é feita segundo três critérios. Considera-se a dimensão da albufeira, como grande (superior a 100 hectares) ou pequena, a potência instalada (Grande Central Hídrica, GCH, se a potência turbinável for superior a 10 MW) e o tipo de aproveitamento, nomeadamente com ou sem bombagem ou a fio-de-água. Haverá, portanto, 12 possíveis categorias, conforme representado na **Figura 4.2**.

		Fio-de-água	Sem bombagem	Com bombagem
Pequena Albufeira	PCH	A	B	C
	GCH	D	E	F
Grande Albufeira	PCH	G	H	I
	GCH	J	K	L

Figura 4.2 - Categorização das barragens.

Foram identificadas 275 barragens no levantamento realizado para Portugal continental. Destas, 137 têm como função a produção de energia elétrica, totalizando 5 868 MW de potência instalada. Das que têm como função produzir energia elétrica, algumas têm ainda a função de bombagem de água, num total de 616 MW. A Figura 4.3 apresenta sua a distribuição geográfica. A lista completa encontra-se no **Anexo I: Lista de barragens em Portugal continental**.

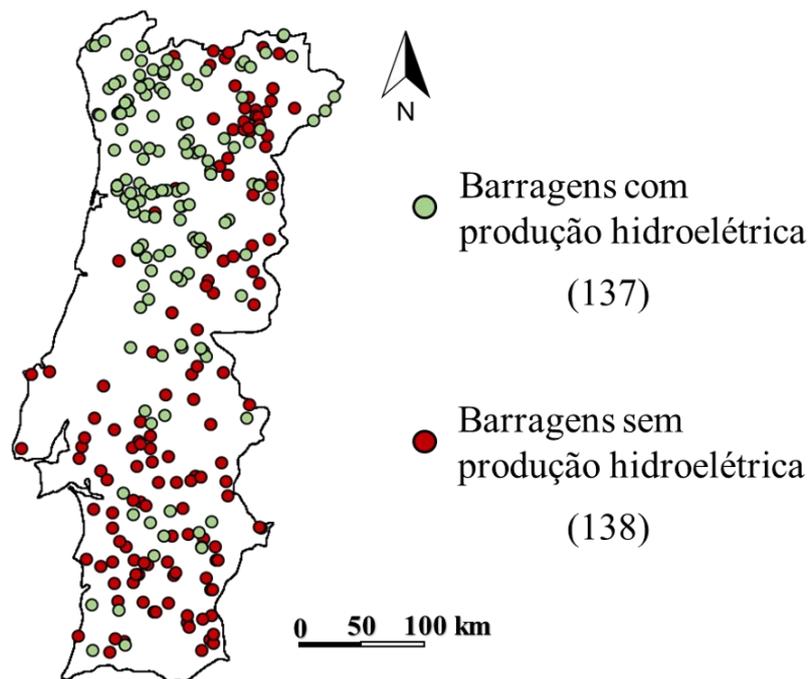


Figura 4.3 - Localização das barragens em Portugal Continental, diferenciadas pela aptidão em produzir energia elétrica.

Na categorização das barragens Paradela é considerada uma barragem *K* e Alto Rabagão uma barragem *L*. Ambas as barragens têm uma grande potência hidroelétrica instalada. Aliás, as barragens destas categorias, assim como as *J* contribuem grandemente para o potencial hidroelétrico nacional. É por isso importante perceber a contribuição destas categorias no potencial hidroelétrico já instalado por forma a

perceber o peso que terão no potencial de PV flutuante. A **Figura 4.4** ilustra a distribuição de potencial hidroelétrico instalado em Portugal, por categoria de barragem.

		Fio-de-água	Sem bombagem	Com bombagem	
Pequena Albufeira	PCH	204	59	-	263
	GCH	12,6	86	-	99
Grande Albufeira	PCH	-	30	-	30
	GCH	913	3 346	1217	5 476
		1 130	3 521	1217	5 868

(a)

		Fio-de-água	Sem bombagem	Com bombagem	
Pequena Albufeira	PCH	3,5 %	1,0 %	-	4,5 %
	GCH	0,2 %	1,5 %	-	1,7 %
Grande Albufeira	PCH	-	0,5 %	-	0,5 %
	GCH	15,6 %	56,3 %	21,7 %	93,3 %
		19,3 %	59,3 %	21,7 %	100 %

(b)

Figura 4.4 - Distribuição da potência hidroelétrica turbinável nacional por categoria. (a) – potência turbinável absoluta [MW]; (b) – potência turbinável relativa (em relação ao total nacional) [%].

De facto, o potencial hidroelétrico turbinável é dominado pelas barragens das categorias *J*, *K* e *L* (que juntas representam 93,3% do total). Assim, as barragens das restantes categorias não terão muito peso na estimativa final de PV flutuante a nível nacional.

4.2 Potencial de PV flutuante a nível nacional

O potencial nacional depende também da área de albufeira possível cobrir em cada aproveitamento. Como o potencial nacional será apresentado em função da área de albufeira ocupada, até um máximo de 50%, por questões ambientais, interessa por isso perceber se a fração obtida anteriormente (correspondente a 50% da potência de ligação à rede em cada barragem) não corresponderá a uma

potência excessiva para uma dada fração de ocupação da albufeira. Este máximo de cobertura corresponde a uma dada potência máxima.

A área ocupada por uma central PV flutuante correspondente a uma dada potência pode ser estimada considerando a densidade de potência do atual projeto-piloto. O projeto atual tem uma potência instalada de 218,4 kW numa plataforma com cerca de 2550 m², ou seja, 0,856 MW/ha. Assim, para cada possível projeto, assume-se que a fração máxima de ocupação de uma dada central PV, $a_{\max,i}$, é dada por

$$a_{\max,i}[\%] = \frac{P_{\text{aproveitamento},i}[\text{MW}] \times 0,50}{A_{\text{aproveitamento},i}[\text{ha}] \times 0,856[\text{MW/ha}]} \quad (4.1)$$

onde $P_{\text{aproveitamento},i}$ é a potência de ligação do transformador de um dado aproveitamento i , em MW, e $A_{\text{aproveitamento},i}$ é a área de albufeira desse aproveitamento, em ha. A fração de ocupação correspondente a cada aproveitamento encontra-se apresentada em detalhe em **Anexo J: Lista de barragens eletroprodutoras em Portugal continental**.

O potencial viável das centrais PV flutuantes é determinado pelo excesso de potência, definido como 50% da potência de ligação de cada aproveitamento hidroelétrico, ou o excesso de área ocupada, considerando que para valores muito elevados de cobertura os impactos ambientais podem inviabilizar o projeto, definido como a potência correspondente a uma ocupação de albufeira de 50%.

Quando a limitação é imposta pela área, a potência máxima passa a ser dada por

$$P_{\max,i}'[\text{MW}] = P_{\max,i}[\text{MW}] \times \frac{a_{\max,i}'[\%]}{a_{\max,i}[\%]} \quad (4.2)$$

onde

$$P_{\max,i}[\text{MW}] = P_{\text{aproveitamento},i}[\text{MW}] \times 0,50 \quad (4.3)$$

e $a_{\max,i}'$ um dado valor de fração de ocupação da albufeira, em percentagem. Assim, o potencial nacional total, para uma dada percentagem de ocupação, é dado por

$$P_{\text{Potencial nacional}}(a_{\max,i}')[\text{MW}] = \sum_i^n P_{\max,i}[\text{MW}] \quad (4.4)$$

em que n representa o número de aproveitamentos hidroelétricos considerados.

A **Figura 4.5** representa o potencial nacional em função da área de albufeira permitida ocupar. A distribuição detalhada encontra-se no **Anexo K: Potencial do PV flutuante, por tipo de barragem e ocupação da albufeira**.

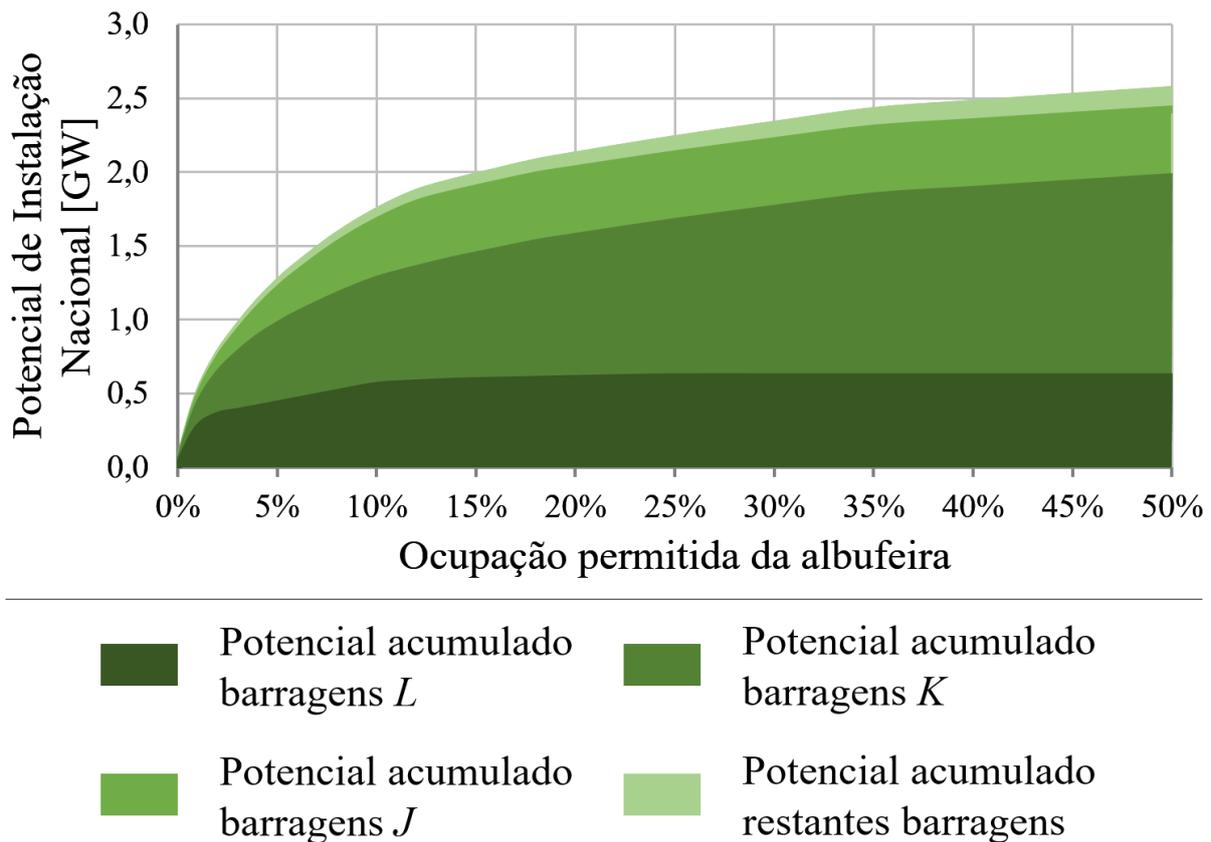


Figura 4.5 - Estimativa do potencial de PV flutuante nacional em função da área de albufeira permitida cobrir.

De facto, a contribuição das barragens fora das categorias *J*, *K* e *L* é bastante reduzida. As barragens das categorias *A* a *F*, mesmo sendo numerosas, têm como fator limitante a área de albufeira, apresentando percentagens de cobertura maiores à potência máxima permitida pelos transformadores.

As barragens que contribuem significativamente para o potencial do PV flutuante são as das categorias *J*, *K* e *L*, que possuem uma vasta área de albufeira e transformadores com capacidade para uma instalação mais significativa. É de referir, porém, que uma elevada ocupação de albufeira não significa um aumento significativo de potencial de produção de eletricidade, já que a partir de uma certa percentagem de ocupação de albufeira, cerca de 20%, os transformadores não permitem maior penetração de PV, pelo menos assumindo os 5% de energia hidroelétrica anual do ano húmido a ser retirada.

As barragens da categoria *K* (elevada potência instalada, sem bombagem) acabam por estar especialmente dotadas para a instalação de PV, já que os seus transformadores permitem uma instalação correspondente a uma cobertura de albufeira relativamente elevada. Adicionalmente as suas albufeiras são também de grande dimensão e o seu potencial é consequentemente elevado.

É de referir, no entanto, que o facto do potencial não aumentar significativamente para coberturas de albufeiras maiores que 20% acaba por ser um bom indicativo de que não é necessário ocupar em demasia as albufeiras para se ter um potencial significativo, pelo menos tendo em conta que a capacidade de cada transformador não muda.

O potencial do PV flutuante foi avaliado em 2,55 GW, assumindo um máximo de cobertura de albufeira de 50% e uma integração de PV flutuante máxima equivalente a 50% da potência de ligação à rede.

O valor máximo de potência elétrica de consumo em Portugal continental, em 2016, foi de 8,17 GW. Tendo em consideração o potencial da tecnologia avaliado em 2,55 GW apenas para barragens com recurso à produção de energia elétrica e mantendo estas a sua capacidade de ligação à rede inalterada, pode ser concluído, portanto, que o PV flutuante tem o potencial de contribuir significativamente para a capacidade de produção elétrica nacional.

5 Conclusões

O objetivo desta dissertação foi estimar o potencial da tecnologia do PV flutuante em barragens com aproveitamentos hidroelétricos em Portugal continental. O potencial foi estimado de forma a que 5% da energia hidroelétrica de um ano de elevada produção hidroelétrica fosse retirada, assumido que a potência de ligação à rede do transformador se mantinha, podendo este operar até 120% da mesma, até um máximo de 4 horas consecutivas. Foi escolhido como referência o ano de 2010, denominado de ano húmido, por ser o mais limitante à penetração de PV flutuante. Os dados hidroelétricos que serviram de base são referentes aos aproveitamentos hidroelétricos do Alto Rabagão e Paradela entre o período 2010-2012. Estes aproveitamentos diferenciam-se pelo facto do primeiro ter capacidade de efetuar bombagem, ao contrário do segundo, conferindo assim diversidade ao estudo.

Várias condicionantes foram consideradas no cálculo da estimativa do potencial de PV flutuante. Efeitos como a variação anual do recurso solar ou o efeito do vento na estrutura não foram tidos em consideração no cálculo final por se mostrarem pouco influenciadores na produção PV. O efeito que a diminuição de temperatura tem no aumento de produção dos painéis, por estes se encontrarem num ambiente de microclima proporcionado pela albufeira, foi considerado e estimado como uma diminuição média de 5,7 °C em relação aos painéis no sistema fixo, em terra. Esta diminuição da temperatura permitiu um aumento de produção estimado em 8,35% em relação a um sistema fixo.

Por forma a tirar o maior proveito do recurso solar foi definida orientação a Sul e o ângulo considerado para a inclinação dos painéis, no estudo a nível nacional, foi o da tecnologia dominante no mercado, também aplicado no projeto-piloto do Alto Rabagão, 12°. Estas características permitem uma elevada produção com um mínimo de instalação de PV, critérios considerados determinantes. Foi assumido que todos os projetos teriam perdas no sistema equivalentes às obtidas no projeto-piloto, ou seja, 13,8%. Estas perdas devem-se à transmissão nos cabos elétricos e à conversão de CC para CA no inversor. Em ambas as barragens o ano limitante em termos de penetração de PV flutuante foi o de maior produção hidroelétrica (2010), pelo que este foi o ano considerado no estudo do potencial.

A análise da integração de PV flutuante nas barragens de Alto Rabagão e Paradela permite estimar a fração de PV máximo possível instalar em termos de capacidade de ligação à rede do transformador. Esta fração pode depois ser aplicada aos restantes aproveitamentos em Portugal continental. No Alto Rabagão a fração cifrou-se em 53,1%, enquanto em Paradela o valor ficou em 50,3%. Devido à semelhança entre os valores obtidos para barragens com características de operação marcadamente diferentes, é aplicada a fração de 50% às restantes barragens do país. É de salientar que mesmo nestas circunstâncias de máxima penetração nunca ocorreu o transformador funcionar acima da sua capacidade nominal, em ambos os casos.

Devido à natureza de cada projeto, orientado a Sul e com ângulo de inclinação de painéis reduzido (12°), a integração resultante permitiria um aumento significativo da produção de eletricidade durante os meses de Verão, com uma redução ligeira da produção hidroelétrica. Durante o Inverno a produção hidroelétrica praticamente não se altera. Sendo o recurso solar naturalmente maior no Verão e o recurso hídrico naturalmente maior no Inverno, a integração desta tecnologia permite tirar maior partido de cada fonte de energia e melhor utilização de infraestruturas comuns.

A área de albufeira de cada aproveitamento hidroelétrico também é um fator relevante. No estudo foi definido que a ocupação de cada albufeira não podia ultrapassar 50% da área da mesma, já que para coberturas desta natureza a possível central começaria a impor elevado *stress* no ambiente ecológico.

No levantamento efetuado em Portugal continental foram contabilizadas 275 barragens, das quais 137 possuem capacidade de produção de eletricidade. Estas barragens foram categorizadas consoante a sua área de albufeira, sendo considerada grande para áreas superiores a 100 hectares, a sua potência instalada, sendo considerada uma grande central hídrica se a sua potência instalada for superior a 10 MW, e o tipo de aproveitamento, podendo ser classificada como permitindo bombagem, não permitindo bombagem ou ainda fio-de-água.

O potencial nacional foi estimado entre em 2,55 GW considerando uma fração de albufeira possível cobrir de 50%. É de realçar, no entanto, que para frações de cobertura de albufeira superiores a 20% o potencial não aumenta significativamente, já que para estas frações de ocupação a instalação correspondente começa a ultrapassar a capacidade máxima estipulada, equivalente a 50% da potência de ligação de cada transformador. Aliás, o potencial nacional para 20% de cobertura foi estimado em 2,11 GW.

Tendo em consideração que Portugal tem como objetivo uma instalação acumulada entre 8 GW a 13 GW até 2030 e que o consumo máximo de eletricidade chega a atingir um pico de cerca de 8 GW (em 2016), pode ser concluído que a tecnologia do PV flutuante se posiciona como uma forma de cumprir os objetivos traçados para a energia solar PV, juntando ainda o benefício da integração com a produção hidroelétrica, que permite uma maior eficiência na conversão de energia e a partilha da infraestrutura de ligação à rede.

Apesar dos resultados promissores que esta tecnologia parece providenciar, há que considerar outros aspetos. Um deles é o acrescido grau de complexidade, devido à própria natureza de um projeto desta natureza. O custo de instalação e manutenção é maior e existe a necessidade de capacitar o projeto a enfrentar condições ambientais adversas. Do ponto de vista ambiental há que ter em conta a circulação de maquinaria e pessoal durante todas as fases do projeto (construção, exploração e desativação), emissões de poluentes associadas a tais atividades e alterações aos padrões normais de evaporação e luminosidade e alterações às propriedades físico-químicas da água. Estas alterações ainda são difíceis de qualificar pois a maioria dos projetos é de pequena dimensão, quando comparada com a dimensão do corpo de água onde se inserem, e relativamente recente, não havendo por isso estudos de impactes a longo prazo.

É necessário realçar certas considerações feitas nos cálculos. Uma delas é a limitação dos dados hidroelétricos, que, apesar de serem tidos como referências de anos de elevada e reduzida produção, são de apenas duas barragens, no Norte do país. Os modelos usados na estimativa da produção de energia solar PV são relativamente simples, pelo que valores estimados podem diferir significativamente em relação a valores efetivamente medidos. Os dados de temperatura, radiação, potência e velocidade e direção do vento registados na plataforma flutuante e os dados de temperatura dos painéis fixos tiveram algumas falhas, por vezes de apenas algumas horas mas também ocorreu haver dias inteiros sem dados. Apesar de esta ocorrência não dever alterar drasticamente os resultados obtidos, é uma fonte de erro que deve ser assinalada.

O estudo apresentado contemplou apenas uma diminuição de 5% na energia hidroelétrica. A energia elétrica não é vendida ao mesmo preço a qualquer hora do dia, e mesmo de dia para dia, pelo que diminuir a produção hidroelétrica não é trivial. Apesar de nunca ter ocorrido uma situação em que o transformador ultrapassasse a sua capacidade de funcionamento à potência máxima de penetração, a

abordagem aqui apresentada torna possível tal ocorrência, o que não é desejável num sistema eletroprodutor.

Posto isto, existem possíveis abordagens para o futuro desenvolvimento desta dissertação. Seria interessante analisar o potencial nacional considerando apenas a restrição de ocupação da área da albufeira, sendo esta de 50%, considerando também a restrição da potência instalada do transformador, estimada como sendo também 50%, mas sem o critério de retirar 5% da energia hidroelétrica do ano seco de referência.

A avaliação realizada não tem em consideração constrangimentos de operação, técnicos ou económicos, aquando da retirada de energia hidroelétrica da produção anual. Este fator é determinante na avaliação da gestão de qualquer central eletroprodutora, pelo que deve ser considerado.

Das barragens nacionais identificadas, apenas foram consideradas cerca de metade, designadamente as com capacidade de produzir energia elétrica. Uma análise adicional pode ser avaliar o potencial das barragens com uso que não o eletroprodutor, tendo em consideração que nestas existiria o custo adicional de construção de infraestrutura de produção elétrica e de ligação à rede.

Um outro fator determinante na realização deste tipo de projetos é o seu custo. Uma porção significativa do custo de instalação deve-se, por um lado, ao custo adicional de produzir componentes adequadas ao ambiente aquático, tais como a estrutura flutuante e cabos especialmente concebidos para o efeito, e, por outro, ao custo específico do transporte e construção num ambiente como o de um corpo de água.

Referências

- Aguiar, R. (2013). *Climatologia e Anos Meteorológicos de Referência para o Sistema Nacional de Certificação de Edifícios (versão 2013)*. Relatório para ADENE – Agência de Energia. Lisboa: Laboratório Nacional de Energia e Geologia, I.P.
- Bellini, E. (2017). *Turkey's first floating PV plant is now operational*. [Online]. Disponível: <https://www.pv-magazine.com/2017/08/07/turkeys-first-floating-pv-plant-is-now-operational/> [Acedido: 18-Ago-2017]
- Choi, Y. K., & Lee, Y. G. (2014). A study on development of rotary structure for tracking-type floating photovoltaic system. *International Journal of Precision Engineering and Manufacturing*, 15(11), 2453–2460. <https://doi.org/10.1007/s12541-014-0613-5>
- Choi, Y.-K., Lee, N.-H., Lee, A.-K., & Kim, K.-J. (2013). A study on major design elements of tracking-type floating photovoltaic systems. *International Journal of Smart Grid and Clean Energy*, 3(1), 72–74. <https://doi.org/10.12720/sgce.3.1.70-74>
- Ciel et Terre. (2017). *HYDRELIO® TECHNOLOGY*. [Online]. Disponível: <http://www.ciel-et-terre.net/hydrelion-technology/> [Acedido: 03-Fev-2017]
- Ciel et Terre. (2017). *OUR REFERENCES*. [Online]. Disponível: <http://www.ciel-et-terre.net/our-floating-solar-power-plants-references/> [Acedido: 18-Ago-2017]
- Clover, I. (2015). *Kyocera brings Japanese floating PV stations online*. [Online]. Disponível: https://www.pv-magazine.com/2015/04/21/kyocera-brings-japanese-floating-pv-stations-online_100019162/ [Acedido: 18-Ago-2017]
- CNPGB - Comissão Nacional Portuguesa das Grandes Barragens. (2017). *Lista*. [Online]. Disponível: http://cnpgb.apambiente.pt/gr_barragens/gbportugal/Lista.htm [Acedido: 16-Ago-2017]
- Costa, S. (2017). *Impactes ambientais de sistemas fotovoltaicos flutuantes*. Dissertação de mestrado (em preparação). FCUL
- Djordjevic, M. (2017). *40 MW floating PV plant in China connected with Sungrow's inverters*. [Online]. Disponível: <https://www.pv-magazine.com/2017/05/19/floating-pv-plant-in-china-connected-with-sungrows-inverters/> [Acedido: 18-Ago-2017]
- e2p - energias endógenas de Portugal. (2017). *e2p - energias endógenas de Portugal*. [Online]. Disponível: <http://e2p.inegi.up.pt/> [Acedido: 03-Fev-2017]
- EDP Energias de Portugal. (2017). *Centrais Hidroeléctricas*. [Online]. Disponível: http://www.a-nossa-energia.edp.pt/centros_produtores/empreendimento_type.php?e_type=ch [Acedido: 21-Jun-2017]

- Galdino, M., & Olivieri, M. (2016). *Considerações Sobre a Implantação De Sistemas Fotovoltaicos Flutuantes No Brasil*. Belo Horizonte.
- Giorgi, F., & Lionello, P. (2008). Climate change projections for the Mediterranean region. *Global and Planetary Change*, 63(2–3), 99–101. <https://doi.org/10.1016/j.gloplacha.2007.09.005>
- Green Passive Solar Magazine. (2014). *Movement of the Sun*. [Online]. Disponível: <https://greenpassivesolar.com/passive-solar/scientific-principles/movement-of-the-sun/> [Acedido: 16-Out-2017]
- Iqbal, M. (1983). *An Introduction to Solar Radiation*. 1st ed. Academic Press
- Jerez, S., Trigo, R. M., Vicente-Serrano, S. M., Pozo-Vázquez, D., Lorente-Plazas, R., Lorenzo-Lacruz, J., ... Montáñez, J. P. (2013). The impact of the north atlantic oscillation on renewable energy resources in Southwestern Europe. *Journal of Applied Meteorology and Climatology*, 52(10), 2217–2219. <https://doi.org/10.1175/JAMC-D-12-0257.1>
- JN Online. (2017). *Alqueva instala 1.º conjunto de painéis solares fotovoltaicos flutuantes*. [Online]. Disponível: <http://www.jn.pt/economia/interior/alqueva-instala-1o-conjunto-de-paineis-solares-fotovoltaicos-flutuantes-5636839.html> [Acedido: 03-Fev-2017]
- Kim, S.-H., Yoon, S.-J., Choi, W., & Choi, K.-B. (2016). Application of Floating Photovoltaic Energy Generation Systems in South Korea. *Sustainability*, 8(12), 1333. <https://doi.org/10.3390/su8121333>
- Lionello, P., Abrantes, F., Gacic, M., Planton, S., Trigo, R., & Ulbrich, U. (2014). The climate of the Mediterranean region: research progress and climate change impacts. *Regional Environmental Change*, 14(5), 1680–1682. <https://doi.org/10.1007/s10113-014-0666-0>
- Mckay, A. (2013). *Floatovoltaics : Quantifying the Benefits of a Hydro - Solar Power Fusion*. Pomona Senior Theses. Pomona College. Retrieved from http://scholarship.claremont.edu/pomona_theses/74
- NREL – National Renewable Energy Laboratory. (2017). *Research Cell Record Efficiency Chart*. [Online]. Disponível: <https://www.nrel.gov/pv/assets/images/efficiency-chart.png> [Acedido: 30-Set-2017]
- ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico. (2017). *Procedimentos de Rede - Submódulo 2.3 - Requisitos mínimos para subestações e seus equipamentos*. [Online]. Disponível: <http://ons.org.br/pt/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/vigentes> [Acedido: 04-Set-2017]
- Owano, N. (2015). *Japan has floating solar power plants in Hyogo Prefecture*. [Online]. Disponível: <https://techxplore.com/news/2015-04-japan-solar-power-hyogo-prefecture.html> [Acedido: 20-Jun-2017]
- Parkinson, G. (2016). *City of Lismore plans Australia's largest floating solar plant*. [Online]. Disponível: <http://reneweconomy.com.au/city-of-lismore-plans-australias-largest-floating-solar-plant-29874/> [Acedido: 18-Ago-2017]
- Publicover, B. (2016). *Ciel et Terre, GermanSolar Asia to build 5MW floating PV project in Taiwan*. [Online]. Disponível: <https://www.pv-magazine.com/2016/10/21/ciel-et-terre-germansolar-asia-to->

build-5mw-floating-pv-project-in-taiwan_100026604/

[Acedido: 18-Ago-2017]

Presidência do Conselho de Ministros (2013). *Resolução do Conselho de Ministros n.º 20/2013*. Diário da República: I série n.º 70, 10 de Abril, pp. 2076 a 2077. Disponível em www.dre.pt.

[Acedido: 10-Set-2017]

PV Magazine (2015). *Construction begins on Australia's first floating PV array*. [Online]. Disponível: https://www.pv-magazine.com/2015/03/06/construction-begins-on-australias-first-floating-pv-array_100018500/

[Acedido: 18-Ago-2017]

PV Magazine (2015). *Vikram Solar completes India's first floating PV plant*. [Online]. Disponível: https://www.pv-magazine.com/2015/01/13/vikram-solar-completes-indias-first-floating-pv-plant_100017750/

[Acedido: 18-Ago-2017]

PV Magazine (2016). *REC's floating solar installation debuts in Indonesia*. [Online]. Disponível: https://www.pv-magazine.com/press-releases/recs-floating-solar-installation-debuts-in-indonesia_100024648/

[Acedido: 18-Ago-2017]

PVGIS (2017). *PV potential estimation utility*. [Online]. Disponível: <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php#> (analisado nas imediações do projeto-piloto)

[Acedido: 3-Set-2017]

REN (2017). *Dados Técnicos*. [Online]. Disponível: <http://www.centrodeinformacao.ren.pt/PT/InformacaoTecnica/Paginas/DadosTecnicos.aspx>

[Acedido: 28-Ago-2017]

Rita, B. (2018). *Estabelecimento de um índice de solaridade para a Península Ibérica (tese em finalização)*. Lisboa: FCUL.

Ross, R. G., & Smokler, M. I. (1986). Electricity from photovoltaic solar cells: Flat-Plate Solar Array Project final report. Volume VI: Engineering sciences and reliability. *JPL Publication*, 86-31, (October), 12-13.

Sahu, A., Yadav, N., & Sudhakar, K. (2016). Floating photovoltaic power plant: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 66, 819. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.08.051>

SEAFLEX ®. *Seaflex - The Mooring System*. [Online]. Disponível: <http://www.seaflex.net/products/seaflex-mooring-system/>

[Acedido: 09-Fev-2017]

Senergy Technology. (2017). *Taiwan 2MW*. [Online]. Disponível: <http://www.senergytec.com/en/?p=1306>

[Acedido: 18-Ago-2017]

SNIRH - Serviço Nacional de Informação de Recursos Hídricos. (2017). *SNIRH > Dados Sintetizados*. [Online]. Disponível: <http://snirh.apambiente.pt/index.php?idMain=1&idItem=7>

[Acedido: 03-Fev-2017]

-
- Strangueto, K. M. (2016). *Estimativa do Potencial Brasileiro de Produção de Energia Elétrica através de Sistemas Fotovoltaicos Flutuantes em Reservatórios de Hidroelétricas*. 33-40 Campinas.
- Thurston, C. W. (2012). *From land to water*. [Online]. Disponível: https://www.pv-magazine.com/magazine-archive/from-land-to-water_10006317/
[Acedido: 28-Ago-2017]
- Topographic-map. (2017). *Mapa Topográfico Montalegre*. [Online]. Disponível: <http://pt-pt.topographic-map.com/places/Montalegre-6678499/>
[Acedido: 16-Ago-2017]
- Trapani, K., & Millar, D. L. (2013). The thin film flexible floating PV (T3F-PV) array: The concept and development of the prototype. *Renewable Energy* 71, 43-50
- Trapani, K., & Millar, D. L. (2015). Floating Photovoltaic Arrays to Power the Mining Industry: A Case Study for the McFaulds Lake (Ring of Fire). *Environmental Progress & Sustainable Energy*, 898-904
- Trapani, K., & Santafé, M. R. (2014). A review of floating photovoltaic installations: 2007-2013. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 23(4), 6–7. <https://doi.org/10.1002/pip.2466>
- Zaripova, A. (2016). *Brazil launches first stage of 10 MW floating PV system*. [Online]. Disponível: https://www.pv-magazine.com/2016/03/07/brazil-launches-first-stage-of-10-mw-floating-pv-system_100023576/
[Acedido: 18-Ago-2017]

6 Anexos

6.1 Anexo A: Dados REN (Potência e Energia em Portugal Continental, 2007 e 2016) e Estimativas do PNAER

Tabela 6.1 - Evolução da potência acumulada de PV e respetiva porção no consumo total anual, no período 2007-2016.

	Potência Acumulada [MW]	Porção da energia elétrica anual com fonte em PV [%]
2007	11	0,04
2008	50	0,07
2009	75	0,28
2010	122	0,40
2011	155	0,52
2012	220	0,73
2013	282	0,91
2014	396	1,2
2015	429	1,5
2016	439	1,6

Fonte: (REN, 2017)

Tabela 6.2 - Metas de instalação de PV no programa Portugal 2020 (PNAER).

	Potência Acumulada Estimada [MW]
2013	268
2014	325
2015	383
2016	440
2017	498
2018	555
2019	613
2020	670

Fonte: (*Resolução do Conselho de Ministros n.º 20, 2013*)

6.2 Anexo B: Projetos de PV Flutuante existentes

Tabela 6.3 - Histórico das instalações de PV flutuante a nível mundial, até Agosto de 2017 (inclusive) [kW].

Ano	País	Local	Potência Instalada [kW]	Referência
2007	Japão	Aichi	20	(Trapani & Santafé, 2014)
2008	EUA	Far Niente Wineries, Califórnia	175	(Thurston, 2012)
2008	EUA	Gundlach Bunshu Wineries, Califórnia	30	(Thurston, 2012)
2009	Itália	Bubano	500	(Trapani & Santafé, 2014)
2009	Itália	Solarolo	20	(Trapani & Santafé, 2014)
2009	Coreia do Sul	Seongmun Reservoir, Dangjin-si	2	(Kim, Yoon, Choi & Choi, 2016)
2009	Coreia do Sul	Juam Dam, Suncheon-si	2	(Kim, Yoon, Choi & Choi, 2016)
2009	Coreia do Sul	Homyeong Lake, Gapyeong-gun	5	(Kim, Yoon, Choi & Choi, 2016)
2009	Coreia do Sul	Tongyeong-si	3	(Kim, Yoon, Choi & Choi, 2016)
2009	Coreia do Sul	Tongyeong-si	3	(Kim, Yoon, Choi & Choi, 2016)
2010	Espanha	Agost	300	(Trapani & Santafé, 2014)
2010	Itália	Petra Winery	200	(Thurston, 2012)
2011	Itália	Lake Colignola	30	(Thurston, 2012)
2011	Itália	Avetrana	20	(Trapani & Santafé, 2014)
2011	França	Piolenc	15	(Trapani & Santafé, 2014)
2011	EUA	Petaluma, Califórnia	350	(Trapani & Santafé, 2014)
2011	França	Vendée	4	(Trapani & Santafé, 2014)
2011	EUA	Canoe Brook Water Treatment Facility, Nova Jersey	112	(Trapani & Santafé, 2014)
2011	Coreia do Sul	Hapcheon Dam	100	(Kim, Yoon, Choi & Choi, 2016)
2012	Coreia do Sul	Cheongju	20	(Trapani & Santafé, 2014)
2012	Coreia do Sul	Hapcheon Dam	500	(Trapani & Santafé, 2014)
2012	França	Pommeraiie-sur-Sèvre	100	(Trapani & Santafé, 2014)
2012	Coreia do Sul	Cheongju-si	20	(Kim, Yoon, Choi & Choi, 2016)
2012	Coreia do Sul	Gochang-gun	30	(Kim, Yoon, Choi & Choi, 2016)
2013	Singapura	Bishan Park	5	(Trapani & Santafé, 2014)
2013	Coreia do Sul	Sihwaho Lake	20	(Strangueto, 2016)
2013	Coreia do Sul	Dangjin-si	1 000	(Kim, Yoon, Choi & Choi, 2016)
2013	Coreia do Sul	Baengnyong, Naju-si	30	(Kim, Yoon, Choi & Choi, 2016)
2013	Coreia do Sul	Hapcheon Dam	100	(Kim, Yoon, Choi & Choi, 2016)
2013	Canadá	Sudbury	0,5	(Trapani & Santafé, 2014)
2013	Japão	Okegawa	1 176	(Trapani & Santafé, 2014)
2014	Japão	Kawagoe	696	Trapani & Santafé, 2014)
2014	Japão	Maeno-Ike, Ono city	848	Trapani & Santafé, 2014)
2014	Reino Unido	SheepLands Farm, Wargrave city	200	(Strangueto, 2016)
2014	Tailândia	Yothathikan, Samut Songkhram	5	(Strangueto, 2016)
2014	Israel	Reservatório Mekorot Eshkol	50	(Strangueto, 2016)
2014	Japão	Yasugi	1 098	(Strangueto, 2016)

Avaliação do potencial fotovoltaico flutuante em Portugal

2014	Malta		8	(Strangueto, 2016)
2014	Índia	Calcutá	10	(PV Magazine, 2015)
2014	Coreia do Sul	Geumgwang Reservoir, Ansong-si	465	(Kim, Yoon, Choi & Choi, 2016)
2015	Coreia do Sul	O-Chang, Cheongwon	495	(Strangueto, 2016)
2015	Japão	Kato-Shi, Takaoka city	2 870	(Strangueto, 2016)
2015	Japão	Sawa-Ike, Ono city	1 008	(Strangueto, 2016)
2015	Japão	Nishihira, Hyogo	1 700	(Clover, 2015)
2015	Japão	Higashihira, Hyogo	1 200	(Clover, 2015)
2015	Austrália	Jamestown, Austrália Meridional	30	(PV Magazine, 2015; Parkinson, 2016)
2015	Japão	Sakasama-Ike, Kasai city	2 313	(Strangueto, 2016)
2015	Japão	Fuku-Ike, Minamiawaji city	1 076	(Strangueto, 2016)
2015	Japão	Hirai-Ike, Tenri city	1 125	(Strangueto, 2016)
2015	Japão	Hanamidai, Higashimatsuyama city	1 153	(Strangueto, 2016)
2015	Japão	Funatsu Osawa, Himeji city	1 485	(Strangueto, 2016)
2015	Japão	Umenoki, Higashimatsuyama	7 750	(Strangueto, 2016)
2015	Suécia	Bör	12	(Ciel et Terre, 2017)
2015	Reino Unido	Park Farm, Wrentham village, Suffolk	100	(Ciel et Terre, 2017)
2015	Reino Unido	Keens Park, Covehithe village	100	(Ciel et Terre, 2017)
2015	Reino Unido	Woodlane, Benacre village, Suffolk	100	(Ciel et Terre, 2017)
2015	Malásia	Sungai Labu, Sepang	108	(Ciel et Terre, 2017)
2015	Japão	Kawarayama-Ike, Inami town, Hyogo	1 428	(Ciel et Terre, 2017)
2015	Reino Unido	Polybell, Gringley-on-the-hill	471	(Ciel et Terre, 2017)
2016	Japão	Tsuga-Ike, Susuka	2 449	(Ciel et Terre, 2017)
2016	Japão	Kobe Oike, Kobe	1 212	(Ciel et Terre, 2017)
2016	Japão	Gono Ike, Kobe	1 203	(Ciel et Terre, 2017)
2016	EUA	Kunde Winery, Califórnia	10	(Ciel et Terre, 2017)
2016	EUA	UCF Orlando, Flórida	5	(Ciel et Terre, 2017)
2016	Japão	Rengeji, Fukuoka	300	(Ciel et Terre, 2017)
2016	Israel	Nofar, Yavne	22	(Ciel et Terre, 2017)
2016	Itália	Pontecorvo, Sant'Ermete	343	(Ciel et Terre, 2017)
2016	Japão	Sohara Ike, Matsusaka	2 398	(Ciel et Terre, 2017)
2016	Japão	Naga-Ike Nishi, Hyogo	1 078	(Ciel et Terre, 2017)
2016	Japão	Sakurashita-Ike, Hyogo	809	(Ciel et Terre, 2017)
2016	Reino Unido	QE2, Walton-on-Thames	6 338	(Ciel et Terre, 2017)
2016	Reino Unido	Godley	2 991	(Ciel et Terre, 2017)
2016	Portugal	Alto Rabagão	218,4	(Ciel et Terre, 2017)
2016	Japão	Hirono Shin-Ike, Hyogo	1 751	(Ciel et Terre, 2017)
2016	Japão	Isawa-Ike, Tokushima	632	(Ciel et Terre, 2017)
2016	Malásia	Ulu Sepri	270	(Ciel et Terre, 2017)
2016	Japão	Sakurakami-Ike, Hyogo	1 992	(Ciel et Terre, 2017)
2016	Indonésia	Taman Mini Indonesia Indah, Jacarta	5	(PV Magazine, 2016)
2016	Brasil	Balbina, Amazonas	1 000	(Zaripova, 2016)
2016	Brasil	Sobradinho, Bahia	1 000	(Zaripova, 2016)
2017	Portugal	Alqueva	11	(JN Online, 2017)
2017	Japão	Gojica-Ike, Hyogo	572	(Ciel et Terre, 2017)

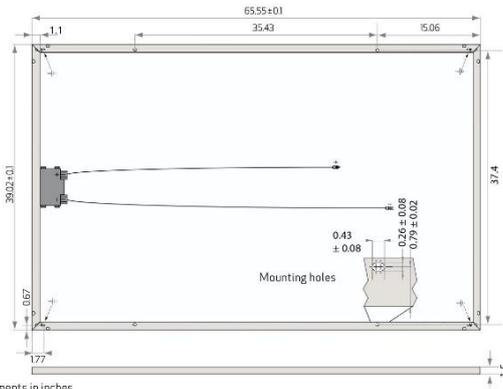
2017	Panamá	Miraflores	24	(Ciel et Terre, 2017)
2017	EUA	Orlando Utilities	32	(Ciel et Terre, 2017)
2017	Taiwan	Reservatório Akungtien, Kaohsiung	2 300	(Publicover, 2016; Senenergy Technology, 2017)
2017	China	Huainan	40 000	(Djordjevic, 2017)
2017	Turquia	Lago Büyükçekmec, Istanbul	250	(Bellini, 2017)

Tabela 6.4 – Potência instalada acumulada de PV flutuante, por país, até Agosto de 2017 (inclusive) [MW].

País	n° de projetos	Potência Instalada Acumulada [MW]
Japão	27	41,3
China	1	40,0
Reino Unido	7	10,3
Coreia do Sul	16	2,8
Taiwan	1	2,3
Brasil	2	2,0
Itália	6	1,11
EUA	7	0,71
Malásia	2	0,38
Espanha	1	0,30
Turquia	1	0,25
Portugal	2	0,23
França	3	0,12
Israel	2	0,072
Austrália	1	0,030
Panamá	1	0,024
Suécia	1	0,012
Índia	1	0,010
Malta	1	0,008
Tailândia	1	0,005
Singapura	1	0,005
Indonésia	1	0,005
Canadá	1	0,0005
Total	87	102,0

6.3 Anexo C: Datasheets do módulo e do inversor do projeto-piloto

REC PEAK ENERGY BLK SERIES



All measurements in inches

ELECTRICAL DATA @ STC	REC240PE BLK	REC245PE BLK	REC250PE BLK	REC255PE BLK	REC260PE BLK	REC265PE BLK
Nominal Power - P_{MPP} (Wp)	240	245	250	255	260	265
Watt Class Sorting - (W)	0/+5	0/+5	0/+5	0/+5	0/+5	0/+5
Nominal Power Voltage - V_{MPP} (V)	29.7	30.1	30.2	30.5	30.7	30.9
Nominal Power Current - I_{MPP} (A)	8.17	8.23	8.30	8.42	8.50	8.58
Open Circuit Voltage - V_{OC} (V)	36.8	37.1	37.4	37.6	37.8	38.1
Short Circuit Current - I_{SC} (A)	8.75	8.80	8.86	8.95	9.01	9.08
Panel Efficiency (%)	14.5	14.8	15.2	15.5	15.8	16.1

Values at standard test conditions STC (airmass AM1.5, irradiance 1000 W/m², cell temperature 25°C).
At low irradiance of 200 W/m² (AM1.5 and cell temperature 25°C) at least 95.5% of the STC panel efficiency will be achieved.

ELECTRICAL DATA @ NOCT	REC240PE BLK	REC245PE BLK	REC250PE BLK	REC255PE BLK	REC260PE BLK	REC265PE BLK
Nominal Power - P_{MPP} (Wp)	177	181	183	187	190	193
Nominal Power Voltage - V_{MPP} (V)	27.3	27.7	27.8	28.0	28.2	28.4
Nominal Power Current - I_{MPP} (A)	6.48	6.52	6.58	6.68	6.74	6.80
Open Circuit Voltage - V_{OC} (V)	34.1	34.4	34.7	34.8	35.0	35.3
Short Circuit Current - I_{SC} (A)	7.02	7.06	7.11	7.18	7.23	7.29

Nominal operating cell temperature NOCT (800 W/m², AM1.5, windspeed 1 m/s, ambient temperature 20°C).

CERTIFICATION



IEC 61215, IEC 61730 & UL 1703; IEC 62716 (Ammonia Resistance)
IEC 61701 (Salt Mist - severity level 6)
IEC 60068-2-68 (Blowing Sand), UL 1703 Fire Classification Type I

WARRANTY

10 year product warranty.
25 year linear power output warranty
(max. degradation in performance of 0.7% p.a.).

16.1% EFFICIENCY
10 YEAR PRODUCT WARRANTY
25 YEAR LINEAR POWER OUTPUT WARRANTY
DUTY-FREE US IMPORT DUTY FREE

TEMPERATURE RATINGS

Nominal Operating Cell Temperature (NOCT) 45.7°C (+2°C)
Temperature Coefficient of P_{MPP} -0.4 %/°C
Temperature Coefficient of V_{OC} -0.27 %/°C
Temperature Coefficient of I_{SC} 0.024 %/°C

GENERAL DATA

Cell Type: 60 multi-crystalline
3 strings of 20 cells with bypass diodes
Glass: 1/8" mm solar glass with anti-reflection surface treatment
Back Sheet: Double layer highly resistant polyester
Frame: Anodized aluminum (black)
Junction Box: IP67 rated
4 mm² solar cable, 35" x 47"
Connectors: Multi-Contact MC4 (4 mm²)

MAXIMUM RATINGS

Operational Temperature: -40 ... +85°C
Maximum System Voltage: 600 V
Design Load: 75.2 lbs/ft² (3600 Pa)*
33.4 lbs/ft² (1600 Pa)*
*Refer to installation manual
Max Series Fuse Rating: 15 A
Max Reverse Current: 15 A

MECHANICAL DATA

Dimensions: 65.5 x 39 x 1.5 in
Area: 17.76 ft²
Weight: 39.6 lbs

Note! All given specifications are provisional data only and subject to change without notice at any time.

REC-PE-05-04 V.03.15

Celebrating its 20th anniversary in 2016, REC is a leading European brand of solar panels. Through integrated manufacturing from polysilicon to wafers, cells, panels and turnkey solar solutions, REC strives to help meet the world's growing energy needs. Founded in 1996, REC is a Bluestar Elkem company with headquarters in Norway and operational headquarters in Singapore. REC concluded 2015 with 2000 employees worldwide, 1.3 GW solar panel production capacity, and annual revenues of USD 755 million.



www.recgroup.com

Figura 6.1 - Datasheet do painel usado na plataforma flutuante, REC 260 PE BLK.

Fonte: "Datasheet do módulo REC 260 PE BLK". [Online]. Disponível: http://www.recgroup.com/sites/default/files/documents/datasheet_rec_peak_energy_blk_us_rev_v_en_g.pdf [Acedido: 29-Ago-2017]

PRODUCT FLYER FOR TRIO-50.0-TL-OUTD/TRIO-60.0-TL-OUTD-480 ABB SOLAR INVERTERS

ABB string inverters

TRIO-50.0-TL-OUTD

TRIO-60.0-TL-OUTD-480

50 to 60 kW



Technical data and types

Type code	TRIO-50.0-TL-OUTD	TRIO-60.0-TL-OUTD-480
Input side		
Absolute maximum DC input voltage ($V_{-sx,abs}$)	1000 V	
Start-up DC input voltage (V_{start})	420...700 V (Default 420 V)	420...700 V (Default 500 V)
Operating DC input voltage range ($V_{dcmr}...V_{dcmax}$)	0,7x V_{start} ...950 V (min 300 V)	0,7x V_{start} ...950 V (min 360 V)
Rated DC input voltage (V_{dc})	610 Vdc	720 Vdc
Rated DC input power (P_{dc})	52000 W	61800 W
Number of independent MPPT	1	
MPPT input DC voltage range ($V_{dcmr}...V_{dcmax}$) at P_{dc}	480-800 Vdc	570-800 Vdc
Maximum DC input current (I_{dcmr})	108 A	
Maximum input short circuit current	160 A	
Number of DC input pairs	12 (-SX/-SY), 16 (-SX)	16 (-SX)
DC connection type	PV quick fit connector ² on -SX and -SY version / Screw terminal block on Standard and -S version	
Input protection		
Reverse polarity protection	Yes, from limited current source	
Input over voltage protection for each MPPT - varistor	Yes, 2	
Input over voltage protection for each MPPT - plug in modular surge arrester	Type 2 (-SX version) / Type 1+2 (-SY version)	
Photovoltaic array isolation control	According to local standard	
DC switch rating for each MPPT (version with DC switch)	200 A / 1000 V	
Fuse rating (version with fuses)	15 A / 1000 V	
Output side		
AC grid connection type	Three-phase (3W+PE or 4W+PE)	
Rated AC power (P_{ac} @ $\cos\phi=1$)	50000 W	60000 W
Maximum AC output power ($P_{ac,max}$ @ $\cos\phi=1$)	50000 W	60000 W
Maximum apparent power (S_{max})	50000 VA	60000 VA
Rated AC grid voltage (V_{ac})	400 V	480 V
AC voltage range	320...480 V ¹⁾	384...571 V ¹⁾
Maximum AC output current ($I_{ac,max}$)	77 A	
Contributory fault current	92 A	
Rated output frequency (f)	50 Hz / 60 Hz	
Output frequency range ($f_{min}...f_{max}$)	47...53 Hz / 57...63 Hz ¹⁾	
Nominal power factor and adjustable range	> 0.995; 0...1 inductive/capacitive with maximum S_{max}	
Total current harmonic distortion	< 3%	
Maximum AC cable section allowed	95 mm ² copper (with TRIO-ALUMINUM-KIT 150 mm ² aluminum)	
AC connection type	Screw terminal block, cable gland PG42	
Output protection		
Anti-islanding protection	According to local standard	
Maximum external AC overcurrent protection	100 A	
Output overvoltage protection - varistor	Yes, 4	
Output overvoltage protection - plug in modular surge arrester (-SX version)	4, Type 2	
Operating performance		
Maximum efficiency (η_{max})	98.3%	98.5%
Weighted efficiency (EURO/CEC)	98.0% / -	98.0% / -
Communication		
Remote monitoring	VSN300 Wifi Logger Card (opt.), VSN700 Data Logger (opt.)	
Wireless local monitoring	VSN300 Wifi Logger Card (opt.)	
User interface	LEDs, Display (option)	
Communication interface	2 (RS485)	
Environmental		
Ambient temperature range	-25...+60°C / -13...14°F with derating above 50°C / 140°F	-25...+60°C / -13...140°F with derating above 45°C / 113°F
Relative humidity	4%...100% condensing	
Sound pressure level, typical	75 dB(A) @ 1 m	
Maximum operating altitude without derating	2000 m / 6560 ft	
Physical		
Environmental protection rating	IP65 (IP54 for cooling section)	
Cooling	Forced air	
Dimension (H x W x D)	725 mm x 1491 mm x 315 mm / 28.5" x 58.7" x 12.4"	
Weight	95 kg / 209 lbs overall, 66 kg / 145 lbs electronic compartment, 15 kg / 33 lbs AC wiring box (full optional), 14kg / 31 lbs DC wiring box (full optional)	
Mounting system	Wall bracket, horizontal support	

Figura 6.2 - Datasheet do inversor usado na plataforma flutuante, TRIO-50-60-TL-OUTD.

Fonte: "Datasheet do inversor TRIO-50-60-TL-OUTD". [Online]. Disponível: <https://search-ext.abb.com/library/Download.aspx?DocumentID=BCD.00611&LanguageCode=en&DocumentPartId=&Action=Launch>
[Acedido: 18-Set-2017]

6.4 Anexo D: Estações de medição de radiação

Tabela 6.5 - Histórico do Índice de Solaridade para as estações de medição no período entre 2000 e 2011.

Estação	2000	2001	2002	2003	2004	2005
<i>Alcobaça</i>	-	-	-	94,4	102,0	105,2
<i>Beja</i>	-	-	-	95,8	96,1	103,1
<i>Bragança</i>	-	104,9	92,9	93,9	97,9	103,3
<i>Castelo Branco</i>	-	-	-	94,2	98,8	102,6
<i>Coimbra</i>	-	-	-	91,8	97,9	103,4
<i>Évora</i>	95,0	94,6	95,9	95,7	98,1	105,4
<i>Faro</i>	-	-	-	98,1	99,7	100,5
<i>Lisboa</i>	-	-	-	95,4	103,8	104,9
<i>Penhas Douradas</i>	-	-	-	97,2	100,7	104,2
<i>Portalegre</i>	-	-	-	96,6	100,9	103,6
<i>Porto</i>	-	100,6	91,0	93,9	99,8	103,5
<i>Rio Maior</i>	-	-	-	91,3	102,7	102,7
<i>Santarém</i>	-	-	-	97,5	107,3	108,4
<i>Sines</i>	99,5	96,5	96,8	98,3	96,1	101,6
<i>Vila Real</i>	95,7	97,8	97,0	96,5	102,1	103,1
<i>Viseu</i>	94,5	97,1	96,0	96,0	101,2	102,5

Estação	2006	2007	2008	2009	2010	2011
<i>Alcobaça</i>	99,7	101,3	95,9	100,4	100,4	100,7
<i>Beja</i>	101,6	104,6	101,9	101,6	94,8	100,6
<i>Bragança</i>	103,0	101,2	101,6	101,6	98,2	101,5
<i>Castelo Branco</i>	103,2	97,6	95,7	100,7	103,6	103,6
<i>Coimbra</i>	101,6	102,0	99,4	102,7	99,7	101,5
<i>Évora</i>	102,5	106,2	103,9	103,9	97,8	101,0
<i>Faro</i>	99,1	103,1	102,1	100,2	97,5	99,8
<i>Lisboa</i>	101,3	101,4	98,0	99,5	96,4	99,3
<i>Penhas Douradas</i>	98,2	-	96,0	101,5	101,5	100,7
<i>Portalegre</i>	98,8	102,5	98,8	101,5	96,8	100,4
<i>Porto</i>	104,2	107,2	-	-	-	-
<i>Rio Maior</i>	107,5	-	96,0	100,2	99,6	-
<i>Santarém</i>	104,1	105,0	94,5	96,9	94,0	92,4
<i>Sines</i>	100,7	103,9	103,5	102,2	98,3	102,7
<i>Vila Real</i>	101,4	104,0	98,4	102,7	98,0	103,4
<i>Viseu</i>	94,5	97,1	96,0	96,0	101,2	102,5

“-“ significa insuficiência ou mesmo inexistência de dados durante um dado ano.

6.5 Anexo E: Variação do recurso solar

Tabela 6.6 - Variações máximas do histórico do Índice de Solaridade para as estações de medição no período entre 2000 e 2011.

Estação	Decréscimo máximo anual de G_h [%]	Aumento máximo anual de G_h [%]
<i>Alcobaça</i>	- 5,6	+ 5,2
<i>Beja</i>	- 5,2	+ 4,6
<i>Bragança</i>	- 7,1	+ 4,9
<i>Castelo Branco</i>	- 5,8	+ 3,6
<i>Coimbra</i>	- 8,2	+ 3,4
<i>Évora</i>	- 5,4	+ 6,2
<i>Faro</i>	- 2,5	+ 3,1
<i>Lisboa</i>	- 4,6	+ 4,9
<i>Penhas Douradas</i>	- 4,0	+ 4,2
<i>Portalegre</i>	- 3,4	+ 3,6
<i>Porto</i>	- 9,0	+ 7,2
<i>Rio Maior</i>	- 8,7	+ 7,5
<i>Santarém</i>	- 7,6	+ 8,4
<i>Sines</i>	- 3,9	+ 3,9
<i>Vila Real</i>	- 4,3	+ 4,0
<i>Viseu</i>	- 6,2	+ 8,5

6.6 Anexo F: Distribuição do vento na zona do projeto

Tabela 6.7 - Distribuição da direção e intensidade do vento, medida na plataforma flutuante.

Direção	Gama de velocidades do vento [km/h]					
	<5	[5-10[[10-15[[15-20[[20-25[≥25
N	1,2 %	3,4 %	1,0 %	1,1 %	0,6 %	0,2 %
NNE	1,0 %	2,2 %	0,5 %	0,2 %	0,2 %	0,0 %
NE	1,2 %	3,1 %	1,5 %	0,5 %	0,1 %	0,1 %
ENE	1,5 %	3,7 %	3,2 %	1,3 %	0,9 %	0,7 %
E	0,9 %	4,1 %	3,3 %	0,7 %	0,4 %	0,2 %
ESE	0,6 %	1,1 %	0,7 %	0,1 %	0,0 %	0,0 %
SE	0,6 %	0,9 %	0,4 %	0,2 %	0,0 %	0,0 %
SSE	0,7 %	1,1 %	0,4 %	0,1 %	0,0 %	0,0 %
S	2,2 %	2,4 %	0,9 %	0,3 %	0,1 %	0,0 %
SSO	3,2 %	3,0 %	0,8 %	0,2 %	0,1 %	0,0 %
SO	4,3 %	3,1 %	0,6 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %
OSO	3,0 %	2,4 %	0,5 %	0,1 %	0,0 %	0,0 %
O	2,9 %	2,6 %	0,9 %	0,3 %	0,1 %	0,0 %
ONO	1,9 %	2,1 %	1,0 %	0,5 %	0,2 %	0,1 %
NO	1,5 %	2,3 %	0,6 %	0,5 %	0,2 %	0,0 %
NNO	1,5 %	5,4 %	1,0 %	0,5 %	0,2 %	0,0 %

6.7 Anexo G: Rácios entre as energias diárias, efetiva e estimada

Tabela 6.8 - Valores das variações entre as produções do sistema flutuante e as estimadas com as temperaturas dos painéis fixos, para o período entre Janeiro a Abril [%].

Dia	$r_{diário}$ [%]	Dia	$r_{diário}$ [%]	Dia	$r_{diário}$ [%]	Dia	$r_{diário}$ [%]
20/jan	-3%	01/fev	1%	01/mar	-21%	01/abr	
21/jan	1%	02/fev		02/mar	-20%	02/abr	
22/jan	7%	03/fev		03/mar	-5%	03/abr	
23/jan	-3%	04/fev		04/mar		04/abr	
24/jan	0%	05/fev		05/mar		05/abr	
25/jan	-1%	06/fev		06/mar		06/abr	
26/jan	-18%	07/fev	15%	07/mar		07/abr	3%
27/jan	-5%	08/fev	0%	08/mar	-2%	08/abr	3%
28/jan		09/fev	2%	09/mar	9%	09/abr	1%
29/jan		10/fev		10/mar	6%	10/abr	3%
30/jan		11/fev		11/mar		11/abr	6%
31/jan	-9%	12/fev	-7%	12/mar		12/abr	10%
		13/fev	17%	13/mar		13/abr	5%
		14/fev	-4%	14/mar	-20%	14/abr	15%
		15/fev	2%	15/mar	-8%	15/abr	9%
		16/fev	7%	16/mar	-25%	16/abr	10%
		17/fev	8%	17/mar	1%	17/abr	9%
		18/fev	4%	18/mar	7%	18/abr	-22%
		19/fev	5%	19/mar	6%	19/abr	-23%
		20/fev	4%	20/mar		20/abr	-3%
		21/fev	5%	21/mar		21/abr	9%
		22/fev	7%	22/mar	-18%	22/abr	11%
		23/fev	7%	23/mar		23/abr	15%
		24/fev	-4%	24/mar	-17%	24/abr	20%
		25/fev	-9%	25/mar		25/abr	-9%
		26/fev	-17%	26/mar		26/abr	-3%
		27/fev	-5%	27/mar		27/abr	11%
		28/fev	-28%	28/mar		28/abr	48%
				29/mar	7%	29/abr	35%
				30/mar		30/abr	23%
				31/mar	20%		

Tabela 6.9 - Valores das variações entre as produções do sistema flutuante e as estimadas com as temperaturas dos painéis fixos, para o período entre Maio e Julho [%].

Dia	$r_{diário}$ [%]	Dia	$r_{diário}$ [%]	Dia	$r_{diário}$ [%]
01/mai	42%	01/jun	6,3	01/jul	7,0
02/mai	6%	02/jun	5,3	02/jul	6,1
03/mai		03/jun		03/jul	6,7
04/mai	41%	04/jun	5,4	04/jul	7,2
05/mai	4%	05/jun	3,3	05/jul	6,0
06/mai	57%	06/jun	3,1	06/jul	7,5
07/mai	44%	07/jun	7,1	07/jul	7,1
08/mai	47%	08/jun	6,6	08/jul	4,5
09/mai	3%	09/jun	3,8	09/jul	6,9
10/mai	4%	10/jun	0,7	10/jul	6,7
11/mai	1%	11/jun	2,3	11/jul	6,7
12/mai	3%	12/jun	2,1	12/jul	6,9
13/mai	7%	13/jun	2,2	13/jul	4,5
14/mai	0%	14/jun	3,9	14/jul	7,1
15/mai	46%	15/jun	5,7	15/jul	5,9
16/mai	33%	16/jun	6,0	16/jul	7,1
17/mai	44%	17/jun	6,4	17/jul	7,3
18/mai	0%	18/jun	5,2	18/jul	6,9
19/mai	6%	19/jun	7,3	19/jul	3,4
20/mai	4%	20/jun	7,3	20/jul	6,8
21/mai	6%	21/jun	5,4	21/jul	6,9
22/mai	0%	22/jun	5,7	22/jul	6,1
23/mai	6%	23/jun	7,2	23/jul	6,8
24/mai	7%	24/jun	7,0	24/jul	6,7
25/mai	-7%	25/jun	3,2	25/jul	4,3
26/mai		26/jun	2,9	26/jul	6,3
27/mai		27/jun	3,2	27/jul	3,8
28/mai		28/jun	2,6	28/jul	5,3
29/mai		29/jun	4,2	29/jul	4,6
30/mai	-19%	30/jun	4,5	30/jul	3,5
31/mai	-13%			31/jul	

6.8 Anexo H: Produção energética estimada em função do ângulo de inclinação dos painéis

Tabela 6.10 - Produção energética estimada em função do ângulo de inclinação dos painéis.

Ângulo de inclinação, β [°]	Produção Energética, PE [Wh/W _p · ano]
0	1579
5	1585
10	1591
12	1592
15	1594
20	1596
25	1599
30	1602
35	1604
40	1607

6.9 Anexo I: Lista de barragens em Portugal continental

Tabela 6.11 - Lista das barragens existentes em Portugal continental, com área de albufeira, potência turbinável, potência de bombagem e localização. (CNPGB, 2017; SNIRH, 2017; EDP, 2017; e2p, 2017)

Nome da barragem/aproveitamento	Área da albufeira [ha]	Potência Turbinável [MW]	Potência de Bombagem [MW]	Latitude	Longitude
Abrilongo	295			39° 06' N	7° 07' O
Açafal	20			39° 41' N	7° 39' O
Açude de Viseu	34,4	0,5		41° 21' 02'' N	8° 38' 40'' O
Água Industrial (Pirites Alentejanas)	23,6			37° 52' N	8° 09' O
Aguieira	2000	337,2	0,1	40° 20' 25'' N	8° 11' 48'' O
Alcoutim	13			37° 28' N	7° 30' O
Alfaiates	22			40° 23' N	6° 55' O
Alfandega da Fé	22			41° 22' N	6° 57' O
Alijó	18			41° 19' N	7° 29' O
Alqueva	25000	519,2	326,9	38° 11' 51'' N	7° 29' 47'' O
Alto Cávado	50			41° 48' N	7° 53' O
Alto Lindoso	1072	634		41° 52' 20'' N	8° 12' 08'' O
Alto Rabagão	2212	73,5	63,4	41° 44' 21'' N	7° 51' 27'' O
Alva	50,8	1,5		40° 17' 38'' N	7° 55' 28'' O
Alvito	1480	3,4		38° 16' 55'' N	7° 54' 54'' O
Amieiro/Galego	2,7	1,2		41° 22' 26'' N	8° 24' 50'' O
Amoreira/Alvorninha	1733			38° 06' N	7° 44' O
Andorinhas + Senhora do Porto	23,23	8,8		41° 33' 28'' N	8° 13' 06'' O
Apartadura	48			39° 21' N	7° 23' O
Arade	182	0,4		37° 14' 23'' N	8° 22' 33'' O
Arcossó	41,2			41° 47' N	7° 22' O
Areeiro	5	0,4		40° 48' N	8° 27' O
Aregos + Freigil	3,3	7,7		41° 04' 12'' N	8° 01' 07'' O
Armamar	32	0,74		41° 03' N	7° 40' O
Arroio	15			41° 06' N	6° 57' O
Azibo	410			41° 33' N	6° 53' O
Baixo Sabor	2820	189		41° 13' 43'' N	7° 00' 45'' O
Barreiros	1,36	0,3		40° 54' 37'' N	7° 30' 40'' O
Barroca	7,39	2		40° 07' N	7° 44' O
Bastêlos	17,6			41° 24' N	6° 40' O
Beliche	292			37° 17' N	7° 31' O
Belver	286	83,7		39° 28' 46'' N	7° 59' 52'' O
Bemposta	405	429,5		41° 18' 03'' N	6° 28' 11'' O
Bertelhe	0,55	0,3		40° 45' 17'' N	7° 50' 34'' O
Bezágueda	5,88			40° 08' N	7° 05' O
Bezêlga	5,53			40° 57' N	7° 25' O
Boavista (Almodôvar)	11,66			37° 30' N	8° 05' O
Boavista (Santo Tirso)	6,45	3,8		41° 21' 29'' N	8° 26' 57'' O

Bouçã	500	50	39° 51' 12'' N	8° 13' 08'' O
Bouçuais-Sonim	1,53	10	41° 43' 40'' N	7° 11' 43'' O
Bragado	1,13	3,1	41° 34' 32'' N	7° 39' 11'' O
Brinches	1410		38° 04' N	7° 35' O
Bruceira	62,73	1,712	39° 30' 56'' N	7° 34' 55'' O
Bufo	11,33		38° 09' N	7° 00' O
Bugalheira	11,35	1,4	37° 32' 59'' N	8° 42' 47'' O
Burga	16,1		41° 23' N	7° 03' O
Cabril	2023	94	39° 55' 05'' N	8° 07' 56'' O
Cachão	15,47		41° 24' N	7° 10' O
Caia	1970	0,6	38° 59' 58'' N	7° 08' 43'' O
Caldeirão	66	41,4	40° 31' 54'' N	7° 19' 47'' O
Camba	9,5		41° 27' N	6° 54' O
Campelos	2,99	0,9	41° 36' N	8° 20' 50'' O
Campilhas	333		37° 51' N	8° 37' O
Canedo	0,2	10	41° 37' N	7° 44' O
Caniçada	689	62	41° 39' 10'' N	8° 13' 51'' O
Caniços	1,86	0,9	41° 21' 51'' N	8° 25' 42'' O
Capinha	9,7		40° 13' N	7° 23' O
Caroucha	12		37° 15' 17'' N	7° 29' 10'' O
Carrapatelo	952	190,2	41° 05' 08'' N	8° 07' 51'' O
Carregal	4,2	5,5	40° 49' N	8° 13' 35'' O
Carvalho do Moinho	0,33	0,2	41° 25' 08' N	8° 21' 22'' O
Carviçais	22		41° 10' N	6° 56' O
Casal	3,7	1,1	41° 33' N	8° 01' O
Castelo do Bode	3291	138	39° 32' 35'' N	8° 19' 07'' O
Catapereiro	43,5	4	41° 05' 28'' N	7° 16' 18'' O
Cefra	0,74	1,14	41° 30' 42'' N	7° 58' 48'' O
Cercosa	2	3,9	40° 40' 31'' N	8° 13' 37'' O
Cerro do Lobo	150		37° 33' 51'' N	7° 55' 56'' O
Ciborro	22,49		38° 49' N	8° 14' O
Coimbra	92,5		40° 13' N	8° 26' O
Corgas	11		39° 49' N	7° 54' O
Corte Brique	17,8		37° 35' N	8° 27' O
Cova do Viriato	23,5		40° 19' N	7° 34' O
Covão do Ferro	6,5	1,2	40° 18' 45'' N	7° 35' 44'' O
Covas	2,67	7,0	41° 52' 49'' N	8° 42' 36'' O
Crato (Nascentes)	11,97		39° 20' N	7° 42' O
Crestuma-Lever	1298	117	41° 04' 23'' N	8° 29' 12'' O
Curalha	17,7		41° 43' 53'' N	7° 31' 21'' O
Daroeira	105		37° 54' N	8° 17' O
Desterro	1,13	12,6	40° 23' 51'' N	7° 40' 57'' O
Divor	239		38° 42' N	7° 56' O
Drizes	5,06	0,12	40° 44' 46'' N	8° 03' 54'' O
Enxoé	205		38° 00' N	7° 28' O
Ermidas	8,86		38° 00' N	8° 22' O

Avaliação do potencial fotovoltaico flutuante em Portugal

Escarigo	2,08		40° 15' N	7° 17' O
Fábrica Têxtil de Vizela	1,93	1,2	41° 22' 37'' N	8° 19' 36'' O
Fagilde	8		40° 38' N	7° 48' O
Fagilde PCH	1,64	2,4	40° 38' N	7° 49' O
Feiticeiro	1,94		41° 13' N	7° 07' O
Figueiral	0,07	0,16	40° 33' 44'' N	8° 10' 21'' O
Finca Rodilhas	9,62		37° 24' 43'' N	7° 44' 36'' O
Fonte Longa	90		41° 14' N	7° 17' O
Fonte Serne	105		37° 53' N	8° 30' O
Fratel	1000	136,8	39° 32' 37'' N	7° 48' 10'' O
Freixeirinha	85,6		38° 46' N	8° 18' O
Fronhas	535	0,811	40° 14' 44'' N	8° 09' 51'' O
Funcho	360		37° 16' N	8° 23' O
Furadouro	3,6		38° 58' N	8° 13' O
Gafete	16,4		39° 24' N	7° 39' O
Gameiro	7,2	0,46	38° 57' 18'' N	8° 06' 37'' O
Garfanos	2,5		38° 00' 15'' N	7° 35' 44'' O
Gema	1,79		37° 43' N	8° 29' O
Gimonde	4,75	0,2	41° 48' 01'' N	6° 41' 36'' O
Gostei	14,9		41° 49' N	6° 49' O
Gralhas	1,76		41° 57' N	6° 47' O
Grândola	27,42		38° 09' N	8° 30' O
Granja do Tedo	0,07	2,2	41° 04' N	7° 37' O
Grela	5,33	0,6	40° 42' N	8° 22' O
Grous	79,5		37° 53' N	7° 57' O
Guilhofrei + Ermal	163	14,8	41° 35' N	8° 08' O
Herdade do Facho I	40,55		37° 54' N	7° 27' O
Herdade do Facho II	34,6		37° 54' N	7° 26' O
Herdade Lagos I	24,56		37° 47' N	7° 53' O
Herdade Lagos II	25,7		37° 48' N	7° 52' O
Herdade Vale da Lameira	77,5		38° 21' N	8° 13' O
Herdado do Grou	13,02		38° 33' N	7° 40' O
Idanha-a-Nova	678	2,5	39° 56' 41'' N	7° 12' 04'' O
Janeiro de Cima	7,26	7,9	40° 03' 56'' N	7° 48' 20'' O
Lagoa Comprida + Sabugueiro I	107	13,84	40° 21' 50'' N	7° 39' 06'' O
Levada-a-Velha	0,64	0,2	40° 38' 54'' N	7° 43' 29'' O
Lucefecit	169		38° 39' N	7° 24' O
Lutão	2,46		37° 28' N	7° 45' O
Magos	90		39° N	8° 41' O
Mairos	6,7		41° 49' 24'' N	7° 19' 21'' O
Malhada do Peres	7,241		37° 12' N	7° 36' O
Maranhão	1960	2	39° 00' 55'' N	7° 58' 32'' O
Marateca	634		39° 58' N	7° 28' 52'' O
Meimoa	222	5,7	40° 16' N	7° 09' O
Mercês	11,94		38° 09' 08'' N	7° 01' 11'' O
Mesa do Galo	0,77	2,1	41° 39' 31'' N	7° 58' 47'' O

Michões	96		38° 46' 32'' N	8° 48' 22'' O
Mínutos	530		38° 39' 37'' N	8° 05' 52'' O
Miranda	122	370	41° 29' 23'' N	6° 15' 50'' O
Mirandela	13,8	1	41° 28' 50'' N	7° 11' 16'' O
Moinhos	0,09	0,9	40° 31' 49'' N	7° 49' 04'' O
Montargil	1646	3,6	39° 03' 15'' N	8° 10' 36'' O
Monte Clérigo	12,56		37° 29' 49'' N	8° 03' 39'' O
Monte da Rocha	1100		37° 43' 39'' N	8° 17' 29'' O
Monte Gato	18		37° 47' 26'' N	8° 14' 13'' O
Monte Migueis	27		37° 47' 22'' N	8° 15' 52'' O
Monte Novo	277		38° 30' 44'' N	7° 42' 39'' O
Monte Redondo	0,47	0,5	40° 08' 25'' N	8° 06' 32'' O
Morgado de Arge	14,3		37° 11' 01'' N	8° 31' 42'' O
Morgavel	340		37° 54' 10'' N	8° 45' 50'' O
Mourão	46,9		38° 23' 57'' N	7° 20' 09'' O
Namorada	46		38° 05' 12'' N	7° 53' 52'' O
Negrelinho	12,93		39° 30' 28'' N	8° 05' 37'' O
Negrelos	1,32	0,7	41° 21' 25'' N	8° 24' 52'' O
Nunes	13,8	9,9	41° 49' 30'' N	6° 57' 16'' O
Óbidos	101		39° 21' 36'' N	9° 08' 14'' O
Odeóxere	285	0,7	37° 12' 07'' N	8° 41' 54'' O
Odeleite	720		37° 19' 36'' N	7° 29' 09'' O
Odelouca	547		37° 17' 13'' N	8° 28' 14'' O
Odivelas	973	2,5	38° 11' 07'' N	8° 06' 55'' O
Padrastos	4	0,2	40° 50' 51'' N	8° 21' 46'' O
Pagade	2,3	1,9	41° 53' 04'' N	8° 40' 41'' O
Palameiro	4,53		41° 13' 45'' N	7° 10' 35'' O
Palhal	0,11	2,6	40° 45' 48'' N	8° 27' 13'' O
Palmaz	1,08	0,5	40° 47' 40'' N	8° 27' 22'' O
Paradela	380	55,97	41° 46' 08'' N	7° 57' O
Paredes	0,44	3,4	40° 45' 48'' N	8° 10' 15'' O
Pateiro	0,37	0,336	40° 30' 44'' N	7° 21' 55'' O
Patudos	11,3		39° 14' 52'' N	8° 35' 22'' O
Paus	0,53	4	41° 54' 53'' N	8° 35' O
Pedrogão	1104	10,4	38° 06' 36'' N	7° 37' 46'' O
Pêgo do Altar	655	2	38° 25' 05'' N	8° 23' 31'' O
Pego Negro	0,17	0,7	41° 20' 01'' N	8° 05' 21'' O
Penacova	14,1	9,6	40° 18' 01'' N	8° 14' 52'' O
Peneda	3,9	0,6	41° 41' 19'' N	7° 33' 17'' O
Penedo Redondo	0,94		40° 03' 42'' N	7° 32' 27'' O
Peneireiro	14		41° 17' 36'' N	7° 10' 18'' O
Penha Garcia	20,4		40° 02' 44'' N	7° 00' 54'' O
Penhas Altas	0,28	1,6	41° 13' 52'' N	8° 24' 49'' O
Penide	69	4,9	41° 32' 56'' N	8° 32' 14'' O
Pereiro	18,1		37° 26' 39'' N	7° 35' 28'' O
Perna Seca	1,44		37° 34' 29'' N	8° 11' 30'' O

Avaliação do potencial fotovoltaico flutuante em Portugal

Picote	244	432	41° 22' 42'' N	6° 21' 06'' O
Pinhel	9,65	6,8	40° 48' 25'' N	7° 05' 01'' O
Pirites Alentejanas	65,4		37° 52' 27'' N	8° 11' 07'' O
Pisão	212	0,6	38° 04' 56'' N	7° 58' 55'' O
Pisco	19,8		40° 01' 16'' N	7° 33' 24'' O
Pisões	0,48	0,096	40° 33' 03'' N	8° 04' 15'' O
Pocinho	829	172,8	41° 08' 05'' N	7° 06' 51'' O
Ponte do Bico	26,54	2,2	41° 36' 22'' N	8° 25' 38'' O
Ponte Nova	0,42	0,3	40° 53' 20'' N	7° 30' 46'' O
Ponte Vouguinha	0,75	0,3	40° 46' 29'' N	7° 47' 31'' O
Porches	73,8		38° 15' 46'' N	8° 30' 04'' O
Póvoa	236	0,757	39° 28' 40'' N	7° 33' 10'' O
Pracana	550	41	39° 33' 54'' N	7° 48' 44'' O
Prada	4,6		41° 51' 58'' N	6° 58' 56'' O
Queimadela	11	20	41° 30' 12'' N	8° 09' 50'' O
Quinta do Valgode	6	0,6	40° 43' 50'' N	8° 06' 24'' O
Raiva	230	26	40° 18' 35'' N	8° 14' 56'' O
Ranhados	17,8		41° 00' 28'' N	7° 20' 05'' O
Rasquinha	50,1		38° 17' 56'' N	7° 47' 24'' O
Rebordelo	46	8,75	41° 45' 20'' N	7° 10' 35'' O
Rego do Milho	18,4		41° 50' 26'' N	7° 29' 09'' O
Rego Naval	12,45	0,9	41° 20' 33'' N	8° 37' 45'' O
Régua	850	176,5	41° 08' 47'' N	7° 44' 23'' O
Rei de Moinhos	4,28	0,8	40° 15' 34'' N	8° 01' 49'' O
Riba Côa	6,2	0,118	40° 41' 54'' N	6° 55' 48'' O
Ribafeita	0,76	0,901	40° 45' 33'' N	7° 57' 14'' O
Ribeira do Paúl	27,3		40° 35' 16'' N	8° 04' 10'' O
Ribeira Grande e Arco	59,6		41° 14' 47'' N	7° 07' 46'' O
Ribeiradio-Ermida	604,5	83,2	40° 44' 36'' N	8° 19' 13'' O
Rio da Mula	4,5		38° 45' 50'' N	9° 25' 21'' O
Ronfe	0,45	1	41° 26' 18'' N	8° 22' 27'' O
Roucanito	18,1		38° 30' 32'' N	7° 21' 14'' O
Roxo	1378	1,7	37° 55' 49'' N	8° 04' 52'' O
Ruães	53,57	1,8	41° 35' 07'' N	8° 28' 48'' O
Sabugal	732		40° 20' 03'' N	7° 05' 34'' O
Sabugueiro (Arraiolos)	10,2		38° 45' 35'' N	8° 07' 06'' O
Sabugueiro (Montemor-o-Novo)	2,98		38° 37' 27'' N	8° 15' 32'' O
Sabugueiro II	89,6	10	40° 23' 11'' N	7° 37' 15'' O
Safrujo	0,084	0,5	40° 01' 06'' N	8° 11' 38'' O
Salamonde	242	267,6	41° 41' 30'' N	8° 05' 28'' O
Salgueiro	22		41° 20' 09'' N	7° 03' 03'' O
Santa Clara	1986	20,6	37° 30' 48'' N	8° 26' 28'' O
Santa Justa	28		41° 19' 47'' N	7° 01' 33'' O
Santa Luzia + Alro Ceira II	279,5	25,89	40° 05' 23'' N	7° 51' 29'' O
Santa Maria de Aguiar	110		40° 51' 50'' N	6° 53' 19'' O
São Brissos	121		38° 19' 21'' N	8° 09' 36'' O

São Domingos	96			39° 20' 03'' N	9° 19' 05'' O
São Pedro do Sul	1,17	9,6		40° 45' 38'' N	8° 00' 09'' O
Senhora de Monforte	2,3	10		40° 48' 10'' N	7° 01' 08'' O
Senhora do Porto	0,215	8,825		41° 33' 28'' N	8° 13' 06'' O
Serpa	169	1,7		37° 59' 32'' N	7° 36' 16'' O
Serra Serrada	26,47	3,4		41° 57' 41'' N	6° 46' 18'' O
Sistema Alforfa	0,271	7,2		40° 17' 11'' N	7° 36' 01'' O
Sordo	8,4	10		41° 16' 12'' N	7° 47' 20'' O
Soutinho	0,125	3,2		40° 35' 51'' N	8° 17' 07'' O
Tabueira	46			38° 47' 51'' N	8° 12' 56'' O
Talhadas	0,72	5,2		40° 39' N	8° 18' 07'' O
Tapada	13,5			38° 02' 40'' N	8° 25' 33'' O
Tapada Grande	94,8			37° 40' 10'' N	7° 30' 24'' O
Tapada Pequena	29			37° 40' 21'' N	7° 29' 42'' O
Teja	73,86			40° 52' 43'' N	7° 20' 25'' O
Terragido	1,62	8,5		41° 17' 11'' N	7° 44' 58'' O
Torga	10,6	8,5		41° 43' 05'' N	7° 06' 41'' O
Torrão	650	146	146,6	41° 05' 50'' N	8° 15' 40'' O
Torres	169			38° 30' 08'' N	7° 51' 32'' O
Toulica	46,4			39° 52' 26'' N	7° 04' 31'' O
Tourega	68,99			38° 30' N	8° 02' 06'' O
Touvedo	172	22,2		41° 48' 45'' N	8° 21' 14'' O
Ucanha	6	5,7		41° 03' 14'' N	7° 44' 46'' O
Vale Coelheiros	81,82			38° 17' 41'' N	8° 41' 32'' O
Vale Côvo	12			41° 16' N	7° 00' 59'' O
Vale da Telha	10,52			37° 18' 47'' N	8° 50' 53'' O
Vale das Bicas	67			38° 35' 14'' N	8° 37' 05'' O
Vale de Arca	52,43			38° 21' 48'' N	8° 17' 16'' O
Vale de Figueira	31			38° 51' 26'' N	8° 06' 52'' O
Vale de Madeira	17,5	1,35		40° 47' 53'' N	7° 00' 53'' O
Vale do Cobrão	110			38° 50' 40'' N	8° 47' 01'' O
Vale do Gaio	550	1		38° 14' 52'' N	8° 17' 42'' O
Vale Formoso	10,24			37° 45' 25'' N	7° 33' 05'' O
Vale Madeiro	18,3			41° 28' 52'' N	7° 07' 44'' O
Vale Poços	91,6			38° 54' 35'' N	8° 28' 46'' O
Valeira	795	247,2		41° 09' 37'' N	7° 22' 30'' O
Valpaços	5,65			41° 34' 03'' N	7° 15' 34'' O
Vaqueiros	3,89			37° 22' 55'' N	7° 43' 28'' O
Varosa	70	24,7		41° 07' 15'' N	7° 46' 34'' O
Várzea de Calde	6,6			40° 46' 35'' N	7° 51' 40'' O
Vascoveiro	57			40° 43' 39'' N	7° 04' 54'' O
Veiros	142			38° 56' 56'' N	7° 30' 26'' O
Velada	12,39	2,0		39° 32' 20'' N	7° 36' 48'' O
Venda Nova	400	90		41° 40' 46'' N	7° 58' 56'' O
Venda Nova (Alcácer do Sal)	46,15			38° 31' 03'' N	8° 33' 24'' O
Venda Velha	115			38° 41' 23'' N	8° 50' 12'' O

Avaliação do potencial fotovoltaico flutuante em Portugal

Vermiosa	48,9			40° 48' 17'' N	6° 53' 26'' O
Vigia	262			38° 32' 19'' N	7° 36' 27'' O
Vila Viçosa	0,76	4		41° 00' 10'' N	8° 11' 35'' O
Vilarinho das Furnas	346	141,3	78,6	41° 45' 48'' N	8° 12' 33'' O
Vilar-Tabuaço	670	65,3		40° 59' 13'' N	7° 32' 09'' O
Vinhas	21,79			39° 10' 48'' N	7° 57' 54'' O
Zambujo	37			39° 08' 46'' N	7° 40' 57'' O
Nome da barragem/aproveitamento	Área da albufeira [ha]	Potência Turbinável [MW]	Potência de Bombagem [MW]	latitude	longitude

6.10 Anexo J: Lista de barragens eletroprodutoras em Portugal continental

Tabela 6.12 - Lista das barragens eletroprodutoras, ordenadas por categoria e percentagem de ocupação da albufeira para a potência de PV flutuante máxima.

Nome da barragem/aproveitamento	PV Flutuante Máximo [MW]	Ocupação estimada correspondente [%] *	Categoria	Latitude	Longitude
Açude de Viseu	0,25	0,85	A	41° 21' 02'' N	8° 38' 40'' O
Riba Côa	0,06	1,12	A	40° 20' 25'' N	8° 11' 48'' O
Drizes	0,06	1,42	A	38° 11' 51'' N	7° 29' 47'' O
Alva	0,75	1,73	A	41° 52' 20'' N	8° 12' 08'' O
Ruães	0,91	1,97	A	41° 44' 21'' N	7° 51' 27'' O
Gimonde	0,10	2,5	A	40° 17' 38'' N	7° 55' 28'' O
Padrastos	0,10	2,9	A	38° 16' 55'' N	7° 54' 54'' O
Gameiro	0,23	3,8	A	41° 22' 26'' N	8° 24' 50'' O
Penide	2	4,1	A	41° 33' 28'' N	8° 13' 06'' O
Rego Naval	0,45	4,2	A	37° 14' 23'' N	8° 22' 33'' O
Mirandela	0,50	4,3	A	40° 48' N	8° 27' O
Vale de Madeira	0,68	4,5	A	41° 04' 12'' N	8° 01' 07'' O
Areeiro	0,20	4,7	A	41° 03' N	7° 40' O
Ponte do Bico	1,1	4,9	A	41° 13' 43'' N	7° 00' 45'' O
Quinta do Valgode	0,30	5,9	A	40° 54' 37'' N	7° 30' 40'' O
Grela	0,30	6,6	A	40° 07' N	7° 44' O
Peneda	0,30	9,0	A	39° 28' 46'' N	7° 59' 52'' O
Rei de Moinhos	0,40	11	A	41° 18' 03'' N	6° 28' 11'' O
Pisões	0,05	12	A	40° 45' 17'' N	7° 50' 34'' O
Barreiros	0,15	13	A	41° 21' 29'' N	8° 26' 57'' O
Barroca	1,0	16	A	39° 51' 12'' N	8° 13' 08'' O
Casal	0,55	17	A	41° 43' 40'' N	7° 11' 43'' O
Campelos	0,45	18	A	41° 34' 32'' N	7° 39' 11'' O
Levada-a-Velha	0,10	18	A	39° 30' 56'' N	7° 34' 55'' O
Ponte Vouguinha	0,15	23	A	37° 32' 59'' N	8° 42' 47'' O
Amieiro/Galego	0,60	26	A	39° 55' 05'' N	8° 07' 56'' O
Palmaz	0,25	27	A	38° 59' 58'' N	7° 08' 43'' O
Canços	0,45	28	A	40° 31' 54'' N	7° 19' 47'' O
Negrelos	0,35	31	A	41° 36' N	8° 20' 50'' O
Bertelhe	0,15	32	A	41° 37' N	7° 44' O
Boavista (Santo Tirso)	1,9	35	A	41° 39' 10'' N	8° 13' 51'' O
Carvalho do Moinho	0,10	36	A	41° 21' 51'' N	8° 25' 42'' O
Fábrica Têxtil de Vizela	0,60	37	A	41° 05' 08'' N	8° 07' 51'' O
Penacova	5	40	A	40° 49' N	8° 13' 35'' O
Ponte Nova	0,15	42	A	41° 25' 08 N	8° 21' 22'' O
Nunes	5	42	A	41° 33' N	8° 01' O

Avaliação do potencial fotovoltaico flutuante em Portugal

Torga	4	47	A	39° 32' 35'' N	8° 19' 07'' O
Pagade	0,96	49	A	41° 05' 28'' N	7° 16' 18'' O
Pateiro	0,17	53	A	41° 30' 42'' N	7° 58' 48'' O
Ucanha	3	56	A	40° 40' 31'' N	8° 13' 37'' O
Monte Redondo	0,25	62	A	40° 18' 45'' N	7° 35' 44'' O
Janeiro de Cima	4	64	A	41° 52' 49'' N	8° 42' 36'' O
Ribafeita	0,45	70	A	41° 04' 23'' N	8° 29' 12'' O
Carregal	3	77	A	40° 23' 51'' N	7° 40' 57'' O
Fagilde PCH	1,2	86	A	40° 44' 46'' N	8° 03' 54'' O
Cefra	0,57	90	A	41° 22' 37'' N	8° 19' 36'' O
Cercosa	2,0	115	A	40° 38' N	7° 49' O
Ronfe	0,50	131	A	40° 33' 44'' N	8° 10' 21'' O
Figueiral	0,08	134	A	39° 32' 37'' N	7° 48' 10'' O
Aregos + Freigil	4	137	A	40° 14' 44'' N	8° 09' 51'' O
Covas	4	154	A	38° 57' 18'' N	8° 06' 37'' O
Mesa do Galo	1,1	160	A	41° 48' 01'' N	6° 41' 36'' O
Bragado	1,6	161	A	41° 04' N	7° 37' O
Pego Negro	0,35	242	A	40° 42' N	8° 22' O
Senhora de Monforte	5	255	A	41° 35' N	8° 08' O
Terragido	4	308	A	39° 56' 41'' N	7° 12' 04'' O
Vila Viçosa	2	309	A	40° 03' 56'' N	7° 48' 20'' O
Penhas Altas	0,80	336	A	40° 21' 50'' N	7° 39' 06'' O
Safrujo	0,25	350	A	40° 38' 54'' N	7° 43' 29'' O
Bouçoais-Sonim	5	384	A	39° 00' 55'' N	7° 58' 32'' O
Talhadas	3	424	A	40° 16' N	7° 09' O
Paus	2	443	A	41° 39' 31'' N	7° 58' 47'' O
Paredes	1,7	454	A	41° 29' 23'' N	6° 15' 50'' O
São Pedro do Sul	5	482	A	41° 28' 50'' N	7° 11' 16'' O
Moinhos	0,45	587	A	40° 31' 49'' N	7° 49' 04'' O
Palhal	1,3	1388	A	39° 03' 15'' N	8° 10' 36'' O
Soutinho	1,6	1504	A	40° 08' 25'' N	8° 06' 32'' O
Sistema Alforfa	4	1561	A	41° 21' 25'' N	8° 24' 52'' O
Granja do Tedo	1,1	1846	A	41° 49' 30'' N	6° 57' 16'' O
Senhora do Porto	4	2411	A	37° 12' 07'' N	8° 41' 54'' O
Canedo	5	2937	A	38° 11' 07'' N	8° 06' 55'' O
Armamar	0,37	1,36	B	40° 50' 51'' N	8° 21' 46'' O
Bruceira	0,86	1,60	B	41° 53' 04'' N	8° 40' 41'' O
Catapereiro	2	5,4	B	40° 45' 48'' N	8° 27' 13'' O
Sabugueiro II	5	6,6	B	40° 47' 40'' N	8° 27' 22'' O
Bugalheira	0,70	7,2	B	41° 46' 08'' N	7° 57' O
Serra Serrada	1,7	7,5	B	40° 45' 48'' N	8° 10' 15'' O
Velada	1,0	9,7	B	40° 30' 44'' N	7° 21' 55'' O
Covão do Ferro	0,60	11	B	41° 54' 53'' N	8° 35' O
Rebordelo	4	11	B	38° 06' 36'' N	7° 37' 46'' O
Andorinhas + Senhora do Porto	4	22	B	38° 25' 05'' N	8° 23' 31'' O
Pinhel	3	41	B	41° 20' 01'' N	8° 05' 21'' O

Sordo	5	70	B	40° 18' 01'' N	8° 14' 52'' O
Desterro	6	655	D	41° 41' 19'' N	7° 33' 17'' O
Varosa	12	21	E	41° 13' 52'' N	8° 24' 49'' O
Caldeirão	21	37	E	41° 32' 56'' N	8° 32' 14'' O
Queimadela	10	107	E	41° 22' 42'' N	6° 21' 06'' O
Caia	0,30	0,02	H	40° 48' 25'' N	7° 05' 01'' O
Maranhão	1,0	0,06	H	38° 04' 56'' N	7° 58' 55'' O
Roxo	0,86	0,07	H	40° 33' 03'' N	8° 04' 15'' O
Fronhas	0,41	0,09	H	41° 08' 05'' N	7° 06' 51'' O
Vale do Gaio	0,50	0,11	H	41° 36' 22'' N	8° 25' 38'' O
Montargil	1,8	0,13	H	40° 53' 20'' N	7° 30' 46'' O
Arade	0,20	0,13	H	40° 46' 29'' N	7° 47' 31'' O
Alvito	1,7	0,13	H	39° 28' 40'' N	7° 33' 10'' O
Odeáxere	0,35	0,14	H	39° 33' 54'' N	7° 48' 44'' O
Odivelas	1,3	0,15	H	41° 30' 12'' N	8° 09' 50'' O
Pisão	0,30	0,17	H	40° 43' 50'' N	8° 06' 24'' O
Pêgo do Altar	1,0	0,18	H	40° 18' 35'' N	8° 14' 56'' O
Póvoa	0,38	0,19	H	41° 45' 20'' N	7° 10' 35'' O
Idanha-a-Nova	1,3	0,22	H	41° 20' 33'' N	8° 37' 45'' O
Serpa	0,86	0,59	H	41° 08' 47'' N	7° 44' 23'' O
Meimoa	3	1,51	H	40° 15' 34'' N	8° 01' 49'' O
Pedrogão	5	0,55	J	40° 41' 54'' N	6° 55' 48'' O
Crestuma-Lever	59	5,3	J	40° 45' 33'' N	7° 57' 14'' O
Raiva	13	6,6	J	40° 44' 36'' N	8° 19' 13'' O
Fratel	69	8,0	J	41° 26' 18'' N	8° 22' 27'' O
Carrapatelo	96	12	J	37° 55' 49'' N	8° 04' 52'' O
Régua	89	12	J	41° 35' 07'' N	8° 28' 48'' O
Pocinho	87	12	J	40° 23' 11'' N	7° 37' 15'' O
Belver	42	17	J	40° 01' 06'' N	8° 11' 38'' O
Santa Clara	10	0,61	K	41° 41' 30'' N	8° 05' 28'' O
Castelo do Bode	69	2,5	K	37° 30' 48'' N	8° 26' 28'' O
Cabril	47	2,7	K	40° 05' 23'' N	7° 51' 29'' O
Baixo Sabor	95	3,9	K	40° 45' 38'' N	8° 00' 09'' O
Pracana	21	4,4	K	40° 48' 10'' N	7° 01' 08'' O
Caniçada	31	5,3	K	41° 33' 28'' N	8° 13' 06'' O
Guilhofrei + Ermal	7	5,3	K	37° 59' 32'' N	7° 36' 16'' O
Santa Luzia + Alro Ceira II	13	5,4	K	41° 57' 41'' N	6° 46' 18'' O
Vilar-Tabuaço	33	5,7	K	40° 17' 11'' N	7° 36' 01'' O
Bouçã	25	5,9	K	41° 16' 12'' N	7° 47' 20'' O
Touvedo	11	7,6	K	40° 35' 51'' N	8° 17' 07'' O
Lagoa Comprida + Sabugueiro I	7	7,6	K	40° 39' N	8° 18' 07'' O
Ribeiradio-Ermida	42	8,1	K	41° 17' 11'' N	7° 44' 58'' O
Paradela	28	8,7	K	41° 43' 05'' N	7° 06' 41'' O
Venda Nova	45	13	K	41° 05' 50'' N	8° 15' 40'' O
Valeira	124	18	K	41° 48' 45'' N	8° 21' 14'' O
Alto Lindoso	319	35	K	41° 03' 14'' N	7° 44' 46'' O

Avaliação do potencial fotovoltaico flutuante em Portugal

Bemposta	216	62	K	40° 47' 53'' N	7° 00' 53'' O
Salamonde	135	65	K	38° 14' 52'' N	8° 17' 42'' O
Picote	217	104	K	41° 09' 37'' N	7° 22' 30'' O
Miranda	186	178	K	41° 07' 15'' N	7° 46' 34'' O
Alqueva	261	1,22	L	39° 32' 20'' N	7° 36' 48'' O
Alto Rabagão	37	1,95	L	41° 40' 46'' N	7° 58' 56'' O
Aguieira	170	9,9	L	41° 00' 10'' N	8° 11' 35'' O
Torrão	73	13	L	41° 45' 48'' N	8° 12' 33'' O
Vilarinho das Furnas	71	24	L	40° 59' 13'' N	7° 32' 09'' O
Nome da barragem/aproveitamento	PV Flutuante Máximo [MW]	Ocupação estimada correspondente [%] *	Categoria	Latitude	Longitude

* Algumas barragens apresentam áreas de ocupação correspondentes ao potencial máximo, de acordo com a potência dos seus transformadores, maiores que as áreas das próprias albufeiras. A estimativa do potencial nacional de PV Flutuante tem isto em conta, daí a aplicação da equação 4.2 por forma a que o potencial possa ser indexado à percentagem de ocupação de albufeira.

6.11 Anexo K: Potencial do PV flutuante, por tipo de barragem e ocupação da albufeira

Tabela 6.13 - Potencial do PV flutuante, para certas categorias de barragens e percentagens de ocupação da albufeira [MW].

Categoria	Ocupação da albufeira [%]									
	0%	1%	2%	3%	4%	5%	6%	8%	10%	12%
L	0	259	348	373	399	425	450	502	550	567
K	0	143	276	389	474	534	584	660	719	775
J	0	52	98	145	192	238	277	345	395	442
Restantes	0	22	31	37	43	48	53	60	66	72
Total	0	476	753	944	1108	1245	1363	1567	1730	1857
Categoria	Ocupação da albufeira [%]									
	14%	16%	18%	20%	25%	30%	35%	40%	45%	50%
L	579	585	591	597	609	609	609	609	609	609
K	828	878	927	964	1053	1142	1227	1270	1314	1357
J	449	454	457	457	457	457	457	457	457	457
Restantes	77	83	88	93	102	110	118	124	128	131
Total	1934	2000	2063	2110	2220	2318	2411	2460	2507	2553