



UNIVERSIDADE D  
COIMBRA

João Marcos Domingues Esteves

**ANÁLISE DOS ÍNDICES DE ADEQUAÇÃO DO  
SISTEMA ELÉTRICO PORTUGUÊS**

**Dissertação no âmbito do Ramo de Energia do Mestrado em  
Engenharia Eletrotécnica e de Computadores orientada pelo  
Professor Doutor Álvaro Filipe Peixoto Cardoso de Oliveira Gomes  
e apresentada ao Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de  
Computadores da Faculdade de Ciências e Tecnologia da  
Universidade de Coimbra.**

Maio de 2024



Faculdade de Ciências e Tecnologia  
da Universidade de Coimbra

# Análise dos Índices de Adequação do Sistema Elétrico Português

João Marcos Domingues Esteves

Dissertação no âmbito do Ramo de Energia do Mestrado de Engenharia  
Eletrotécnica e de Computadores orientada pelo Professor Doutor  
Álvaro Filipe Peixoto Cardoso de Oliveira Gomes e apresentada ao  
Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de Computadores da  
Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade de Coimbra.

Maio de 2024



UNIVERSIDADE D  
COIMBRA



# Análise dos Índices de Adequação do Sistema Elétrico Português

João Marcos Domingues Esteves

Orientador

Álvaro Filipe Peixoto Cardoso de Oliveira Gomes

Júri

Lúcia Maria dos Reis Albuquerque Martins

Pedro Manuel Soares Moura

Álvaro Filipe Peixoto Cardoso de Oliveira Gomes



FACULDADE DE  
CIÊNCIAS E TECNOLOGIA  
UNIVERSIDADE DE  
COIMBRA





# Agradecimentos

Primeiramente, gostaria de expressar o meu sincero agradecimento ao meu professor e orientador, Álvaro Gomes, por todo o apoio, disponibilidade e atenção prestados ao longo da realização desta dissertação.

Um agradecimento especial aos meus pais pelo apoio constante, pelos preciosos conselhos e pelo esforço dedicado para tornar tudo isto possível.

# Resumo

A crescente necessidade de descarbonizar o setor energético tem motivado o aumento da utilização de recursos endógenos, frequentemente baseados em fontes renováveis variáveis para a geração de energia elétrica. Neste trabalho é feita a avaliação da evolução dos índices de adequação do setor elétrico português até 2040, investigando qual o impacto da diminuição do uso de fontes não renováveis conjuntamente com o aumento de fontes renováveis variáveis nos índices de adequação. Para esta análise, foi desenvolvida uma ferramenta de simulação com recurso a modelos distintos para a modelação dos diversos recursos do sistema eletroprodutor. São, nomeadamente, utilizadas simulações cronológicas de Monte Carlo, através do método state duration sampling, e o método Markov Chain Monte Carlo. São usados como cenários de trabalhos os definidos em documentos como o Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento de 2023 (RMSA23) e o Plano Nacional de Energia e Clima 20230 (PNEC2030). Foram ainda criados cenários alternativos, por exemplo, seca extrema, diferentes tipos de carregamento de veículos elétricos e diferentes capacidades de utilização da capacidade de interligação entre Espanha e Portugal.

Os resultados obtidos indicam que o sistema elétrico até 2035 consegue manter níveis de adequação aceitáveis em diferentes cenários, sendo crítica a capacidade de interligação. Em 2040, conclui-se que o sistema elétrico português não está preparado para se tornar 100% renovável, e que para manter níveis de adequação aceitáveis necessita de recorrer ao uso de geração firme e aumentar a capacidade de armazenamento previsto. É também de realçar o impacto da eólica offshore, que se mostra relevante em alguns dos cenários em termos de níveis de adequação.

# Abstract

The increasing need to decarbonise the energy sector has driven the growing use of endogenous resources, often based on variable renewable sources for electricity generation. This study evaluates the evolution of the adequacy indices of the Portuguese electricity sector up to 2040, investigating the impact of reducing the use of non-renewable sources in conjunction with the increase of variable renewable sources on these adequacy indices. For this analysis, a simulation tool was developed using distinct models to represent the various resources of the electricity generation system. Specifically, chronological Monte Carlo simulations were utilised through the state duration sampling method, as well as the Markov Chain Monte Carlo method. The scenarios used in this work are defined in documents such as the Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento de 2023 (RMSA23) and the Plano Nacional de Energia e Clima 2030 (PNEC2030). Alternative scenarios were also created, such as extreme drought, different types of electric vehicle charging, and different capacities of interconnection usage between Spain and Portugal.

The results obtained indicate that the electricity system can maintain acceptable adequacy levels under different scenarios up to 2035, with interconnection capacity being critical. In 2040, it is concluded that the Portuguese electricity system is not prepared to become 100% renewable and that to maintain acceptable adequacy levels, it needs to rely on firm generation and increase the planned storage capacity. It is also noteworthy the impact of offshore wind, which proves relevant in some scenarios in terms of adequacy levels.

# Índice

Agradecimentos . . . . .	i
Resumo . . . . .	ii
Abstract . . . . .	iii
Lista de Figuras . . . . .	vi
Lista de Tabelas . . . . .	viii
Acrónimos . . . . .	ix
<b>1 Introdução . . . . .</b>	<b>1</b>
1.1 Motivação . . . . .	1
1.2 Objetivo . . . . .	2
1.3 Estrutura . . . . .	2
<b>2 Fiabilidade em Sistemas de Energia Elétrica . . . . .</b>	<b>4</b>
2.1 Revisão da Literatura . . . . .	4
2.2 Adequação e Segurança . . . . .	5
2.3 Índices de Fiabilidade . . . . .	7
2.4 Monte Carlo . . . . .	8
2.4.1 State Sampling . . . . .	8
2.4.2 State Duration Sampling . . . . .	8
2.4.3 State Transition Sampling . . . . .	9
<b>3 Caracterização dos Recursos . . . . .</b>	<b>11</b>
3.1 Energia Eólica Onshore . . . . .	11
3.2 Energia Eólica Offshore . . . . .	13
3.3 Energia Fotovoltaica . . . . .	15
3.4 Energia Hidroelétrica . . . . .	17
3.5 Energia Termoelétrica . . . . .	19
3.6 Biomassa . . . . .	20
<b>4 Metodologia . . . . .</b>	<b>22</b>
4.1 Geração . . . . .	22
4.1.1 Geração Síncrona Térmica . . . . .	22
4.1.2 Geração Renovável . . . . .	23
4.1.3 Geração com Recurso a Bombagem Hidroelétrica . . . . .	28
4.2 Carga . . . . .	29

4.3	Cálculo dos Índices de Fiabilidade . . . . .	29
4.4	Ferramenta . . . . .	30
<b>5</b>	<b>Casos de Estudo . . . . .</b>	<b>35</b>
<b>6</b>	<b>Análise e Discussão dos Resultados . . . . .</b>	<b>39</b>
<b>7</b>	<b>Conclusão e Trabalho Futuro . . . . .</b>	<b>44</b>
7.1	Conclusão . . . . .	44
7.2	Trabalho Futuro . . . . .	45
	<b>Referências . . . . .</b>	<b>45</b>

# Lista de Figuras

2.1	Níveis Hierárquicos. . . . .	6
2.2	Modelo Hierárquico de nível 1. . . . .	7
2.3	Diagrama cronológico de transição de estados para cada componente. Com base em [10]. . . . .	9
2.4	Diagrama cronológico de transição de estados do sistema. Com base em [10]. . . . .	9
2.5	Modelo State Transition Sampling. . . . .	10
3.1	Evolução da Potência Eólica Instalada (MW) em Portugal. . . . .	11
3.2	Evolução do Fator de Capacidade e da Capacidade Instalada da Energia Eólica. . . . .	12
3.3	Custo médio global nivelado da Energia Eólica (€/kWh), entre 2010-2022. . . . .	12
3.4	Atlas Potencial Eólico Offshore. . . . .	13
3.5	Áreas Propostas e respetivas potencias indicativas. . . . .	14
3.6	Fator de Capacidade Mensal de Energia Eólica Onshore e Offshore para o ano de 2022. . . . .	15
3.7	Atlas Potencial Fotovoltaico. . . . .	15
3.8	Evolução do Fator de Capacidade e da Capacidade Instalada da Energia Fotovoltaica. . . . .	16
3.9	Custo médio global de Instalação de Energia Fotovoltaica (€/kW), entre 2010-2022. . . . .	17
3.10	Evolução da Potência Hidroelétrica e da Potência em Bombagem Instalada em Portugal. . . . .	18
3.11	Evolução da Geração de Energia Hidroelétrica (GWh) . . . . .	18
3.12	Evolução da Potência Termoelétrica Instalada (MW) em Portugal . . . . .	19
3.13	Evolução da Capacidade instalada de Biomassa (MW). . . . .	20
3.14	Evolução da Geração de Biomassa (GWh). . . . .	21
4.1	Modelo de Markov de dois estados. . . . .	22
4.2	Sequência de Estado de um Componente . . . . .	23
4.3	Evolução da Geração Eólica Onshore Média Anual com o número de estados. . . . .	26
4.4	Sobreposição do Diagrama de Geração do sistema com o Diagrama da carga horária. . . . .	30
4.5	Definição Parâmetros Iniciais. . . . .	31
4.6	Definição dos parâmetros de evolução da Capacidade Instalada e Carga para o ano 2035 e cenário 1. . . . .	31
4.7	Parâmetros de entrada das funções. . . . .	32
4.8	Aplicação do Modelo da Bombagem Hidroelétrica. . . . .	32

4.9	Modelação do armazenamento. . . . .	33
4.10	Cálculo dos Índices para as várias simulações. . . . .	33
4.11	Cálculo médio da LOLE e LOEE. . . . .	34
5.1	Perfis de Carregamento: Direct Recharging e Valley Recharging, respetivamente. Com base em [46]. . . . .	37
5.2	Perfis de Carregamentos VE em 2040 com duas estratégias distintas DR/VR (40/60 e 80/20). . . . .	37
6.1	LOLE e LOEE para 2025, respetivamente. . . . .	39
6.2	LOLE e LOEE para 2030, respetivamente. . . . .	40
6.3	LOLE e LOEE para 2035, respetivamente. . . . .	40
6.4	LOLE e LOEE para 2040 considerando a capacidade total de interligação, respetivamente. . . . .	41

# Lista de Tabelas

4.1	Índices Calculados com Base nos Dados Históricos. . . . .	24
4.2	Geração Eólica Onshore Média Mensal Simulada. . . . .	25
4.3	Índices de Eólica Onshore simulados. . . . .	25
4.4	Geração Hídrica Média Mensal com base nos dados históricos. . .	26
4.5	Índices da Geração Hídrica. . . . .	27
4.6	Geração Eólica Offshore Média Mensal em diferentes locais. . . .	27
4.7	Capacidade de Armazenamento Hídrico. . . . .	28
5.1	Evolução da capacidade instalada, em GW, para a geração de energia elétrica por tecnologia. . . . .	36
5.2	Evolução da capacidade de Interligação entre Espanha e Portugal. . .	36
5.3	Evolução da capacidade instalada de armazenamento em GW. . . .	36
6.1	Evolução da capacidade instalada, em GW, para a geração de energia elétrica por tecnologia para os anos abordados. . . . .	39
6.2	Cenários Alternativos de Evolução de Capacidade Instalada, em GW, para a geração de energia elétrica por tecnologia para o ano de 2040. . . . .	42
6.3	LOLE e LOEE para 2040, para os cenários alternativos. . . . .	42

# Acrónimos

**EDP** Energias de Portugal

**FOR** Forced Outage Rate

**HL** Hierarchical level

**IRENA** International Renewable Energy Agency

**LOEE** Loss of Energy Expectation

**LOLE** Loss of Load Expectation

**LCOE** Levelized cost of electricity

**MCMC** Markov Chain Monte Carlo

**MERRA** Modern-Era Retrospective analysis for Research and Applications

**NASA** National Aeronautics and Space Administration

**PNBEPH** Programa Nacional de Barragens com Elevado Potencial Hidroelétrico

**PNEC** Plano Nacional de Energia e Clima

**REN** Redes Energéticas Nacionais

**RMSA** Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento

**RNC** Roteiro para a Neutralidade Carbónica

**TTF** Time to Failure

**TTR** Time to Repair

**UE** União Europeia

# 1. Introdução

## 1.1 Motivação

A urgência em descarbonizar o setor energético e a crescente necessidade de garantir a independência energética têm motivado a implementação de medidas para aumentar a contribuição de recursos endógenos no setor, sobretudo baseados em fontes renováveis variáveis. Na União Europeia (UE), medidas recentes como o RepowerEU e as alterações introduzidas pelo Regulamento (UE) 2023/435 do Parlamento Europeu são disso exemplo [1],[2].

Portugal tem seguido as tendências da UE, evidenciado pelo descomissionamento de todas as centrais termoelétricas a carvão e pelo compromisso de atingir a neutralidade carbónica até 2050. O Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050 (RNC2050) e o Plano Nacional de Energia e Clima 2030 (PNEC2030) delineiam as metas para a descarbonização do setor energético e outros setores [3],[4].

A descarbonização do setor energético implica um aumento significativo na contribuição das energias renováveis e uma redução substancial no uso de tecnologias baseadas em combustíveis fósseis. No entanto, a produção de eletricidade a partir de energias renováveis é variável e considerada não despachável, devido às características das suas fontes.

A crescente integração das energias renováveis nos sistemas elétricos apresenta desafios significativos em termos de fiabilidade. Um desafio crucial é garantir a adequação entre a geração e a procura de energia ao longo do tempo, a fim de evitar falhas no abastecimento [5].

Devido à variabilidade e à não despachabilidade das energias renováveis, será mais desafiante manter o equilíbrio entre a geração e a procura. Uma solução chave para mitigar esse problema é aumentar a capacidade de armazenamento do sistema, seja por meio de baterias, de reservatórios de água ou outros [6],[7].

Além dos desafios relacionados às energias renováveis, a crescente eletrificação da sociedade também impõe desafios adicionais em termos de fiabilidade dos sistemas elétricos. Por exemplo, a transição para veículos elétricos pode levar a picos de procura significativos, exigindo uma resposta adequada do sistema para garantir a estabilidade do fornecimento de energia [8].

Estamos, pois, perante dois fatores que criam situações desafiantes aos sistemas de energia elétrica: a crescente disseminação da geração baseada em fontes

renováveis e a cada vez maior eletrificação das nossas sociedades. No caso do planeamento, a adequação do sistema é crítica, ainda para mais em situações com parcelas significativas da geração baseadas em fontes renováveis variáveis e em cenários em que mesmo a forma habitual do diagrama de carga pode sofrer alterações em virtude da eletrificação. Assim sendo, é crítico que sejam avaliados de forma adequada os possíveis cenários de evolução dos sistemas de energia.

## 1.2 Objetivo

O objetivo principal deste trabalho é realizar uma análise prospetiva da evolução dos índices de adequação do sistema elétrico em Portugal. Para o efeito, será desenvolvida uma ferramenta matemática para cálculo desses índices, recorrendo a modelos de simulação adequados para as diversas tecnologias de geração existentes no sistema e a simulações de Monte Carlo para calcular esses índices.

Com o intuito de obter um panorama sobre a possível evolução dos índices de adequação, serão delineados diversos cenários que considerarão o crescimento da procura e da capacidade instalada para geração de energia elétrica. Estes cenários basear-se-ão em documentos como o PNEC2030, o RNC2050 e o RMSA23. Nestes, serão abordadas questões como o impacto da seca extrema nos índices de fiabilidade, os benefícios da implementação da energia eólica offshore em Portugal, ou o efeito da eletrificação do setor de transportes no sistema elétrico.

O trabalho visa responder às seguintes questões:

Até que ponto é possível manter um adequado nível de adequação num sistema com 100% de fontes renováveis?

De que forma a eólica offshore impacta os índices de adequação?

Qual a capacidade de armazenamento necessária para um sistema com participação massiva de energias renováveis variáveis apresentar índices de adequação aceitáveis?

Através desta abordagem, procura-se fornecer uma visão abrangente e fundamentada para essas questões críticas relacionadas à fiabilidade do sistema elétrico português.

## 1.3 Estrutura

A dissertação está organizada em sete capítulos. No primeiro capítulo, são apresentados os motivos que levaram à realização da dissertação, os objetivos e uma visão geral da estrutura adotada.

No segundo capítulo, realiza-se uma breve revisão da literatura, explorando os principais métodos utilizados na dissertação, com ênfase na fiabilidade em sistemas de energia elétrica. Abordam-se os elementos fundamentais para avaliar a fiabilidade de um sistema, incluindo a descrição dos índices utilizados para avaliar a adequação do sistema. Além disso, apresenta-se uma breve introdução aos diferentes métodos de Monte Carlo.

No terceiro capítulo, é apresentada uma caracterização detalhada das várias tecnologias utilizadas para a geração de energia elétrica em Portugal. Este capítulo aborda questões como a evolução da capacidade instalada, geração anual, custo médio global de instalação e o custo médio global nivelado da energia (LCOE).

O quarto capítulo descreve pormenorizadamente os diversos modelos utilizados para a modelação das tecnologias de geração de energia elétrica e da carga. Além disso, apresenta o método utilizado para o cálculo dos índices de adequação, juntamente com a descrição da ferramenta matemática desenvolvida para a aplicação dos modelos descritos.

No quinto capítulo, são detalhados os cenários utilizados para o cálculo dos índices de adequação, bem como os anos aos quais esses cenários serão aplicados.

O sexto capítulo apresenta os resultados obtidos a partir das simulações dos vários cenários, seguidos de uma análise desses resultados.

Por fim, no sétimo capítulo, são sumariadas as principais conclusões derivadas do trabalho desenvolvido e apresentadas as propostas para trabalho futuro.

## 2. Fiabilidade em Sistemas de Energia Elétrica

### 2.1 Revisão da Literatura

Com o aumento da integração de energias renováveis nos sistemas elétricos e a redução gradual do uso de geradores convencionais para a produção de eletricidade, surgem diversos desafios em relação à fiabilidade do sistema [9].

Os métodos utilizados para avaliar a fiabilidade dos sistemas podem ser agrupados em dois tipos: métodos analíticos e métodos de simulação [10]. Os métodos analíticos representam o sistema por meio de modelos matemáticos e avaliam os índices de fiabilidade desses modelos por meio de soluções matemáticas. Por outro lado, os métodos de simulação, como o método de Monte Carlo, estimam os índices de fiabilidade através da simulação do comportamento real e aleatório do sistema elétrico, podendo incluir quaisquer efeitos ou processos do sistema que geralmente são aproximados na abordagem analítica [11],[12]. Uma vantagem do uso de métodos de simulação de Monte Carlo é a eficiência no tempo de cálculo dos índices de fiabilidade.

As simulações de Monte Carlo são geralmente classificadas como sequenciais ou não sequenciais. Na simulação sequencial, são obtidas sequências de estados do sistema, onde cada estado depende do estado anterior. Já nas simulações não sequenciais, os estados do sistema são obtidos de forma aleatória e independente do estado anterior. Em ambas as simulações, cada componente do sistema é modelado usando um modelo de Markov de dois estados: disponível e indisponível. Na simulação não sequencial, o estado dos componentes é definido pela taxa de avarias forçadas (FOR), enquanto na simulação sequencial, são consideradas as taxas de avarias e de reparação [10],[11].

No entanto, a modelação descrita acima é mais adequada para tecnologias de geração onde a variação da geração é devida principalmente a falhas mecânicas e não à variação da fonte primária de energia. Portanto, é crucial uma modelação precisa das tecnologias que recorrem a fontes de energias renováveis para estudos de fiabilidade, já que a sua geração depende não apenas de falhas mecânicas, mas também da disponibilidade do recurso natural.

Para modelar corretamente a geração a partir da energia eólica, são necessários dados históricos abrangentes sobre o vento ou a geração. Devido à falta desses dados, são utilizadas técnicas de simulação estocástica da geração eólica,

divididas geralmente em modelos estocásticos de velocidade do vento e modelos estocásticos de potência eólica. Os modelos estocásticos de velocidade do vento incluem métodos como Autoregressive Moving Average (ARMA) e Markov Chain Monte Carlo, este último sendo também aplicado nos modelos estocásticos de potência eólica [13].

O método de Monte Carlo baseado em Cadeias de Markov implica avaliar transições entre um conjunto finito de estados [14]. Este método caracteriza-se por ser um processo aleatório sem memória, onde o estado seguinte depende exclusivamente do estado atual e não dos eventos anteriores [15]. Para calcular as transições entre estados, os dados de potência/vento são inicialmente discretizados num número máximo de estados, sendo que cada dado é associado a um estado específico [16]. A partir das transições entre os estados dos dados históricos, é gerada uma matriz de probabilidade de transição de estado, que é então transformada na sua matriz cumulativa [17]. Cada linha desta matriz representa as probabilidades de um determinado estado transitar para outro estado ou permanecer no mesmo estado [18]. Para determinar a transição de um estado para outro, é gerado um número aleatório, o qual é comparado com as probabilidades da linha correspondente ao estado atual. O próximo estado é então determinado como sendo aquele associado à primeira probabilidade maior ou igual ao número aleatório gerado. Repetindo este processo, obtém-se uma sequência de estados que representa a geração eólica ao longo de um ano [19].

No artigo [16], os autores demonstram que a geração de dados com base em dados históricos de geração é superior à geração de dados com base em dados históricos da velocidade do vento, e que o método Markov Chain Monte Carlo fornece resultados consistentes. No artigo [13], é proposta uma abordagem semelhante à discutida nesta dissertação, com o objetivo de integrar a geração eólica no estudo de adequação da geração. Neste estudo, optam por modelar a geração convencional através do método sequencial de Monte Carlo e utilizam o método Markov Chain Monte Carlo para modelar a geração eólica. Concluem que o método Markov Chain Monte Carlo simula eficientemente a geração eólica, preservando a natureza aleatória do vento e mantendo as principais características dos dados históricos. Para tal, é necessário dividir mensalmente os dados históricos, de modo a criar uma matriz de transição de estados para cada mês, baseada nos dados históricos.

A modelação da carga também é crucial nos estudos de fiabilidade. Existem duas abordagens principais: a modelação cronológica, que enumera a carga de forma cronológica, e a modelação não cronológica, conhecida como Curva de Duração de Carga, que organiza os níveis de carga do maior para o menor ao longo do tempo [20],[21]. A escolha entre os dois métodos depende do tipo de simulação de Monte Carlo utilizada: a Curva de Duração de Carga é empregada na simulação não cronológica, enquanto uma curva de carga cronológica é usada na simulação sequencial [22].

## 2.2 Adequação e Segurança

A avaliação da fiabilidade de um sistema é dividida em dois elementos fundamentais: a adequação e a segurança do sistema. A distinção entre estes ele-

mentos reside no facto de que a adequação estar relacionada com as condições estáticas do sistema, enquanto a segurança está associada aos aspetos dinâmicos do sistema [10],[23].

A adequação de um sistema diz respeito à sua capacidade de satisfazer a carga exigida pelos consumidores, ou seja, de gerar energia suficiente e de a transportar até aos pontos de carga dos consumidores. Por outro lado, a segurança do sistema está relacionada com a sua capacidade de responder a perturbações dinâmicas ou transitórias que possam surgir no sistema, tais como a perda de linhas ou a interrupção súbita de unidades de geração [10],[23].

Os estudos de fiabilidade dos sistemas elétricos são geralmente divididos em vários níveis hierárquicos, associados às diferentes funcionalidades do sistema, conforme ilustrado na figura 2.1.

O primeiro nível hierárquico (HL1) foca-se na avaliação da adequação da geração de energia. No segundo nível hierárquico (HL2), além da geração, é também considerado o transporte da energia dentro do sistema. Já o terceiro nível hierárquico (HL3) abrange todas as funcionalidades do sistema. No entanto, estudos ao terceiro nível hierárquico (HL3) são frequentemente evitados devido às complexidades associadas à sua implementação prática.

Os estudos ao nível HL1 visam determinar se a capacidade de geração do sistema é suficiente para satisfazer a totalidade da carga. Neste tipo de estudo, o sistema de transporte de energia e a sua capacidade para conduzir a energia gerada até aos pontos de consumo não são considerados.

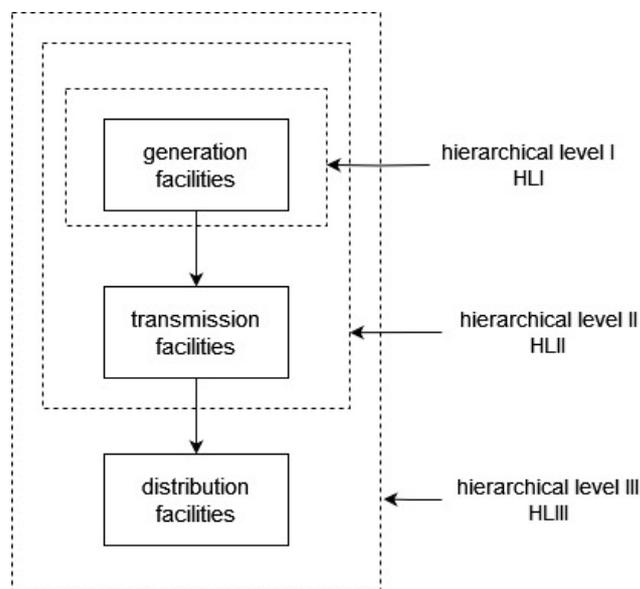


Figura 2.1: Níveis Hierárquicos.

Na figura 2.2 são apresentados os elementos necessários para a realização de um estudo ao nível HL1, onde as unidades geradoras são agrupadas num único modelo, tal como as cargas do sistema.

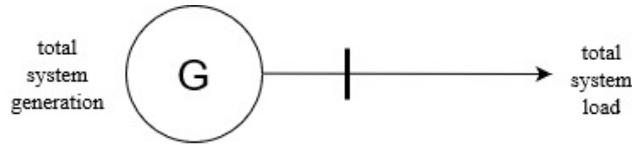


Figura 2.2: Modelo Hierárquico de nível 1.

Após a determinação dos modelos de geração e de carga do sistema, é criado um modelo de risco probabilístico. Este modelo permite, recorrendo ao modelo de geração e ao modelo de carga, calcular os índices de fiabilidade.

## 2.3 Índices de Fiabilidade

Os índices de fiabilidade usados para avaliar a adequação dos sistemas elétricos variam consoante o nível hierárquico em que o estudo é realizado [10]. Os seguintes índices, referem-se aos estudos realizados ao nível hierárquico 1.

Neste trabalho para avaliar a adequação da geração de um sistema elétrico, utilizam-se os índices de perda de carga esperada (LOLE) e perda de energia esperada (LOEE) [10].

A LOLE é o número médio de dias ou horas num dado período de tempo, geralmente um ano, em que se espera que carga possa exceder a capacidade de geração disponível. A LOLE é habitualmente expressa em dias por ano ou horas por ano. A LOLE é caracterizada pela equação 2.1, onde  $p_i$  é a probabilidade do estado do sistema  $i$ ,  $S$  é o conjunto de todos os estados do sistema associados à perda de carga e  $T$  é a unidade temporal [10]:

$$LOLE = \sum_{i \in S} p_i T \quad (2.1)$$

A LOEE é a energia esperada que não é fornecida pelo sistema devido à procura de carga exceder a capacidade de geração disponível. É caracterizada pela equação 2.2 onde  $C_i$  é a perda de carga para o estado do sistema  $i$  [10]:

$$LOEE = \sum_{i \in S} 8760 C_i p_i \quad (2.2)$$

Uma das formas de avaliação deste índices é identificar os diferentes estados em que um sistema pode estar e para cada estado calcular a probabilidade de a carga ser superior à geração disponível. Isto é feito para cada um dos intervalos de tempo em análise. Assumindo que o sistema é constituído por componentes simulados por modelos de 2 estados. Sendo esses 2 estados, definidos como disponível ou não disponível.

## 2.4 Monte Carlo

### 2.4.1 State Sampling

O método State Sampling é um método não sequencial, o que significa que uma amostra é independente das amostras anteriores e seguintes. Cada componente do sistema tem a probabilidade de estar disponível e de estar indisponível, sendo esta última designada por taxa de avarias forçada (FOR). Usando a equação 2.3, o método determina o estado do componente ( $S_i$ ) para cada instante de tempo ( $i$ ) através da geração de um número aleatório ( $U_i$ ) entre  $[0,1]$ , caso esse número seja maior que a FOR o componente está disponível [10]. Caso contrário encontra-se indisponível [23].

$$S_i = \begin{cases} 0 & U_i \geq FOR \\ 1 & U_i < FOR \end{cases} \quad (2.3)$$

Determinando o estado de todos os geradores, o estado do sistema com  $n$  unidades pode ser obtido por um vetor  $S_i = (S_1, S_2, \dots, S_i, \dots, S_n)$ . Tendo o estado de todos os gerados do sistema, é possível obter a capacidade total de produção disponível em cada instante. Para calcular os índices de fiabilidade basta sobrepor o diagrama de geração total com o diagrama de carga e verificar quando ocorre perda de carga, ou seja, situações onde a carga excede a geração total disponível [10],[23].

### 2.4.2 State Duration Sampling

O método State Duration Sampling é um método sequencial que cria um histórico cronológico dos estados para cada componente individualmente dentro de um sistema. Este método utiliza funções de distribuição para simular a duração dos estados de cada componente. Num esquema com dois estados para um componente, essas funções são normalmente assumidas como exponenciais, representando os estados de funcionamento e de reparação. No entanto, outras distribuições podem ser facilmente utilizadas [10],[23].

Os passos do método State Duration Sampling podem ser resumidos da seguinte forma:

Passo 1: Especificar o estado inicial de cada componente. Geralmente, assume-se que todos os componentes inicialmente estão disponíveis.

Passo 2: Assumindo uma distribuição exponencial, o estado dos componentes para cada instante de tempo é dado por [10]

$$T_i = -\frac{1}{\lambda_i} \ln U_i \quad (2.4)$$

onde  $U_i$  é um número aleatório uniformemente distribuído entre  $[0,1]$ . Se o estado presente é disponível,  $\lambda_i$  é a taxa de falhas do componente  $i_{th}$ . Se o estado presente é indisponível,  $\lambda_i$  é a taxa de reparações do componente  $i_{th}$ .

Passo 3: Repetir o passo 2 num determinado intervalo de tempo (anos) e guardar os valores de amostragem de cada duração de estado para todos os

componentes. Construindo um diagrama cronológico de transição de estados para cada componente, como na figura 2.3.

Passo 4: O diagrama cronológico de transição de estados do sistema obtém-se combinando todos os diagramas cronológicos de transição de estados dos componentes, como ilustrado na figura 2.4.

Passo 5: Calcular os índices de fiabilidade sobrepondo o diagrama de geração disponível do sistema com o diagrama de carga.

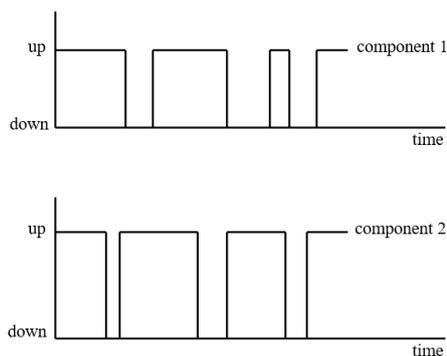


Figura 2.3: Diagrama cronológico de transição de estados para cada componente. Com base em [10].

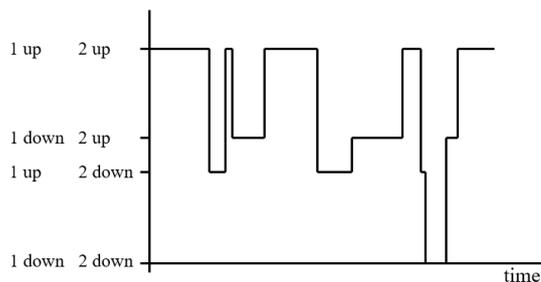


Figura 2.4: Diagrama cronológico de transição de estados do sistema. Com base em [10].

### 2.4.3 State Transition Sampling

O método State Transition Sampling é uma abordagem sequencial que se concentra nas transições de estado do sistema como um todo, em vez de considerar as transições nos componentes individuais. Parte do pressuposto de que os tempos de transição dos componentes, tanto de falha quanto de reparo, seguem uma distribuição exponencial. Neste contexto, a taxa total de transição para fora do estado atual do sistema é determinada como a soma das taxas de transição individuais. Cada transição de estado de um componente do sistema pode levar à transição do estado do sistema [10],[23].

A probabilidade de o sistema atingir um desses estados é expressa pela equação 2.5.

$$P_j = P(T_j = t_0 | T = t_0) = \frac{\lambda_j}{\sum_{i=1}^m \lambda_i} \quad (2.5)$$

A soma das probabilidades de transição de estado do sistema deve ser igual a 1 (2.6).

$$\sum_{j=1}^m P_j = 1 \quad (2.6)$$

As probabilidades dos  $m$  possíveis estados alcançáveis são colocadas sucessivamente num intervalo entre  $[0,1]$ , como ilustrado na figura 2.5. Para determinar o próximo estado do sistema, um número aleatório uniforme  $U$  é gerado no intervalo  $[0,1]$ . Se  $U$  estiver dentro do segmento correspondente a  $P_j$ , isso indica que a transição do componente  $j_{th}$  leva ao próximo estado. Por meio de várias amostras, é possível criar uma sequência de transições de estados do sistema, permitindo assim estudar a fiabilidade do sistema [10],[23].

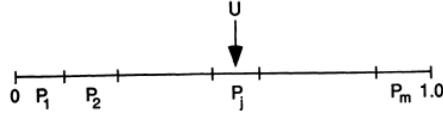


Figura 2.5: Modelo State Transition Sampling.

## 3. Caracterização dos Recursos

### 3.1 Energia Eólica Onshore

A energia eólica tem vindo a aumentar o seu contributo para a geração de energia elétrica em Portugal ao longo dos anos, como se pode verificar pela figura 3.1. O primeiro grande investimento teve início em 2005 e a partir daí a capacidade instalada aumentou significativamente até 2011, ano em que atingiu o valor de 4378 MW, sendo que em 2023, a capacidade total instalada era de 5 809 MW [24].

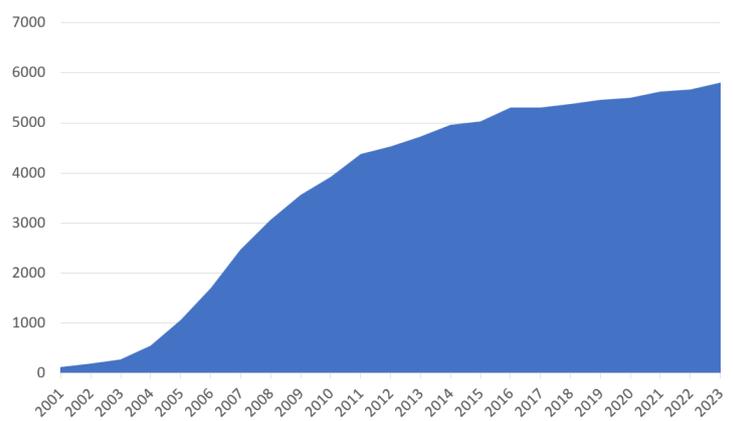


Figura 3.1: Evolução da Potência Eólica Instalada (MW) em Portugal.

Portugal, de acordo com o Roteiro da Neutralidade Carbónica, almeja atingir os 10 GW de capacidade total instalada até 2040 e em 2050 atingir os 13 GW [3]. Já no PNEC2030 almeja-se atingir 10,4 GW de capacidade total instalada em 2030 [4]. Este aumento de capacidade instalada será feito através da instalação de novos aerogeradores em locais ainda não explorados, e também através da substituição de turbinas antigas por turbinas mais recentes e eficientes e de maior capacidade, ou seja, através do chamado repowering, na literatura anglo-saxónica [25].

Em 2023, foram gerados 12,9 TWh de energia eólica representando 25% da geração total de eletricidade em Portugal.

O fator de capacidade da energia eólica em Portugal, com um valor médio de 26%, manteve-se praticamente constante e inalterável ao longo do tempo. Com-

parando o fator de capacidade da energia eólica em Portugal com o de Espanha, constata-se que os valores são semelhantes e que têm o mesmo comportamento, como se pode observar na figura 3.2.

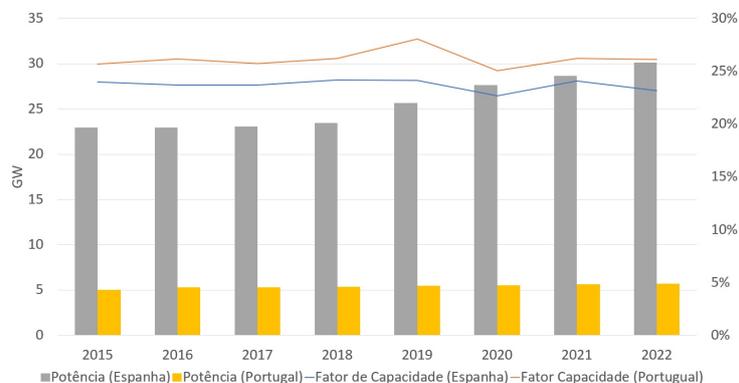


Figura 3.2: Evolução do Fator de Capacidade e da Capacidade Instalada da Energia Eólica.

Segundo a Agência Internacional para as Energias Renováveis (IRENA), o custo médio global de instalação de energia eólica onshore tem vindo a diminuir ao longo do tempo, sendo que entre 2010 e 2022 diminuiu cerca de 37%, passando dos 1897 €/kW para os 1182 €/kW. O decréscimo do custo médio global de instalação deve-se principalmente à diminuição dos custos das turbinas e das estruturas de fixação [26].

O custo médio global nivelado da energia (LCOE) eólica tem seguido a mesma trajetória do custo global médio de instalação, passando de 0,095 €/kWh, em 2010, para 0,031 €/kWh, em 2022, registando assim um decréscimo de 68%. O custo médio global nivelado da energia (LCOE) eólica onshore é calculado tendo em conta os custos totais de instalação, o fator de capacidade vitalício, os custos de manutenção, a vida económica do projeto e o custo de capital [26].

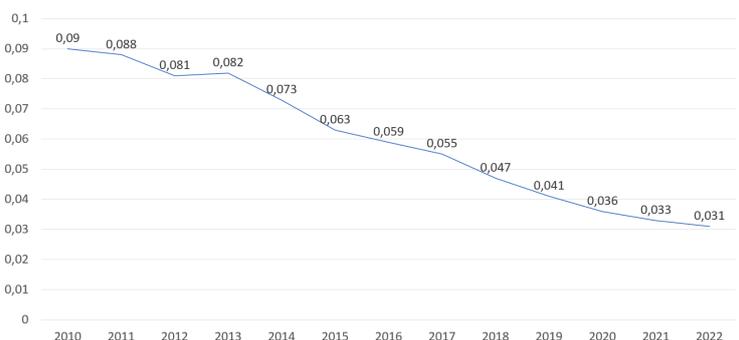


Figura 3.3: Custo médio global nivelado da Energia Eólica (€/kWh), entre 2010-2022.

## 3.2 Energia Eólica Offshore

Portugal tem um elevado potencial eólico offshore, devido à longa costa que possui e à qualidade do vento. Entenda-se qualidade como o número de horas à potência nominal. Nesse sentido e através da figura 3.4, verifica-se que a qualidade do vento offshore é superior à qualidade do vento onshore, com áreas offshore onde se tem 3900 h/ano à potencia nominal, contrastando com as horas à potência nominal onshore que em média são de 2300 h/ano [27].

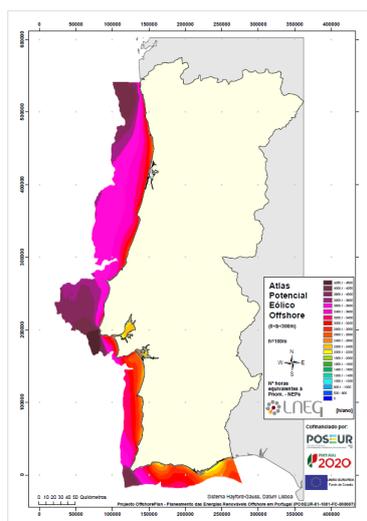


Figura 3.4: Atlas Potencial Eólico Offshore.

Portugal tem como objetivo atingir os 10 GW de eólica offshore até 2030, tendo sido já anunciado a abertura de um leilão para a atribuição de licenças de instalação de capacidade de 2 GW em 2023 [28].

Os principais pontos de interesse para a instalação de parques eólicos offshore são Viana do Castelo, Figueira da Foz, Leixões e Cascais/Sines. A Figueira da Foz será o local com a maior potência instalada, 4 GW, de seguida Viana do Castelo com 2 GW e Leixões e Sines com 1,5 GW. Ericeira e Sintra-Cascais será o local com a menor potência instalada que será de 1 GW. Com base no despacho nº11404/2022 de 23 de setembro, os locais de instalação de parques offshore apresentam um fator de capacidade médio de 43% o que comparado com o fator de capacidade onshore médio, entre 2015 e 2022, em Portugal (26%) é bastante elevado [29].

Numa primeira fase, prevê-se a instalação de 500 MW em Viana do Castelo, 1 GW na Figueira da Foz e 500 MW em Sines.

Ao largo da costa de Viana do Castelo foram instaladas eólicas offshore no âmbito do projeto WindFloat. O projeto WindFloat permitiu a criação de uma plataforma flutuante para a exploração do potencial eólico no mar com profundidades superiores a 40 metros. O projeto instalou 3 turbinas eólicas cada uma com 8,4 MW [30]. Em 2022 registou-se uma produção total de 78 GWh tendo um fator de capacidade na ordem dos 35% [31]. O que exemplifica

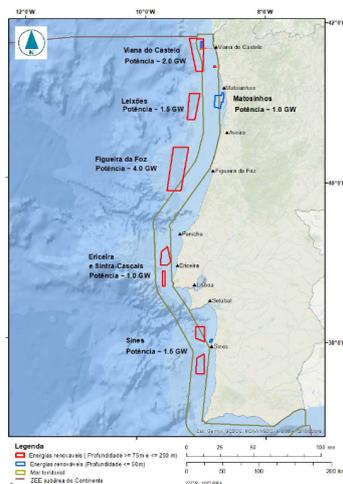


Figura 3.5: Áreas Propostas e respetivas potencias indicativas.

o grande potencial de energia eólica offshore em Portugal.

A energia eólica offshore em termos de custos de instalação e operação apresenta custos mais elevados que a energia eólica onshore devido ao ambiente marinho agressivo. Fazendo com que os custos de planeamento e desenvolvimento sejam mais elevados, e ainda com que os prazos de execução sejam mais longos. Além disso, os custos logísticos aumentam com a distância do projeto a um porto marítimo, e em águas mais profundas as fundações ficam mais dispendiosas.

O custo médio global de instalação de energia eólica offshore tem vindo a oscilar ao longo do tempo, no período de 2008 a 2015, entre os 5104 €/kW. A partir de 2015, começou a decrescer rapidamente atingindo os 2832 €/kW em 2021 e em 2022 voltou a subir ligeiramente para os 3211 €/kW [26].

Em relação ao custo médio global nivelado da energia (LCOE) eólica offshore, entre 2010 e 2022 diminuiu 59% passando de 0,18 €/KWh para 0,075 €/KWh [26].

Devido à eólica offshore ser uma tecnologia emergente em Portugal, a disponibilidade de dados para uma caracterização precisa é limitada. Por isso, recorreu-se ao Renewables Ninja para obter dados de geração dos parques eólicos mencionados anteriormente.

O Renewables Ninja utiliza dados de vento provenientes do NASA MERRA, que é uma reanálise de dados climáticos obtidos por meio de satélites, navios, boias oceânicas e estações meteorológicas [32],[33]. A partir desses dados climáticos e com acesso às curvas de potência das turbinas eólicas, os dados de velocidade do vento são convertidos em potência e apresentados para um ano em intervalos horários [34]. O Renewables Ninja permite selecionar o local exato onde se deseja obter os dados de geração por meio de coordenadas [35].

Para validar os dados provenientes do Renewables Ninja, foi realizada uma comparação entre a geração anual real e a geração anual prevista pelo ninja para o projeto WindFloat no ano de 2022. Verificou-se que a geração anual estimada

pelo ninja foi de 77,2 GWh, apresentando um erro de apenas 1% em relação à geração real obtida, demonstrando assim a precisão dos dados obtidos através do Renewables Ninja.

Outro método de validação consistiu na comparação do fator de capacidade médio dos locais previstos para a instalação de parques eólicos offshore, conforme apresentado pelo despacho nº11404/2022, com os dados obtidos através do Renewables Ninja. Observou-se que o fator de capacidade médio obtido com os dados do ninja é 2% superior, totalizando 45%.

Com base nos dados do Renewables Ninja, é possível constatar que a energia eólica offshore apresenta um melhor fator de capacidade em comparação com a eólica onshore. Além disso, o fator de capacidade durante os períodos de verão não difere significativamente do valor médio, ao contrário do que ocorre na energia eólica onshore, como ilustrado na figura 3.6.

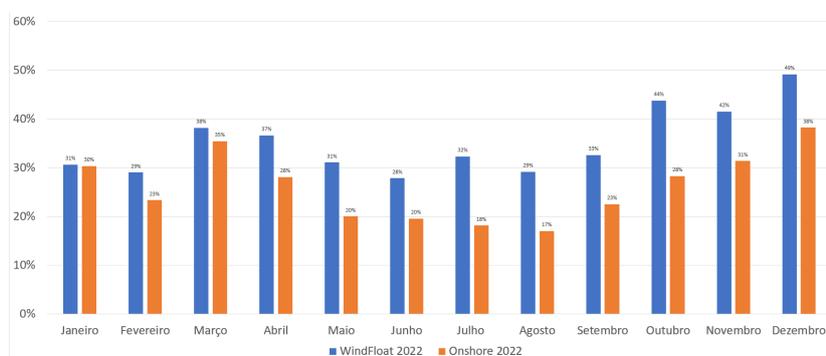


Figura 3.6: Fator de Capacidade Mensal de Energia Eólica Onshore e Offshore para o ano de 2022.

### 3.3 Energia Fotovoltaica

Portugal é um dos países da Europa com um maior potencial de aproveitamento de energia fotovoltaica, com 2200 horas/ano de insolação na região costeira norte e centro do país e 3000 horas/ano no Algarve.

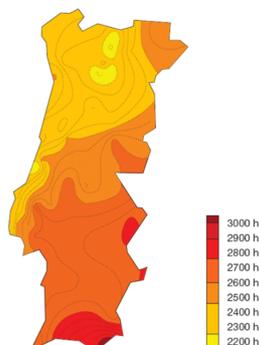


Figura 3.7: Atlas Potencial Fotovoltaico.

A capacidade instalada para a geração de energia elétrica a partir com recurso a esta tecnologia ainda é relativamente baixo comparado com o investimento feito em energia eólica e hídrica.

A partir de 2008, verifica-se um aumento mais acentuado na capacidade instalada e vem crescendo até atingir os 3 890 MW em 2023 [24].

Em 2023, foram gerados 3,6 TWh de energia solar fotovoltaica representando 6% da geração total de eletricidade em Portugal.

O fator de capacidade da energia fotovoltaica em Portugal apresenta uma tendência de queda com o aumento da capacidade instalada, sendo atualmente de 11%. Comparando o fator de capacidade de energia fotovoltaica português com o espanhol verifica-se que o fator de capacidade espanhol é ligeiramente superior, igual a 16%. E analisando o fator de capacidade espanhol verifica-se que apresenta a mesma tendência de decréscimo com o aumento da capacidade instalada, como apresentado na figura 3.8.

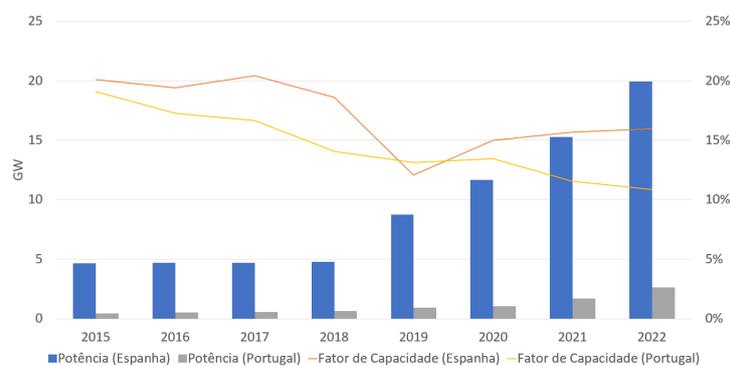


Figura 3.8: Evolução do Fator de Capacidade e da Capacidade Instalada da Energia Fotovoltaica.

De acordo com a IRENA, o custo médio global nivelado da energia (LCOE) fotovoltaica diminuiu 89% entre 2010 e 2022, de 0,39 €/kWh para 0,045 €/kWh. O principal contribuinte para a redução do LCOE médio global é a diminuição do custo dos módulos de silício cristalino, entre 2009 e 2022 tiveram uma descida média de 91%. O custo médio global de instalação de energia fotovoltaica também tem seguido a tendência de descida do LCOE, tendo diminuído 83% em relação a 2010 [26].

A energia solar fotovoltaica é dividida em dois grupos que são a energia solar fotovoltaica centralizada e a descentralizada. A energia solar fotovoltaica centralizada é a energia gerada por grandes parques solares que estão ligados diretamente à rede. A energia solar fotovoltaica descentralizada é gerada através de painéis fotovoltaicos instalados nos edifícios.

Com o intuito de aumentar a produção de energia elétrica através de energia solar fotovoltaica, é definido como objetivo, no Roteiro para a Neutralidade Carbónica, atingir 13 GW de energia solar fotovoltaica centralizada e 13 GW de energia solar fotovoltaica descentralizada, até 2050 [3].

Em complementaridade ao Roteiro da Neutralidade Carbónica o Plano Nacional

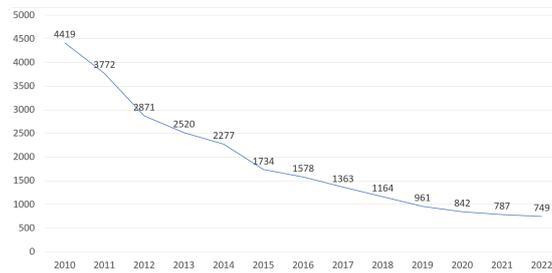


Figura 3.9: Custo médio global de Instalação de Energia Fotovoltaica (€/kW), entre 2010-2022.

Energia-Clima (PNEC) introduz metas intermediárias que são atingir os 8,4 GW até 2025 e os 20,4 GW de capacidade instalada até 2030. Sendo que 75% da nova potência será em energia fotovoltaica centralizada e 25% será em descentralizada [4].

### 3.4 Energia Hidroelétrica

A energia hidroelétrica em Portugal destaca-se como a principal fonte de energia renovável, possuindo a maior capacidade instalada. Este crescimento foi impulsionado por diversas medidas delineadas no Programa Nacional de Barragens com Elevado Potencial Hidroelétrico (PNBEPH). O principal objetivo deste programa era atingir os 7 000 MW de capacidade instalada até 2020, o que implicava um aumento de 2055 MW entre 2007 e 2020.

Inicialmente, foram realizados reforços nas centrais hidroelétricas de Picote e Bemposta, aumentando a capacidade em 231 MW e 178 MW, respetivamente. Além disso, estava prevista a implementação de três grandes aproveitamentos, com entrada prevista em operação entre 2012 e 2013: Alqueva II (central reversível com 260 MW), Baixo Sabor (170 MW) e Ribeiradio (70 MW). No entanto, apenas o aproveitamento Alqueva II foi concluído em 2012, enquanto Baixo Sabor entrou em operação em 2016 e Ribeiradio em 2015 [36].

Estas medidas totalizaram apenas 909 MW dos 2055 MW necessários para cumprir as metas estabelecidas, sendo assim selecionado um grupo de aproveitamentos hidroelétricos a implementar garantido uma potência instalada adicional de 1150 MW.

Atualmente, Portugal possui uma capacidade total instalada de 8142 MW, dos quais 394 MW correspondem a mini-hídricas e 7 748 MW a hídricas [24].

Em Portugal, são usados dois tipos de aproveitamento de energia hídrica que são as albufeiras e o fio de água. As albufeiras armazenam água para a geração de energia elétrica, podendo ou não serem equipadas com sistemas de bombagem. O fio de água usa a força da corrente do rio para gerar energia elétrica, fazendo com que a geração seja variável.

O armazenamento de energia através da água retida nas albufeiras e do uso de sistemas bombagem, é uma das soluções mais interessante desta tecnologia, pela gestão que permite do recurso primário, podendo, por exemplo, contribuir para

mitigar os efeitos da variabilidade da geração de energia eólica e fotovoltaica [37]. Devido a este facto, a capacidade total instalada de bombagem tem aumentado ao longo do tempo, conforme ilustrado pela figura 3.10, alcançando 3659 MW, representando um aumento de 252% entre 2011 e 2023. As albufeiras com maior capacidade de armazenamento de energia em Portugal são o Alto Rabagão [1049 GWh], Alqueva [442 GWh], Cabril [223 GWh] e Alto Lindoso [249 GWh].

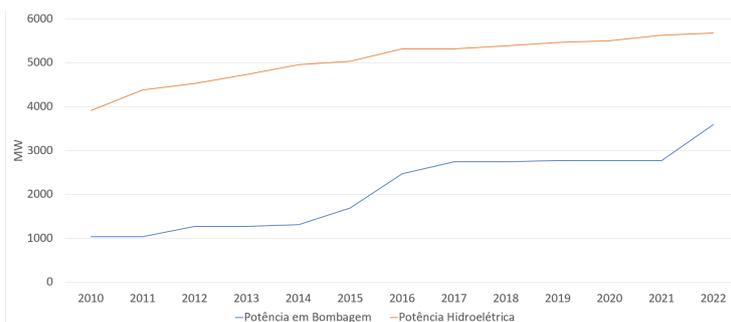


Figura 3.10: Evolução da Potência Hidroelétrica e da Potência em Bombagem Instalada em Portugal.

A produção de energia elétrica através de energia hídrica tem apresentado variações ao longo do tempo, principalmente devido a períodos de seca intensa que resultam numa produção significativamente menor. Na figura 3.11, pode-se observar o impacto da seca extrema na geração de energia elétrica, como por exemplo, em 2012, onde se registou uma produção de 6,5 TWh, e em 2017, onde se registou uma produção de 7,4 TWh. Fazendo assim com que fator de capacidade seja consideravelmente menor, uma vez que o fator de capacidade médio é de 19%.

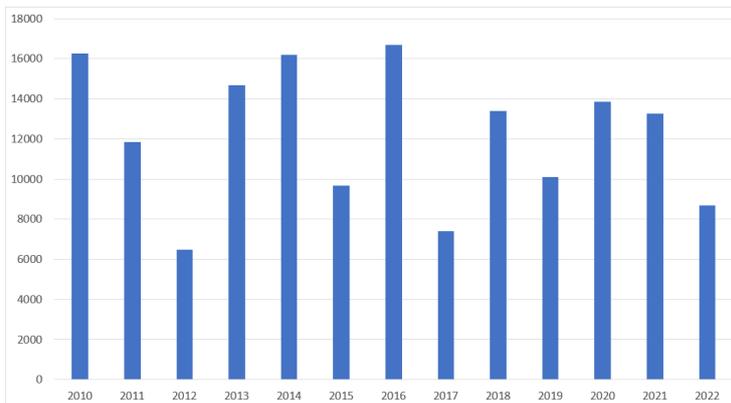


Figura 3.11: Evolução da Geração de Energia Hidroelétrica (GWh)

O custo médio global de instalação de energia hídrica tem vindo a aumentar ao longo dos anos registando em 2022 um valor de 2674 €/kW. Quanto ao custo médio global nivelado da energia (LCOE) hídrica, também tem vindo a aumentar, sendo igual a 0,057 €/kWh [26].

Em relação ao aumento de capacidade instalada, foi iniciado em 2014 a cons-

trução do projeto do Tâmega que engloba a construção de 3 centrais hidroelétricas (Gouvães, Daivões e Alto Tâmega) que terão uma capacidade total de 1158 MW. As centrais hidroelétricas de Gouvães (880 MW) e Daivões (118 MW) já estão em funcionamento e prevê-se que a construção da central hidroelétrica do Alto Tâmega (160 MW) seja terminada na primavera de 2024 [38]. Comparando a capacidade de armazenamento deste projeto (200 milhões de metros cúbicos) com a capacidade de armazenamento do Alqueva (4 mil milhões de metros cúbicos) o armazenamento é relativamente pequeno. A grande vantagem deste projeto é a potência de bombagem que será de 900 MW enquanto que no Alqueva a potencia de bombagem é de 256 MW.

### 3.5 Energia Termoelétrica

A geração termoelétrica baseada em combustíveis fósseis tem sido a principal fonte para atender à procura energética nos últimos anos. No entanto, esta abordagem enfrenta grandes desafios devido à emissão de gases de efeito estufa e outros poluentes, uma vez que utiliza fontes primárias como carvão e o gás.

Portugal tem tomado medidas para reduzir a utilização de centrais termoelétricas, com recurso a combustíveis fósseis, visando diminuir a capacidade instalada. Inicialmente, procedeu ao encerramento das centrais a carvão, como a central de Sines em janeiro de 2021 (1256 MW), seguida pela central do Pego em novembro de 2021 (830 MW). Há planos futuros para o encerramento das centrais a gás ainda em funcionamento. Contudo, o encerramento destes centros produtores de energia a gás natural suscita discussões em relação às características das fontes renováveis e à necessidade de garantir o fornecimento energético. Assim, tais encerramentos serão realizados apenas após assegurar uma segurança adequada e a qualidade do abastecimento.

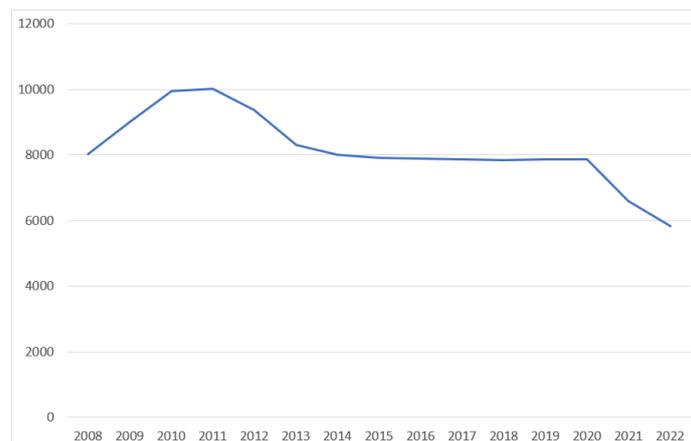


Figura 3.12: Evolução da Potência Termoelétrica Instalada (MW) em Portugal

Atualmente, Portugal possui uma capacidade instalada de 5823 MW, mas tem como meta reduzi-la para 200 MW até 2050, conforme estabelecido pelo Roteiro da Neutralidade Carbónica [3],[39].

O custo médio global nivelado da energia (LCOE) proveniente de combustíveis fósseis é ligeiramente superior ao custo de geração de energia elétrica através de fontes renováveis. O LCOE médio com gás natural é de 0,07 €/KWh, enquanto o de carvão é de 0,10 €/KWh.

### 3.6 Biomassa

Em Portugal, a biomassa é definida pelo Decreto-Lei n.º 127/2013 como o conjunto de produtos constituídos, no todo ou em parte, por matéria vegetal proveniente da agricultura ou da silvicultura, que pode ser utilizada como combustível para a produção de energia elétrica [40]. Embora seja uma alternativa viável aos combustíveis fósseis na geração de energia elétrica, a sua utilização apresenta tanto vantagens quanto desvantagens.

Uma das desvantagens notáveis é a variabilidade na composição da biomassa residual, o que pode acarretar dificuldades no funcionamento e na eficiência da combustão. Em comparação com o carvão e o gás natural, a biomassa tem um poder calorífico inferior. No entanto, a principal vantagem do seu uso é ser uma fonte de energia renovável, sendo Portugal um país com abundância deste recurso.

A capacidade instalada tem apresentado flutuações ao longo dos últimos 13 anos, estando atualmente em cerca de 768 MW.

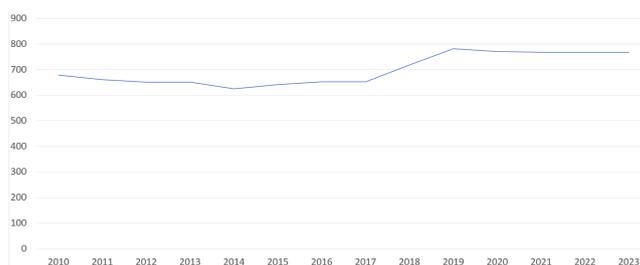


Figura 3.13: Evolução da Capacidade instalada de Biomassa (MW).

A geração de energia elétrica utilizando biomassa como fonte primária apresentou um crescimento entre 2010 e 2013, mas essa tendência inverteu-se a partir de 2014, retornando apenas em 2019. Este retorno resultou num aumento significativo, levando a uma produção de 3,4 TWh em 2021. No entanto, em 2023, observou-se uma diminuição para 2,9 TWh, representando 7% da energia elétrica total gerada [24].

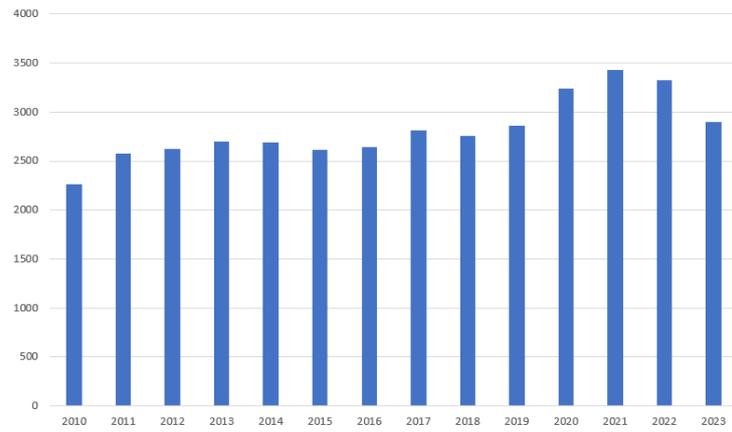


Figura 3.14: Evolução da Geração de Biomassa (GWh).

O custo médio global de instalação da biomassa tem oscilado ao longo dos anos, atingindo em 2022 o valor de 1998 €/kW. Quanto ao custo médio global nivelado da bioenergia (LCOE), também tem variado, fixando-se em 0,056 €/kWh em 2022 [26].

## 4. Metodologia

### 4.1 Geração

#### 4.1.1 Geração Síncrona Térmica

A geração síncrona compreende toda a geração termoelétrica e a grande hidroelétrica, mas a hidroelétrica será simulada com recurso a modelos diferentes dos apresentados nesta secção. Esta decisão é motivada pelo facto de o recurso hídrico apresentar variabilidade (períodos de seca intensa, por exemplo), tornando-o não adequado para o tipo de modelos usados com a geração síncrona térmica em que se considera que a única razão para a sua indisponibilidade é uma possível avaria mecânica.

A modelação da geração síncrona térmica é realizada através de um modelo de Markov de dois estados, conforme ilustrado na figura 4.1. Esses dois estados são: disponível e indisponível. A determinação do estado de vários geradores síncronos é feita utilizando o método State Duration Sampling, que se baseia no tempo médio até a falha e no tempo médio até a reparação, assumidos como funções exponenciais [10].

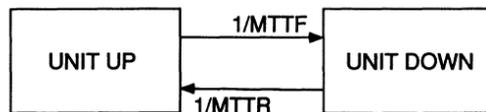


Figura 4.1: Modelo de Markov de dois estados.

O método envolve a criação de uma sequência cronológica de estados de cada componente, com base nas equações 4.1 e 4.2. Inicialmente, assume-se que o componente está disponível. Então, o primeiro tempo a ser calculado é o tempo até a falha (TTF), onde  $\lambda$  representa a taxa de falhas desse componente. Em seguida, calcula-se o tempo até a reparação (TTR), onde  $\mu$  é a taxa de reparação do componente. Ambos os tempos dependem de  $U$ , que é um número aleatório uniformemente distribuído entre  $[0,1]$ .

$$TTF = -\frac{1}{\lambda} \ln U \quad (4.1)$$

$$TTR = -\frac{1}{\mu} \ln U \quad (4.2)$$

Esta sequência de cálculo é repetida até obter uma sequência de estados de cada componente para um intervalo de tempo de um ano, semelhante à figura 4.2. As taxas de falha e reparação de cada gerador são obtidas através da REN, que fornece dados sobre o número de falhas programadas, planeadas e fortuitas, utilizando registos de indisponibilidade [41]. Esses registos garantem que as taxas reflitam o mais fielmente possível a realidade.

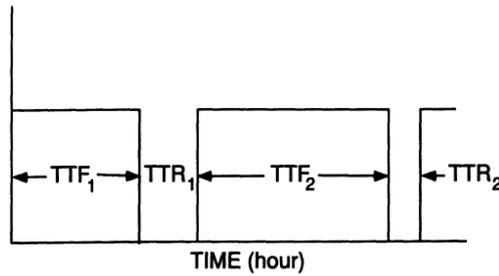


Figura 4.2: Sequência de Estado de um Componente

A partir desses dados e considerando o número de falhas fortuitas durante um período de tempo, a taxa de falha é calculada dividindo o número de falhas fortuitas pelo número de horas de operação, sendo estas as horas em que o gerador está em funcionamento. A taxa de reparação, utilizando os mesmos dados, é calculada dividindo-se o número de falhas num determinado período pelo número de horas em que o gerador esteve indisponível devido às falhas.

#### 4.1.2 Geração Renovável

A modelação das fontes renováveis usadas para a geração de energia elétrica será realizada utilizando o método Markov Chain Monte Carlo (MCMC) de primeira ordem. Este método permite a geração de dados sintéticos de geração com base em dados históricos. A primeira etapa do método envolve a discretização dos dados de geração com base no número de estados ( $n$ ) previamente definido. Com o número de estados definido, uma matriz  $n \times n$  é criada, conhecida como matriz de probabilidade de transição de estado ( $P$ ):

$$P = \begin{bmatrix} p_{11} & p_{12} & \dots & p_{1n} \\ p_{21} & p_{22} & \dots & p_{2n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ p_{n1} & p_{n2} & \dots & p_{nn} \end{bmatrix} \quad (4.3)$$

Cada linha da matriz corresponde ao estado atual do processo, enquanto cada coluna corresponde ao possível estado seguinte. Por exemplo,  $p_{12}$  representa a probabilidade de transição do estado 1 para o estado 2. A soma das linhas da matriz é igual a 1, refletindo a probabilidade do estado atual transitar para qualquer estado possível.

$$\sum_{j=1}^n p_{ij} = 1 \quad (4.4)$$

Os valores na matriz, que refletem a probabilidade de transição entre estados, são calculadas com base no número de transições entre estados  $n_{ij}$  e o número total de transições desse estado.

$$p_{ij} = n_{ij} / \sum_j n_{ij} \quad (4.5)$$

A matriz de probabilidade de transição de estado é então transformada na sua forma cumulativa.

$$pc_{ij} = \sum_{j=1}^j p_{ij} \quad (4.6)$$

A partir da matriz de probabilidade cumulativa de transição de estados pode ser feita a geração de dados sintéticos da energia produzida. Primeiramente, um estado inicial é selecionado aleatoriamente. Em seguida, um número aleatório entre 0 e 1 é gerado utilizando uma distribuição uniforme. Para selecionar o próximo estado, o número aleatório gerado é comparado com a linha de probabilidades correspondentes ao estado atual. O próximo estado é selecionado quando o número aleatório está entre a probabilidade acumulada do estado anterior e a probabilidade acumulada do próximo estado.

Para validar o método, dados de geração eólica, fotovoltaica e hídrica foram coletados no período de 2010 a 2023. Com base nesses dados históricos, foram calculados índices, apresentados na tabela 4.1, como potência média anual, desvio padrão relativo à potência e geração média anual para cada tecnologia, que serão usados como medida de comparação com os resultados das simulações.

Tabela 4.1: Índices Calculados com Base nos Dados Históricos.

Tecnologia	Potência Média Anual [GW]	Desvio Padrão relativo à potência	Geração Média Anual [GWh]
Eólica Onshore	1,32	1	11602
Fotovoltaica	0,41	0,55	3592
Hídrica	1,39	1,18	12193

Foram realizadas várias simulações para cada tecnologia, variando o número de estados e o número de simulações. Na energia eólica onshore, inicialmente foram definidos 75 estados e 5000 simulações. Os resultados mostram que os valores simulados se aproximaram dos valores reais, tendo, a geração média anual apresentado o maior erro, 4%.

Dada a existência de alguma variabilidade sazonal na disponibilidade das fontes renováveis optou-se pela construção de um matriz mensal de transição de estados

em vez da construção de uma única matriz para todo o ano. Houve ainda a necessidade de aumentar quer o número de estados quer o número de simulações como forma de procurar melhorar a qualidade dos resultados obtidos.

Tabela 4.2: Geração Eólica Onshore Média Mensal Simulada.

Mês	Geração Média Real Mensal[GWh]	Geração Média Mensal[GWh] (1 Matriz)	Geração Média Mensal [GWh] (12 Matrizes)
Janeiro	1231	768	903
Fevereiro	1136	867	1075
Março	1210	962	1199
Abril	920	934	960
Maio	870	958	832
Junho	718	933	717
Julho	751	958	714
Agosto	748	964	702
Setembro	678	927	654
Outubro	961	946	839
Novembro	1206	929	1082
Dezembro	1269	960	1258

De forma a aproximar os índices simulados aos reais aumentou-se o número de simulações para 20000 e o número de estados para 150.

Com esses ajustes, os valores simulados para potência média anual e desvio padrão coincidiram com os valores reais, como se pode verificar na tabela 4.3. A geração média anual aproximou-se ainda mais do valor real, com um erro de apenas 0,35%. A geração média mensal simulada seguiu a mesma tendência que a geração média anual, apresentando pequenas diferenças em relação ao valor real.

Tabela 4.3: Índices de Eólica Onshore simulados.

Tecnologia	Potência Média Anual [GW]	Desvio Padrão relativo à potência	Geração Média Anual [GWh]
Eólica Onshore	1,32	1	11561

Ao longo das várias simulações, foi evidente que o aumento no número de estados levou a uma maior aproximação dos índices simulados aos valores reais, sendo que a partir de um determinado número de estados a potência média anual e o desvio padrão mantinham-se iguais aos valores reais e apenas a geração média anual aumentava. Portanto, foram realizadas várias simulações aumentando progressivamente o número de estados até que a geração média anual simulada se estabilizasse e se aproximasse o máximo possível do valor real. Permitindo assim definir o número final de estados e de simulações a serem utilizados, que são respetivamente 620 e 20000.

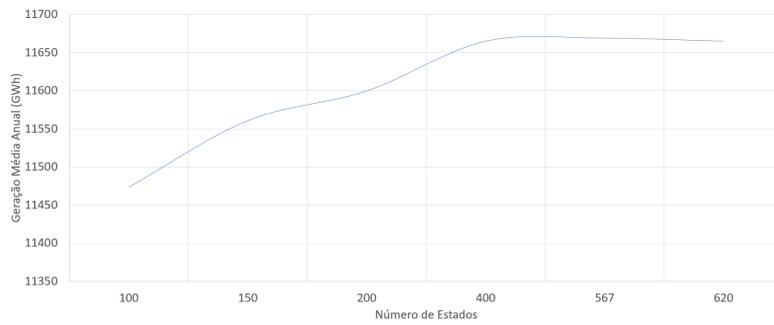


Figura 4.3: Evolução da Geração Eólica Onshore Média Anual com o número de estados.

Na energia hídrica, ao analisar os dados históricos, também se constatou que a geração média mensal varia ao longo dos meses do ano, sendo os meses no período do verão que apresentam uma menor geração, como se verifica na tabela 4.4. Com base no conhecimento adquirido na validação da energia eólica, optou-se por seguir o mesmo método de criar uma matriz de probabilidade de transição de estados para cada mês do ano. Além disso, manteve-se o mesmo número final de simulações utilizado na energia eólica.

Tabela 4.4: Geração Hídrica Média Mensal com base nos dados históricos.

Mês	Geração Média Mensal [GWh]
Janeiro	1631
Fevereiro	1464
Março	1536
Abril	1364
Maio	979
Junho	686
Julho	554
Agosto	489
Setembro	585
Outubro	703
Novembro	1040
Dezembro	1341

Inicialmente, foi estabelecido um número de estados igual a 150. Comparando os índices obtidos com os valores reais, tornou-se evidente que o número de estados precisava ser aumentado.

Assim, o número de estados foi incrementado para 200, e observou-se uma maior proximidade entre os índices simulados e os valores reais. Contudo, ainda havia uma distância considerável entre eles. Diante disso, decidiu-se aumentar significativamente o número de estados, chegando a 814.

Com esse aumento, tanto a potência média anual quanto o desvio padrão obtidos melhoraram. Em comparação com os valores reais, constatou-se que os

resultados coincidiram, exceto pela geração média anual, que apresentou um erro de 0,48%.

Tabela 4.5: Índices da Geração Hídrica.

Índices	Dados Reais	Dados Simulados (814 estados)
Potência Média Anual (GW)	1,39	1,39
Desvio Padrão relativo à potência	1,18	1,18
Geração Média Anual (GWh)	12193	12135

Na energia eólica offshore, através do despacho nº11404/2022 de 23 de setembro, foram obtidas as coordenadas dos locais onde os parques eólicos offshore serão instalados. Ao inserir essas coordenadas no Renewables Ninja, foi possível obter o perfil de geração de cada local ao longo de um período de 23 anos (2000-2022).

Tabela 4.6: Geração Eólica Offshore Média Mensal em diferentes locais.

Mês	Figueira Foz	Viana do Castelo
Janeiro	1340	688
Fevereiro	1227	613
Março	1317	664
Abril	1232	602
Mai	1273	599
Junho	1186	549
Julho	1334	610
Agosto	1295	612
Setembro	1006	498
Outubro	1198	618
Novembro	1360	692
Dezembro	1423	725

Ao analisar esses perfis de geração dos vários locais onde os parques eólicos offshore serão instalados, foi possível concluir que a geração média mensal dos parques não varia significativamente ao longo do ano e é praticamente constante. Habitualmente é uma característica diferenciadora da eólica onshore e da eólica offshore. Por isso, na geração de dados sintéticos, não se adota a estratégia de calcular uma matriz de probabilidade de transição para cada mês, mas sim de calcular uma matriz única.

Para os diferentes locais, foi adotada a mesma estratégia de usar o mesmo número de simulações das tecnologias anteriores e aumentar o número de estados até que a potência média anual, o desvio padrão e a geração média anual simulados coincidissem ou fossem o mais próximos possível em relação aos valores reais.

A energia fotovoltaica, com base nos dados históricos, demonstra o mesmo perfil de geração média mensal observado na energia eólica onshore e na hídrica. Por conseguinte, foi aplicada a mesma estratégia utilizada nas energias anteriormente mencionadas, ou seja foram usadas matrizes mensais de transição de estados.

Os dados históricos de geração fotovoltaica, foi necessário normalizá-los devido ao aumento significativo da capacidade instalada ao longo do tempo. Sem essa normalização, os dados de geração produzidos não refletiriam a realidade atual. A normalização consistiu em cada ano dividir todos os dados horários de potência pelo máximo de potencia horária do ano respetivo e depois multiplicados pela capacidade instalada do ano usado como referência.

Para calcular a matriz de probabilidade de transição de estados para cada mês, foi essencial inicialmente dividir os dados em períodos diurnos e noturnos, uma vez que a geração fotovoltaica é nula durante a noite.

Após o cálculo das matrizes e mantendo o mesmo número de simulações considerado anteriormente (20000), foram realizadas várias simulações, aumentando progressivamente o número de estados para que a potência média anual, o desvio padrão e a geração média anual se aproximassem ou coincidissem com os valores reais. Durante as simulações, devido ao facto de se ter dividido o dia em período com insolação (dia) e período sem insolação (noite) ficou evidente que era necessário definir um estado inicial diferente de zero, pois quando o estado inicial é considerado como zero, os valores obtidos são discrepantes em relação aos dados reais.

### 4.1.3 Geração com Recurso a Bombagem Hidroelétrica

A bombagem hidroelétrica em albufeiras permite transferir água de um reservatório inferior para o superior, durante períodos em que a haja disponibilidade de energia no sistema, armazenando assim energia. Esta energia armazenada pode posteriormente ser utilizada em momentos oportunos para satisfazer a procura [42].

A modelação da bombagem hidroelétrica requer a consideração da capacidade máxima de armazenamento de água em albufeiras com capacidade de bombagem, tanto no reservatório superior como no reservatório inferior, assim como a capacidade de potência de bombagem [43],[44].

Tabela 4.7: Capacidade de Armazenamento Hídrico.

Armazenamento Hídrico	Energia [GWh]
Total	3195
Com Bombagem	1985

O modelo compara a produção total do sistema com a procura em cada instante. Se houver disponibilidade de produção, e se o reservatório inferior tiver energia suficiente para ser bombeada para o reservatório superior, então a quantidade de energia a ser bombeada depende do excedente de potência. Se o excedente de potência for superior à capacidade máxima de bombagem, então a potência

usada em bombagem é limitada pela capacidade instalada em bombagem. Caso contrário, a capacidade de bombagem corresponde ao excedente de potência [43].

Se a produção for inferior à procura, e se houver energia suficiente armazenada para gerar energia, então a quantidade de energia gerada depende da potência em falta. Se a potência em falta for superior à capacidade máxima de geração dos sistemas com bombagem, então a potência de geração é limitada pela potência máxima. Caso contrário, a capacidade de geração corresponde à potência em falta [43].

Em ambos os casos, é necessário atualizar os níveis de armazenamento nos reservatórios superior e inferior. No caso de bombagem de energia, a energia bombeada do reservatório inferior é subtraída do seu armazenamento e adicionada ao armazenamento do reservatório superior. No caso da geração de energia, a energia gerada é subtraída do armazenamento do reservatório superior e adicionada ao armazenamento do reservatório inferior até atingir o seu máximo. Se o reservatório inferior estiver cheio e a geração dos sistemas com bombagem continuar a existir, considera-se que essa água não volta a ser usada no ciclo bombagem-geração.

## 4.2 Carga

Os modelos de carga empregues no cálculo dos índices variam consoante os métodos utilizados para a sua determinação. Os dois principais modelos são a curva de carga cronológica e a curva de duração de carga. A curva de carga cronológica enumera a carga de forma sequencial ao longo do tempo, enquanto que a curva de duração de carga organiza os níveis de carga do maior para o menor ao longo do mesmo período [20].

A escolha entre estes métodos depende da abordagem de cálculo dos índices que for selecionada. A curva de carga cronológica é preferida quando se utiliza uma simulação de Monte Carlo cronológica, enquanto a curva de duração de carga é aplicada numa abordagem de Monte Carlo não cronológica [22]. Na abordagem semi-cronológica do cálculo dos índices, opta-se pela curva de carga cronológica [21].

A curva cronológica base utilizada será a curva de carga de 2023, disponível no DataHub da REN [45]. Esta curva é caracterizada por uma ponta máxima de potência de 9362 MW e uma ponta mínima de potência de 3545 MW. Esta base será ajustada anualmente no cálculo dos índices.

## 4.3 Cálculo dos Índices de Fiabilidade

Após a construção dos modelos para todas as tecnologias usadas para a geração de eletricidade, é criado um diagrama geral de disponibilidade de geração do sistema, que consiste na soma dos diagramas das disponibilidades individuais de geração das tecnologias. Para calcular os índices, é necessário sobrepor o diagrama geral de geração do sistema com a curva cronológica de carga, de

forma a obter o modelo de margem disponível do sistema, como ilustrado na figura 4.4.

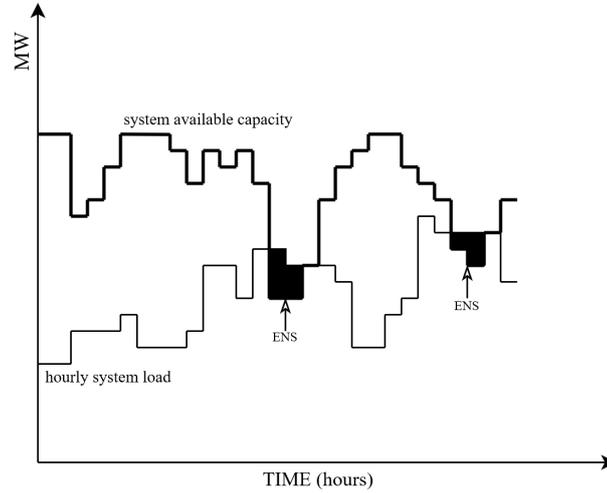


Figura 4.4: Sobreposição do Diagrama de Geração do sistema com o Diagrama da carga horária.

Uma margem positiva significa que a geração do sistema é suficiente para satisfazer a carga, enquanto uma margem negativa indica que a geração do sistema não é suficiente e resultará em perda de carga esperada. Utilizando as equações 4.7 e 4.8, onde  $LLD$  representa a duração de perda de carga e  $ENS$  a energia não fornecida de um ano, é possível calcular os índices para  $N$  simulações de um ano.

$$LOLE = \frac{\sum_{i=1}^N LLD_i}{N} \quad (4.7)$$

$$LOEE = \frac{\sum_{i=1}^N ENS_i}{N} \quad (4.8)$$

## 4.4 Ferramenta

Para implementar os métodos delineados previamente, foi desenvolvida uma ferramenta matemática no ambiente MATLAB. Esta ferramenta consiste numa estrutura principal (main) que permite a definição de parâmetros iniciais, como o número de simulações, o ano e o cenário. Estes parâmetros permitem escolher entre os cenários base criados e o ano em que se pretende simular esses cenários.

```

%Parâmetros Iniciais
numSim = 20000;
Ano = 2040; % 2025,2030 ,2035,2040
Cenario = 1; % Cenário 1(1);Cenário 2(2);Cenário 3(3)

```

Figura 4.5: Definição Parâmetros Iniciais.

Além dos parâmetros iniciais, a ferramenta incorpora doze funções que simulam o perfil anual de geração de cada tecnologia utilizada na produção de energia elétrica, aplicando os métodos previamente descritos.

Os dados necessários para realizar as simulações, como dados históricos de geração das energias renováveis para a geração de dados sintéticos, a carga e os perfis de geração para cada ano da simulação, estão armazenados num ficheiro Excel, ao qual a ferramenta acede quando necessário.

Os parâmetros iniciais, como o ano e o cenário, determinam a evolução da capacidade instalada das tecnologias de geração utilizadas, bem como a carga utilizada para o cálculo dos índices. A carga para o cálculo dos índices é obtida através da leitura da carga correspondente ao ano escolhido no ficheiro Excel, somando o perfil de carregamento definido pelo cenário a simular, também lido do ficheiro Excel.

```

elseif Ano == 2035 && Cenario == 1
    Ut_Int = 0.1; % Percentagem de utilização das interligações
    anoseco = 0; % Ano hidrologico normal (0) Ano hidrologico seco (1)
    EvEolicaOnshore = 2.05;
    EvFotovoltaica = 11.73;
    EvBiomassa = 2.08;
    EvInterligacoes = 1.56;
    Carga = xlsread('Dados Simulação.xlsx','Carga','I4:I35043');
    VE = xlsread('Dados Simulação.xlsx','VEs','L5:L100');
    VE = repmat(VE,365,1);
    Carga = Carga + (VE/1000);
    [EolicaOffshore_VCastelo] = EolicaOffshoreVCastelo_350 (numSim) * 1;
    geracaoMatriz = geracaoMatriz + EolicaOffshore_VCastelo;
    clear EolicaOffshore_VCastelo
    [EolicaOffshore_FigFoz] = EolicaOffshoreFigFoz_400 (numSim) * 0.5;
    geracaoMatriz = geracaoMatriz + EolicaOffshore_FigFoz;
    clear EolicaOffshore_FigFoz
    [EolicaOffshore_Sines] = EolicaOffshoreSines_300 (numSim) * 0.66;
    geracaoMatriz = geracaoMatriz + EolicaOffshore_Sines;
    clear EolicaOffshore_Sines
    [EolicaOffshore_Leixoes] = EolicaOffshoreLeixoes_300 (numSim)*0.33;
    geracaoMatriz = geracaoMatriz + EolicaOffshore_Leixoes;
    clear EolicaOffshore_Leixoes
    [EolicaOffshoreEriceira] = EolicaOffshoreEriceira_125 (numSim)*0.5;
    geracaoMatriz = geracaoMatriz + EolicaOffshoreEriceira;
    clear EolicaOffshoreEriceira
    [EolicaOffshore_SintraCascais] = EolicaOffshoreSintraCascais_75 (numSim)*0.5;
    geracaoMatriz = geracaoMatriz + EolicaOffshore_SintraCascais;
    clear EolicaOffshore_SintraCascais

```

Figura 4.6: Definição dos parâmetros de evolução da Capacidade Instalada e Carga para o ano 2035 e cenário 1.

Após a definição da carga e das variáveis de evolução de capacidade das várias tecnologias de geração, as funções que simulam os perfis de geração anual de cada tecnologia são invocadas. Estas funções têm como parâmetro de entrada o número de simulações, com exceção da função de geração hídrica, que requer adicionalmente um parâmetro para indicar se o ano é seco ou não, e da função de geração térmica, que requer adicionalmente o ano como parâmetro para permitir a alteração do número de geradores síncronos considerados.

```

[Termica] = StateDurationSampling_GruposGeradores_Termica (numSim,Ano);
geracaoMatriz = geracaoMatriz + Termica;
clear Termica

[EolicaOnshore] = EolicaOnshoreDivMes_620 (numSim);
EolicaOnshore = EolicaOnshore * EvEolicaOnshore;
geracaoMatriz = geracaoMatriz + EolicaOnshore;
clear EolicaOnshore

[Hidrica] = Hidrica_814_Sazonalidade (numSim,anoseco);
geracaoMatriz = geracaoMatriz + Hidrica;

```

Figura 4.7: Parâmetros de entrada das funções.

Todos os perfis de geração são agregados numa matriz geral que representa o diagrama de geração do sistema. Após a obtenção da matriz de geração do sistema, a mesma é comparada com a carga para modelar a bombagem conforme anteriormente descrito. Com uma condição adicional, uma vez que a geração hídrica e a bombagem são modeladas separadamente, é necessário garantir que quando usadas simultaneamente, não ultrapassem a capacidade instalada máxima da energia hídrica. Os dados de bombagem resultantes da comparação são armazenados numa matriz chamada "bombagem", onde, para a bombagem de energia, o valor guardado é negativo e para a geração, o valor guardado é positivo. Assim, quando a matriz de geração do sistema é somada à matriz de bombagem em períodos de bombagem, é retirada energia da matriz de geração do sistema; em momentos de geração com recurso a bombagem, é adicionada essa potência ao instante correspondente da matriz de geração do sistema.

```

for i=1:numSim
    ArmzHidrico = ArmzHidrico_max * 0.5;
    ArmzTransvase = 0;
    for n=1:35840
        if geracaoMatriz(n,i) > Carga(n)
            Exger = geracaoMatriz(n,i) - Carga(n);
            if Exger > Pombagem && ArmzHidrico <= ArmzHidrico_max && ArmzTransvase >= Pombagem && (Pombagem+Hidrica(n,i)) < Phidrica_max
                Bombagem(n,i) = -Pombagem;
            elseif Exger < Pombagem && ArmzHidrico <= ArmzHidrico_max && ArmzTransvase >= Exger && (Exger+Hidrica(n,i)) < Phidrica_max
                Bombagem(n,i) = -Exger;
            end
            ArmzHidrico = ArmzHidrico - abs(Bombagem(n,i));
            ArmzTransvase = ArmzTransvase - abs(Bombagem(n,i));
        elseif geracaoMatriz(n,i) < Carga(n)
            Fger = Carga(n) - geracaoMatriz(n,i);
            if Fger > Pombagem && ArmzHidrico > Pombagem
                Bombagem(n,i) = Pombagem;
            elseif Fger < Pombagem && ArmzHidrico > Fger
                Bombagem(n,i) = Fger;
            end
            ArmzHidrico = ArmzHidrico + Bombagem(n,i);
            ArmzTransvase = ArmzTransvase + (Bombagem(n,i));
            if ArmzTransvase > ArmzTransvase_max
                ArmzTransvase = ArmzTransvase_max;
            end
        end
    end
end
geracaoMatriztotal = geracaoMatriz + Bombagem;

```

Figura 4.8: Aplicação do Modelo da Bombagem Hidroelétrica.

Após a modelação da bombagem hidroelétrica, a matriz de geração total do sistema volta a ser comparada com a carga do sistema de forma a modelar a contribuição do armazenamento utilizando baterias. Esta modelação leva em consideração a potência máxima instalada deste tipo de armazenamento e a capacidade de armazenamento, sendo estas variáveis definidas pelo ano da simulação. O processo de modelação é semelhante ao da bombagem, anteriormente referido.

```

Bateria = zeros(35040 , numSim);

for i=1:numSim
    ArmzBat = 0;
    for n=1:35040
        if geracaoMatriztotal(n,i) > Carga(n)
            Excger = geracaoMatriztotal(n,i) - Carga (n);
            if Excger > PBateira && ArmzBat <= ArmzBateria_max
                Bateria (n,i) = -PBateira;
            elseif Excger < PBateira && ArmzBat <= ArmzBateria_max
                Bateria (n,i) = -Excger;
            end
            ArmzBat = ArmzBat + abs(Bateria (n,i));
            if ArmzBat > ArmzBateria_max
                ArmzBat = ArmzBateria_max;
            end
        elseif geracaoMatriztotal(n,i) < Carga(n)
            Fger = Carga (n) - geracaoMatriztotal (n,i);
            if Fger > PBateira && ArmzBat > PBateira
                Bateria (n,i) = PBateira;
            elseif Fger < PBateira && ArmzBat >= Fger
                Bateria (n,i) = Fger;
            end
            ArmzBat = ArmzBat - Bateria (n,i);
        end
    end
end

geracaoMatriztotal = geracaoMatriztotal + Bateria;

```

Figura 4.9: Modelação do armazenamento.

O cálculo dos índices envolve a comparação do diagrama de geração de energia do sistema com a carga para cada intervalo de tempo ao longo de um ano e para cada simulação. Sempre que a carga excede a geração, são registados o tempo de falha no abastecimento de energia e a energia não fornecida nesse momento. Estes dados são armazenados em vetores distintos para cada simulação e são multiplicados por  $\frac{1}{4}$ , uma vez que o cálculo dos índices é realizado em intervalos de 15 minutos, embora os índices sejam apresentados em intervalos horários ao longo de um ano.

```

for i=1:numSim
    LLD(:) = 0;
    ENS(:) = 0;
    for n=1:35040
        if geracaoMatriztotal(n,i) < Carga(n)
            LLD(n) = 1 / 4;
            ENS(n) = (Carga (n) - geracaoMatriztotal(n,i)) / 4;
        end
    end
    LOLE (i) = sum(LLD) ;
    LOEE (i) = sum(ENS) ;
end

```

Figura 4.10: Cálculo dos Índices para as várias simulações.

Após a comparação de todos os instantes de tempo ao longo de um ano para cada simulação, os vetores de tempo de falha na geração e de energia não fornecida são somados. Esses totais são então armazenados nos vetores LOLE e LOEE, respectivamente.

Por fim, calcula-se a média de cada vetor para obter os valores médios de LOLE e LOEE, com base no número total de simulações realizadas.

```
LOLE_medio = mean(LOLE);  
LOEE_medio = mean(LOEE)*1000;
```

Figura 4.11: Cálculo médio da LOLE e LOEE.

## 5. Casos de Estudo

O grande objetivo deste trabalho é a avaliação prospetiva da adequação do sistema eletroprodutor português, dadas as grandes transformações que se espera ocorram quer no lado da oferta quer no lado da procura. No lado da oferta, essas transformações estão muito relacionadas com a evolução da contribuição esperada das diferentes tecnologias e, no lado da procura, com o impacto da crescente eletrificação, quer em termo de consumo quer na sua forma.

A análise da evolução dos índices de fiabilidade será realizada no período de 2025 a 2040, em intervalos de 5 anos. Para calcular adequadamente estes índices, é necessário criar cenários que representem as perspetivas futuras tanto da capacidade instalada para a produção de energia elétrica como da procura.

Para tal, foram consultados documentos oficiais como o PNEC2030 [4] e o RMSA2023 [46]. O RMSA2023 apresenta várias trajetórias para a criação de cenários, sendo escolhida a trajetória "ambição", pois aproxima-se mais das metas de 2025 e 2030 apresentadas no PNEC2030 em relação à evolução da capacidade instalada de tecnologias para a geração de energia elétrica. É também, à partida, o cenário mais desafiante, em termos de adequação, uma vez que é o cenário onde se antecipam e intensificam as alterações no sistema elétrico português.

Para cada ano, foram criados três cenários base para o cálculo dos índices. Esses cenários base diferem no tipo de carregamento usado para veículos elétricos, no tipo de ano hidrológico e na percentagem de utilização das interligações entre Espanha e Portugal, considerando a capacidade das diversas tecnologias de geração e o nível de procura identificados nos referidos documentos oficiais.

Em relação à evolução da capacidade instalada, prevê-se o aumento de capacidade das várias energias renováveis usadas e a diminuição do uso de centrais termoelétricas a gás natural. Na parte das tecnologias renováveis, a energia fotovoltaica e a energia eólica offshore são as que mais aumentarão a sua capacidade instalada ao longo dos anos futuros, enquanto as restantes irão aumentando lentamente. Nas energias não renováveis, em 2030 será feito o descomissionamento da central de ciclo combinado a gás da Tapada do Outeiro, e a partir de 2030 será feito um descomissionamento progressivo da totalidade das centrais de ciclo combinado a gás até 2040.

Tabela 5.1: Evolução da capacidade instalada, em GW, para a geração de energia elétrica por tecnologia.

Tecnologia	2022	2025	2030	2035	2040
Eólica Onshore	5,67	6,3	10,4	11,7	12,9
Eólica Offshore	0	0	2,0	6,0	10,0
Hídrica	8,1	8,1	8,1	8,1	8,1
Fotovoltaica	2,66	8,4	20,4	31,2	41,2
Centrais Térmicas	5,8	5,5	4,3	3,5	0
Biomassa	0,77	1,2	1,4	1,6	2,0

Tal como a evolução da capacidade instalada para a produção de energia elétrica, tem-se também a evolução da capacidade da interligação entre Espanha e Portugal para a importação e exportação de energia elétrica, que será tida em conta em cada cenário. O PNEC2030 [4] estima que a capacidade cresça 74% em relação à capacidade atual, passando de 2700 MW para os 4700 MW.

Tabela 5.2: Evolução da capacidade de Interligação entre Espanha e Portugal.

Ano	Espanha -> Portugal
2023	2 700 MW
2025	3 600 MW
2030	4 200 MW
2035	4 200 MW
2040	4 700 MW

O armazenamento através de baterias está previsto ser integrado no sistema elétrico português até 2030, com uma capacidade inicial de 1 GW, prevendo-se um aumento progressivo até 2040, atingindo os 9 GW. No entanto, nem o PNEC2030 nem o RMSA2023 mencionam especificamente a capacidade de armazenamento das baterias.

Tabela 5.3: Evolução da capacidade instalada de armazenamento em GW.

Ano	Capacidade Instalada
2025	0
2030	1
2035	4,9
2040	9,0

Para determinar a capacidade de armazenamento das baterias a serem instaladas, foram analisadas algumas baterias já existentes. Uma delas é a bateria instalada na Universidade de Évora pela EDP, que tem uma potência de 472 kW e uma capacidade de armazenamento de 360 kWh [47]. Outra bateria analisada foi a "Hornsedale Power Reserve", localizada no sul da Austrália, sendo a primeira grande bateria ligada a um sistema elétrico. Esta bateria é composta por dois grupos de baterias: um grupo de 100 MW com uma capacidade de armazenamento de 129 MWh e outro de 50 MW com 64,5 MWh [48]. As duas

baterias analisadas demonstram relações distintas entre potência e capacidade de armazenamento, portanto, foi adotado um ponto médio, considerando uma relação potência/capacidade de armazenamento de um como referência.

No que se refere aos tipos de carregamento dos veículos, são adotados dois tipos com base no RMSA2023: o "Direct Recharging" e o "Valley Recharging". No "Direct Recharging", o carregamento é feito sempre que necessário, já no "Valley Recharging", os períodos de menor consumo à noite são privilegiados para o carregamento. Para caracterizar o diagrama de consumo de cada ano, são adotadas duas estratégias de carregamento que consistem em diferentes percentagens de uso dos tipos de carregamento mencionados anteriormente.

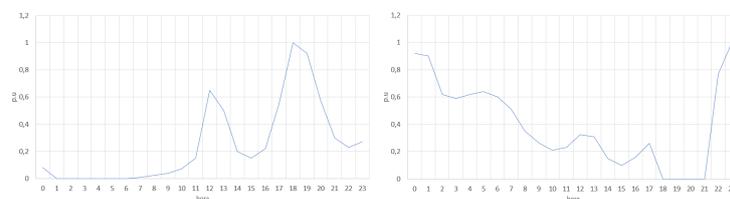


Figura 5.1: Perfis de Carregamento: Direct Recharging e Valley Recharging, respectivamente. Com base em [46].

Uma das estratégias pressupõe que 40% dos veículos elétricos usem o "Direct Recharging" e 60% usem o "Valley Recharging". A outra estratégia pressupõe que 80% optem pelo "Direct Recharging" e 20% pelo "Valley Recharging".

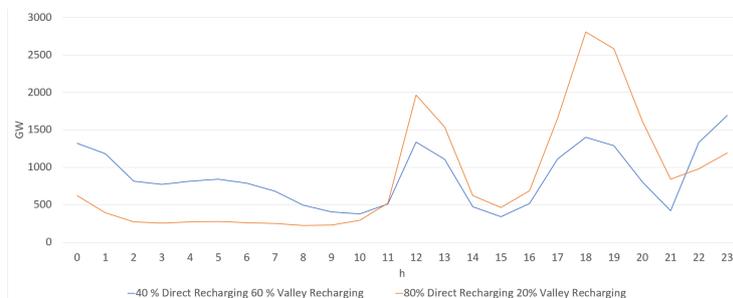


Figura 5.2: Perfis de Carregamentos VE em 2040 com duas estratégias distintas DR/VR (40/60 e 80/20).

Os perfis são obtidos tendo em conta a evolução do consumo dos veículos elétricos, que é estimada com base no número previsto de veículos elétricos para cada ano e na distância média prevista percorrida por cada tipo de veículo, considerando o consumo de energia de cada tipo de veículo por cada 100 km [46].

Os anos hidrológicos abordados nos cenários são um ano hidrológico normal e um ano hidrológico extremamente seco. O ano hidrológico extremamente seco é baseado em três anos que foram registados como secos, que foram os anos de 2012, 2017 e 2022, segundo o Instituto Português do Mar e da Atmosfera [49].

Resumindo os três cenários base para cada ano analisado, temos o seguinte:

- **Cenário 1**

- Ano hidrológico: Normal
- Interligação: Utilização de 10% da capacidade disponível
- Tipo de Carregamento: 40% "Direct Recharging" / 60% "Valley Recharging"

- **Cenário 2**

- Ano hidrológico: Seco
- Interligação: Utilização de 100% da capacidade disponível
- Tipo de Carregamento: 40% "Direct Recharging" / 60% "Valley Recharging"

- **Cenário 3**

- Ano hidrológico: Normal
- Interligação: Utilização de 10% da capacidade disponível
- Tipo de Carregamento: 80% "Direct Recharging" / 20% "Valley Recharging"

Tanto o Cenário 1 como o Cenário 3 consideram apenas o uso de 10% da capacidade de interligação entre Espanha e Portugal, com o propósito de avaliar o comportamento do sistema elétrico em relação a uma baixa taxa de importação de energia. Será também simulado o uso de 100% da capacidade de interligação nestes cenários, para avaliar se o uso total da capacidade de interligação contribui para manter os índices abaixo dos valores de referência.

Em torno destes três cenários base são depois construídos cenários alternativos para melhor análise de impacto de diversos fatores, como por exemplo a existência ou não de mais capacidade firme, para além da hídrica prevista, e algumas variações em termos de capacidade de armazenamento e de capacidade instalada de produção renovável variável.

## 6. Análise e Discussão dos Resultados

A tabela 6.1, apresenta um resumo daquilo que é a evolução prevista da capacidade instalada das tecnologias usadas para a geração de energia elétrica e a evolução da capacidade de interligação entre Espanha e Portugal para a importação e exportação de energia para os anos para os quais serão realizadas as simulações aplicando os cenários base.

Tabela 6.1: Evolução da capacidade instalada, em GW, para a geração de energia elétrica por tecnologia para os anos abordados.

Tecnologia	2025	2030	2035	2040
Eólica Onshore	6,3	10,4	11,7	12,9
Eólica Offshore	0,0	2,0	6,0	10,0
Hídrica	8,1	8,1	8,1	8,1
Fotovoltaica	8,4	20,4	31,2	41,2
Centrais Térmicas	5,5	4,3	3,5	0,0
Biomassa	1,2	1,4	1,6	2,0
Armazenamento	0,0	1,0	4,9	9,0
Interligação	3,6	4,2	4,2	4,7

Os índices obtidos para o ano de 2025 mantêm-se dentro do padrão de segurança de abastecimento (5h/ano)[46], conforme ilustrado na Figura 6.1.

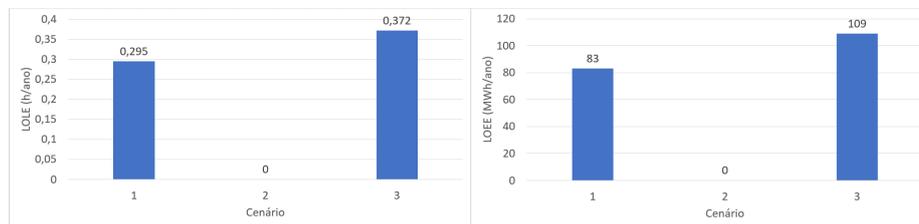


Figura 6.1: LOLE e LOEE para 2025, respetivamente.

Nos cenários base 1 e 3 de 2025, utilizando apenas 10% da capacidade máxima de interligação entre Espanha e Portugal, os índices permanecem relativamente

baixos, demonstrando a capacidade adequada do sistema para atender à procura energética.

No cenário base 2 de 2025, ao considerar o impacto da seca com a capacidade total de interligação entre os dois países, o sistema consegue suprir a procura de energia elétrica, apresentando índices nulos de perda de carga esperada e perda de energia esperada.

Avançando para 2030, nota-se uma mudança significativa. Utilizar apenas 10% da capacidade de interligação, cenários 1 e 3, não é mais suficiente para manter a LOLE abaixo do padrão de segurança de abastecimento. No entanto, ao usar a capacidade total de interligação, os índices obtidos continuam nulos.

No cenário base 2 de 2030, os índices permanecem baixos, indicando que o sistema continua resiliente mesmo diante de condições adversas, como uma seca. Dito de outra forma, para 2030, só com capacidade adequada de interligação, o sistema continua a apresentar índices de fiabilidade adequados, mesmo numa condição hidrológica adversa.

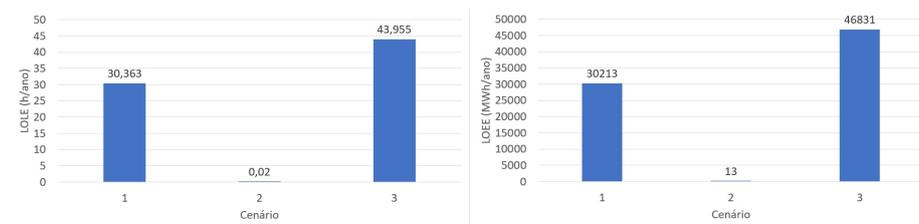


Figura 6.2: LOLE e LOEE para 2030, respetivamente.

Em 2035, não há alterações qualitativas em termos de LOLE e LOEE. Ou seja, com a capacidade de interligação limitada a 10% o sistema não se encontra adequado, apresentado a LOLE muito acima do valor de referência. Por outro lado com a capacidade de interligação a 100% do previsto não há problemas mesmo em situação hidrológica de seca, apesar de um pequeno aumento da LOLE quando comparado com a situação de 2030.

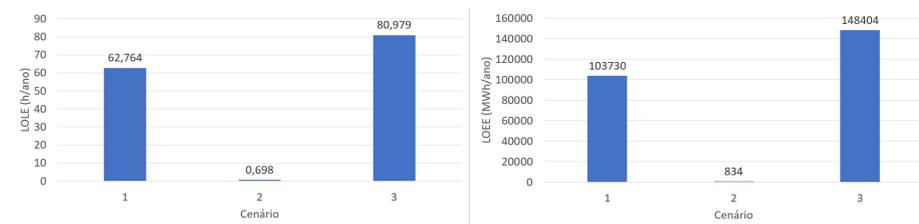


Figura 6.3: LOLE e LOEE para 2035, respetivamente.

Por fim, em 2040, é perceptível o impacto do descomissionamento total das centrais termoeletricas a gás natural. Para os cenários base 1 e 2, a LOLE é muito superior ao valor padrão, mesmo ao usar toda a capacidade de interligação entre Espanha e Portugal.

No cenário de seca em 2040, o sistema enfrenta dificuldades para suprir a procura, resultando numa LOLE significativamente alta de 275 horas por ano e numa LOEE de 723 GWh por ano. Com o total descomissionamento da grande térmica, mesmo a interligação prevista não é capaz de manter o sistema com índices de risco adequados.

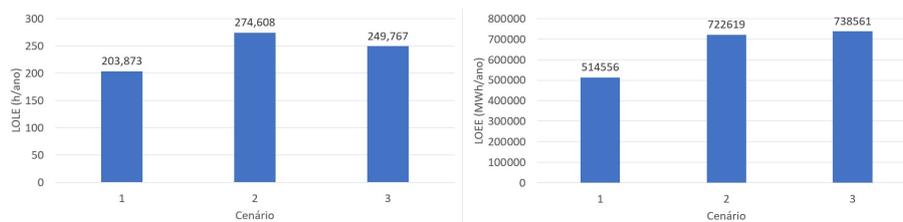


Figura 6.4: LOLE e LOEE para 2040 considerando a capacidade total de interligação, respetivamente.

Analisando os índices obtidos em vários cenários ao longo dos anos abordados, torna-se evidente a importância das interligações entre Espanha e Portugal para manter a LOLE conforme o valor padrão. Em 2025, um sistema com uma baixa percentagem de interligação ainda apresenta um desempenho aceitável. Entretanto, nos anos seguintes, torna-se claro que uma capacidade reduzida não é suficiente, sendo necessário aumentar a utilização das interligações.

Em 2030, desde que haja capacidade de interligação suficiente (50% é suficiente) a LOLE apresenta valores inferiores ao limite de referência (5h/ano). Em 2035, observa-se um aumento substancial na LOLE em relação a 2030. Para manter a LOLE abaixo do valor padrão, é necessário utilizar 75% da capacidade de interligação, sendo que ao usar 100% ainda se obtêm índices apenas ligeiramente acima de zero.

Em 2040, tornou-se evidente que o aproveitamento total da capacidade de interligação não é suficiente para alcançar uma LOLE inferior ao valor padrão. Por essa razão, foram simulados cenários adicionais além dos cenários base, que levaram em conta a evolução da capacidade instalada das várias tecnologias, conforme os documentos oficiais. Estes novos cenários, baseados no cenário base 1 e diferindo apenas na percentagem de utilização das interligações (100%), consideram o aumento do armazenamento de energia elétrica com recurso a baterias, a introdução de geração despachável com recurso a gás natural e diferentes capacidades instaladas para a eólica offshore, solar fotovoltaica e de bombagem hidroelétrica, de forma a atingir índices de fiabilidade dentro dos limites padrão. É possível verificar essas alterações nos cenários na tabela 6.2.

De realçar que apesar de se ter simulado a utilização de gás natural em 2040, a ideia foi apenas a de ter mais geração firme despachável no sistema e avaliar o impacto disso. Na realidade pode ser o resultado do aumento de capacidade instalada hídrica e de centrais a gás natural com mistura de hidrogénio, por exemplo. No extremo podemos até pensar na metanização.

Tabela 6.2: Cenários Alternativos de Evolução de Capacidade Instalada, em GW, para a geração de energia elétrica por tecnologia para o ano de 2040.

Tecnologia	2040 (Base)	Alt.1	Alt.2	Alt.3	Alt.4
Eólica Onshore	12,9	12,9	12,9	12,9	12,9
Eólica Offshore	10,0	10,0	10,0	10,0	5,0
Hídrica	8,1	8,1	8,1	8,1	8,1
Fotovoltaica	41,2	41,2	41,2	31,2	31,2
Centrais Térmicas	0,0	2,0	2,0	2,0	2,0
Biomassa	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
Armazenamento	9,0	9,0	40,0	50,0	55,0
Bombagem	3,6	3,6	4,6	4,6	4,6
Interligação	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7

Os índices obtidos, com base nos novos cenários para o ano de 2040 apresentam uma melhoria em relação ao cenário primeiramente simulado, como se verifica pela tabela 6.3. Apesar da melhoria apenas o cenário alternativo 2 e 3 apresentam uma LOLE abaixo do valor padrão, sendo que o cenário alternativo 1 demonstra o impacto de adicionar apenas 2 GW de geração firme ao cenário base.

Tabela 6.3: LOLE e LOEE para 2040, para os cenários alternativos.

Índices	2040 (Base)	Alt.1	Alt.2	Alt.3	Alt.4
LOLE (h/yr)	203,87	53,51	4,54	4,36	29,2
LOEE (MWh/yr)	514556	121788	11450	10919	83186

Os cenários alternativos para 2040 demonstram que, aumentando a capacidade instalada do armazenamento com recurso a baterias e da bombagem hidroelétrica, e considerando uma capacidade de 2 GW em centrais despacháveis, é possível ter um sistema adequado, ou seja, índices de risco abaixo dos valores de referência. Ao comparar os cenários alternativos entre si, verifica-se que entre o cenário alternativo 2 e 3, os índices obtidos não variam de forma significativa, mesmo que se considere uma capacidade instalada de energia fotovoltaica menor, sendo essa capacidade considerada no armazenamento com recurso a baterias. No entanto, ao comparar os índices obtidos no cenário alternativo 4 com o cenário alternativo 3, onde se diminui a capacidade instalada de eólica offshore para metade e se adiciona essa capacidade à de armazenamento com recurso a baterias, os índices obtidos demonstram estar bastante acima do valor padrão. Realçando assim o impacto da eólica offshore no sistema elétrico português.

Os resultados obtidos destacam não apenas a importância do uso da capacidade de interligação entre Portugal e Espanha, mas também que o uso de diferentes estratégias de carregamento de veículos elétricos tem impacto nos índices de fiabilidade. Ao longo dos vários anos simulados, o cenário base 3 demonstra que uma estratégia de carregamento que priorize carregamentos em horas tipi-

camente de ponta ou cheias resulta em índices superiores aos do cenário base 1, que prioriza carregamentos tipicamente em horas de vazio.

Além disso, os resultados mostram que o sistema elétrico português é capaz de suprir a procura de energia elétrica de forma adequada até 2035. No entanto, a partir de 2040, com o descomissionamento total das centrais despacháveis, o sistema torna-se não adequado segundo os índices obtidos. Para que o sistema elétrico português em 2040 seja considerado adequado, ou seja, com uma LOLE abaixo das 5 horas/ano, é necessário o uso de uma central despachável com uma capacidade de 2 GW, e o aumento da capacidade instalada prevista em armazenamento com recurso a baterias para 40 GW e da bombagem para 4,6 GW.

# 7. Conclusão e Trabalho Futuro

## 7.1 Conclusão

Este trabalho apresenta uma análise prospetiva da evolução dos índices de adequação do sistema elétrico em Portugal.

Numa primeira fase do estudo, foram analisados diversos métodos utilizáveis para modelar a geração num sistema elétrico. Os modelos utilizados incluem simulações sequenciais de Monte Carlo, nomeadamente o método de State Duration Sampling e o método de Markov Chain Monte Carlo.

A aplicação destes métodos varia consoante o tipo de tecnologia a modelar, com as simulações sequenciais de Monte Carlo a serem aplicadas à geração síncrona e o método de Markov Chain Monte Carlo às energias renováveis.

Após a seleção dos métodos a utilizar, desenvolveu-se uma ferramenta matemática que permite aplicar os modelos escolhidos. O desenvolvimento desta ferramenta e a recolha e tratamento de dados para caracterizar alguns dos parâmetros das simulações representam uma parte significativa do tempo dedicado ao trabalho.

Posteriormente, foram criados cenários para o cálculo dos índices. Recorreu-se a documentos como o PNEC2030 e o RMSA2023 para assegurar que a evolução da capacidade e da procura refletisse as perspetivas de evolução reais. Os cenários criados variam consoante o tipo de carregamento de veículos elétricos, a percentagem de utilização da capacidade de interligação entre Espanha e Portugal e o tipo de ano hidrológico (normal ou seco).

Os resultados obtidos revelam que, em 2025, o sistema, mesmo com uma baixa contribuição da interligação entre Espanha e Portugal apresenta índices relativamente baixos e dentro dos padrões. Num cenário mais adverso, como uma seca, o sistema demonstra ser capaz de suprir a procura energética.

Em 2030, observa-se que com uma baixa contribuição das interligações, os índices de adequação ultrapassam os valores padrão. Utilizando 50% da capacidade de interligação, os índices ficam abaixo do padrão. No cenário de seca, o sistema continua a mostrar capacidade de reação a eventos extremos.

Em 2035, os índices obtidos indicam que o sistema requer uma taxa de utilização da capacidade de interligação superior, na ordem dos 75%, para alcançar índices abaixo dos valores padrão. No cenário de seca, o sistema continua capaz de suprir a procura energética.

Em 2040, o sistema elétrico demonstra que com o descomissionamento total de energias não renováveis previsto e o uso total da capacidade total de interligação entre Espanha e Portugal, não é capaz de obter uma LOLE abaixo do valor padrão. Sendo que para obter uma LOLE abaixo do valor padrão, é necessário não descomissionar totalmente as energia renováveis e aumentar a capacidade de armazenamento com recurso a baterias e a capacidade instalada em bombagem hidroelétrica.

Estes resultados permitem concluir que um sistema elétrico português, com a diminuição do uso de tecnologias não renováveis e o aumento do uso de energias renováveis, depende das interligações entre Espanha e Portugal para manter níveis de adequação aceitáveis. Num cenário de geração totalmente renovável, o sistema não consegue alcançar índices de adequação abaixo do padrão, de acordo com as previsões de evolução das capacidades instaladas das diferentes tecnologias para a geração de energia elétrica.

## 7.2 Trabalho Futuro

Para trabalho futuro, uma abordagem diferente da modelação da energia hidroelétrica pode ser adotada. Através da ferramenta desenvolvida, poderão ser criados cenários não considerados neste estudo, realizando uma análise mais detalhada da adequação do sistema de energia elétrica português em relação ao impacto dos veículos elétricos.

A modelação da energia hidroelétrica poderá ser efetuada utilizando os registos de caudais das diferentes bacias hidrográficas, permitindo modelar a geração de energia hidroelétrica com base nos dados históricos de caudais. Isto permitirá diferenciar a geração hidroelétrica por tipo de aproveitamento, nomeadamente fio de água e albufeira. Com base nesta modelação, será possível ter em conta o total armazenamento de energia hidroelétrica e não apenas o armazenamento com recurso a bombagem.

Para uma análise mais detalhada do impacto do carregamento de veículos elétricos nos índices de adequação, é importante criar diferentes cenários que considerem diversas estratégias de carregamento. Esta abordagem permitirá realizar um estudo mais completo e compreender qual a estratégia mais favorável para que os índices de adequação se mantenham de acordo com os valores de referência.

## Referências

- [1] Comissão Europeia. Repowereu. Disponível: <https://www.consilium.europa.eu/pt/policies/eu-recovery-plan/repowereu/>. Acedido em 15-05-2023.
- [2] Parlamento Europeu. Regulamento (ue) 2023/435 do parlamento europeu. Disponível: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/?uri=CELEX:32023R0435>. Acedido em 15-05-2023.
- [3] Governo Portugal. Roteiro para a neutralidade carbónica 2050. Disponível: <https://www.portugal.gov.pt/pt/gc21/comunicacao/documento?i=roteiro-para-a-neutralidade-carbonica-2050->. Acedido em 22-02-2024.
- [4] Direção Geral de Energia e Geologia. Plano nacional de energia e clima 2030. Disponível: <https://www.dgeg.gov.pt/pt/areas-transversais/relacoes-internacionais/politica-energetica/planos-nacionais-para-o-setor-energetico/>. Acedido em 22-02-2024.
- [5] Simon R. Sinsel, Rhea L. Riemke, and Volker H. Hoffmann. Challenges and solution technologies for the integration of variable renewable energy sources—a review. *Renewable Energy*, 145:2271–2285, 2020.
- [6] Chunyang Zhao, Peter Bach Andersen, Chresten Træholt, and Seyedmostafa Hashemi. Grid-connected battery energy storage system: a review on application and integration. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 182:113400, 2023.
- [7] Md Masud Rana, Moslem Uddin, Md Rasel Sarkar, Sheikh Tanzim Meraj, G.M. Shafiullah, S.M. Muyeen, Md. Ariful Islam, and Taskin Jamal. Applications of energy storage systems in power grids with and without renewable energy integration — a comprehensive review. *Journal of Energy Storage*, 68:107811, 2023.
- [8] Meng Yuan, Jakob Zinck Thellufsen, Henrik Lund, and Yongtu Liang. The electrification of transportation in energy transition. *Energy*, 236:121564, 2021.
- [9] Md. Shafiu Alam, Fahad Saleh Al-Ismail, Aboubakr Salem, and Mohammad A. Abido. High-level penetration of renewable energy sources into grid utility: Challenges and solutions. *IEEE Access*, 8:190277–190299, 2020.

- [10] Wenyuan Li Roy Billinton. *Reliability Assessment of Electric Power Systems Using Monte Carlo Methods*. Springer New York, NY, Massachusetts, 1 edition, 1994.
- [11] P. Zhou, R.Y. Jin, and L.W. Fan. Reliability and economic evaluation of power system with renewables: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 58:537–547, 2016.
- [12] A. A. Chowdhury, L. Bertling, B. P. Glover, and G. E. Haringa. A monte carlo simulation model for multi-area generation reliability evaluation. In *2006 International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems*, pages 1–10, 2006.
- [13] Abdulaziz Almutairi, Mohamed Hassan Ahmed, and M.M.A. Salama. Use of mcmc to incorporate a wind power model for the evaluation of generating capacity adequacy. *Electric Power Systems Research*, 133:63–70, 2016.
- [14] Tong Wu, Xiaomeng Ai, Weixing Lin, Jinyu Wen, and Luo Weihua. Markov chain monte carlo method for the modeling of wind power time series. In *IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies*, 2012.
- [15] Ziwei Wang and J.C. Olivier. Synthetic high-resolution wind data generation based on markov model. In *2021 13th IEEE PES Asia Pacific Power & Energy Engineering Conference (APPEEC)*, pages 1–6, 2021.
- [16] George Papaefthymiou and Bernd Klockl. Mcmc for wind power simulation. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 23:234–240, 2008.
- [17] Ahmet D. Sahin and Zekai Sen. First-order markov chain approach to wind speed modelling. *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, 89(3):263–269, 2001.
- [18] A. Shamshad, M.A. Bawadi, W.M.A. Wan Hussin, T.A. Majid, and S.A.M. Sanusi. First and second order markov chain models for synthetic generation of wind speed time series. *Energy*, 30(5):693–708, 2005.
- [19] Liang Liang, Jin Zhong, Jianing Liu, Puming Li, Cailiang Zhan, and Zijie Meng. An implementation of synthetic generation of wind data series. In *2013 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference (ISGT)*, pages 1–6, 2013.
- [20] P. Suwantawat and S. Premrudeepreechacharn. Reliability evaluation of substation delivery point with time varying load. In *2004 IEEE International Conference on Electric Utility Deregulation, Restructuring and Power Technologies. Proceedings*, volume 2, pages 611–616 Vol.2, 2004.
- [21] Mehdi Mosadeghy. *Reliability Impacts of Increased Wind Generation in the Australian National Electricity Grid*. PhD thesis, The University of Queensland, 2015.
- [22] J.C.O. Mello, M.V.F. Pereira, A.M. Leite da Silva, and A.C.G. Melo. Application of chronological load modeling in composite reliability worth evaluation. *Electric Power Systems Research*, 40(3):167–174, 1997.

- [23] Øystein Stake Laengen. Application of monte carlo simulation to power system adequacy assessment. Master’s thesis, Norwegian University of Science and Technology, 2018.
- [24] DGEg. Estatísticas rápidas das renováveis. Disponível: <https://www.dgeg.gov.pt/pt/estatistica/energia/publicacoes/estatisticas-rapidas-das-renovaveis/>. Acedido em 22-02-2024.
- [25] Pablo del Río, Anxo Calvo Silvosa, and Guillermo Iglesias Gómez. Policies and design elements for the repowering of wind farms: A qualitative analysis of different options. *Energy Policy*, 39:1897–1908, 2011.
- [26] Internacional Renewable Energy Agency. Renewable power generation costs in 2022. Disponível: <https://www.irena.org/Publications/2023/Aug/Renewable-Power-Generation-Costs-in-2022>. Acedido em 22-02-2024.
- [27] Laboratório Nacional de Energia e Geologia. Atlas potencial eólica offshore. Disponível: [https://offshoreplan.lneg.pt/wp-content/uploads/2019/02/Atlas\\_NEPS\\_Eolica\\_100m.pdf](https://offshoreplan.lneg.pt/wp-content/uploads/2019/02/Atlas_NEPS_Eolica_100m.pdf). Acedido em 22-02-2024.
- [28] Governo Portugal. Concurso de eólica offshore. Disponível: <https://www.portugal.gov.pt/pt/gc23/comunicacao/comunicado?i=aberta-primeira-etapa-do-concurso-de-eolica-offshore>. Acedido em 22-02-2024.
- [29] Governo Portugal. Despacho nº11404/2022, de 23 de setembro. Disponível: [https://www.lneg.pt/wp-content/uploads/2023/07/20230531-GT0ffshore\\_RelatorioFinal\\_vfinal.pdf](https://www.lneg.pt/wp-content/uploads/2023/07/20230531-GT0ffshore_RelatorioFinal_vfinal.pdf). Acedido em 22-02-2024.
- [30] EDP. Wind float. Disponível: <https://www.edp.com/pt-pt/inovacao/windfloat>. Acedido em 22-02-2024.
- [31] WindFloat Atlantic. Windfloat atlantic fecha 2022 atingindo 78 gwh. Disponível: <https://www.windfloat-atlantic.com/pt-pt/>. Acedido em 22-02-2024.
- [32] Michele M. Rienecker, Max J. Suarez, Ronald Gelaro, Ricardo Todling, Julio Bacmeister, Emily Liu, Michael G. Bosilovich, Siegfried D. Schubert, Lawrence Takacs, Gi-Kong Kim, Stephen Bloom, Junye Chen, Douglas Collins, Austin Conaty, Arlindo da Silva, Wei Gu, Joanna Joiner, Randal D. Koster, Robert Lucchesi, Andrea Molod, Tommy Owens, Steven Pawson, Philip Pegion, Christopher R. Redder, Rolf Reichle, Franklin R. Robertson, Albert G. Ruddick, Meta Sienkiewicz, and Jack Woollen. Merra: Nasa’s modern-era retrospective analysis for research and applications. *Journal of Climate*, 24(14):3624 – 3648, 2011.
- [33] NASA. Modern-era retrospective analysis for research and applications (merra). Disponível: <https://gmao.gsfc.nasa.gov/reanalysis/MERRA/>. Acedido em 24-11-2023.
- [34] Iain Staffell and Stefan Pfenninger. Using bias-corrected reanalysis to simulate current and future wind power output. *Energy*, 114:1224–1239, 2016.

- [35] Stefan Pfenninger and Iain Staffell. Renewable ninja. Disponível: <https://www.renewables.ninja/about>. Acedido em 20-10-2023.
- [36] Direção Geral de Energia e Geologia. Programa nacional de barragens com elevado potencial hidroelétrico. Disponível: [https://rioslivresgeota.org/wp-content/uploads/2015/04/plano\\_barragens\\_memoria\\_final1.pdf](https://rioslivresgeota.org/wp-content/uploads/2015/04/plano_barragens_memoria_final1.pdf). Acedido em 22-02-2024.
- [37] Helena M. Ramos, Jeremy E. Sintong, and Alban Kuriqi. Optimal integration of hybrid pumped storage hydropower toward energy transition. *Renewable Energy*, 221:119732, 2024.
- [38] Iberdrola. Gigabateria do tãmega. Disponível: <https://www.iberdrola.com/quem-somos/nossa-atividade/energia-hidreletrica/gigabateria-tamega>. Acedido em 22-02-2024.
- [39] Direção Geral de Energia e Geologia. Potência instalada nas centrais produtoras de energia elétrica portuguesa. Disponível: <https://www.dgeg.gov.pt/pt/estatistica/energia/eletricidade/producao-anual-e-potencia-instalada/>. Acedido em 22-02-2024.
- [40] L.J.R. Nunes, J.C.O. Matias, and J.P.S. Catalão. Biomass in the generation of electricity in Portugal: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 71:373–378, 2017.
- [41] Mercado Ren. Indisponibilidades. Disponível: <https://mercado.ren.pt/PT/Electr/Explora%C3%A7%C3%A3odosistema/Indisponibilidades/UnidProd/Paginas/Indisponibilidades.aspx>. Acedido em 23-01-2024.
- [42] Arun Rathore and N.P. Patidar. Reliability assessment using probabilistic modelling of pumped storage hydro plant with pv-wind based standalone microgrid. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 106:17–32, 2019.
- [43] P. A. G. M. Amarasinghe, S. K. Abeygunawardane, and Chanan Singh. Impact of pumped storage on the adequacy of renewable rich power generation systems. In *2020 International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS)*, pages 1–6, 2020.
- [44] Pantelis A. Dratsas, Georgios N. Psarros, and Stavros A. Papathanassiou. Capacity value of pumped-hydro energy storage. In *2022 2nd International Conference on Energy Transition in the Mediterranean Area (SyNERGY MED)*, pages 1–6, 2022.
- [45] REN. Datahubren. Disponível: <https://datahub.ren.pt/>. Acedido em 15-01-2024.
- [46] Direção Geral de Energia e Geologia. Relatório de monitorização da segurança de abastecimento do sistema elétrico nacional 2024-2040. Disponível: <https://www.dgeg.gov.pt/pt/destaques/publicacao-do-rmsa-e-2023/>. Acedido em 15-01-2024.
- [47] EDP. Energy storage Évora. Disponível: <https://www.edp.com/pt-pt/inovacao/energy-storage-evora>. Acedido em 20-03-2024.

- [48] Hornsdale Power Reserve. Hornsdale power reserve. Disponível: <https://hornsdalepowerreserve.com.au/>. Acedido em 20-03-2024.
- [49] Instituto Português do Mar e da Atmosfera. Ano hidrológico 2021/2022. Disponível: [https://www.ipma.pt/resources.www/docs/im.publicacoes/edicoes.online/20221027/blsRGiQyTIDnVdaNCcHA/cli\\_20220901\\_20220930\\_sec\\_ex\\_co\\_pt.pdf](https://www.ipma.pt/resources.www/docs/im.publicacoes/edicoes.online/20221027/blsRGiQyTIDnVdaNCcHA/cli_20220901_20220930_sec_ex_co_pt.pdf). Acedido em 10-02-2024.