

INSTITUTO SUPERIOR DE ENGENHARIA DO PORTO

MESTRADO EM ENGENHARIA ELECTROTÉCNICA - SISTEMAS ELÉCTRICOS DE ENERGIA



SISTEMAS HÍBRIDOS DE ARMAZENAMENTO E PRODUÇÃO DE ENERGIA

RODRIGO LEITÃO MONTEIRO GONÇALVES

Março de 2023

SISTEMAS HÍBRIDOS DE ARMAZENAMENTO E PRODUÇÃO DE ENERGIA

Rodrigo Leitão Monteiro Gonçalves



Departamento de Engenharia Eletrotécnica
Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia

2023

Relatório elaborado para satisfação parcial dos requisitos da Unidade Curricular de DSEE –
Dissertação/Estágio do Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de
Energia

Candidato: Rodrigo Leitão Monteiro Gonçalves, Nº 1150757, 1150757@isep.ipp.pt

Orientação científica: José António Beleza Carvalho, jbc@isep.ipp.pt

Coorientação científica: Manuel João Dias Gonçalves, mdg@isep.ipp.pt



Departamento de Engenharia Eletrotécnica
Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia

2023

Dedico esta dissertação à minha família, como forma de gratidão pelo importante e incondicional apoio...

Agradecimentos

A realização da presente dissertação é o culminar de mais uma etapa da minha vida, sem dúvida uma troca de experiências insuperáveis, com professores e colegas, desenvolvidas ao longo do mestrado em sistemas elétricos de energia.

Durante o desenvolvimento e elaboração desta dissertação, usufruí do privilégio de contar com a cooperação de pessoas fantásticas, que comigo colaboraram sempre que recorri ao seu apoio.

Aos meus orientadores, Eng.º José António Beleza Carvalho e Eng.º Manuel João Dias Gonçalves, agradeço a inextinguível disponibilidade e o auxílio que sempre me providenciaram.

Aos meus amigos, colegas e professores do mestrado, foi um prazer partilhar convosco estes dois anos.

A todos um Muito Obrigado.

Resumo

A presente dissertação tem como objetivo o estudo das características técnicas e económicas de sistemas de armazenamento de energia e as possibilidades, vantagens e condicionantes da sua integração em centrais de produção de energia intermitente.

Numa primeira fase será descrito o enquadramento em que se insere o presente trabalho, procurando situar as tecnologias de armazenamento de energia na problemática das atuais circunstâncias dos sistemas elétricos de energia.

Posteriormente serão expostos os resultados da pesquisa efetuada sobre as diferentes tecnologias em que se baseiam os sistemas de armazenamento de energia disponíveis no mercado, fazendo referência às suas particularidades técnicas e económicas, tendo em conta as vantagens que oferecem e as restrições a que obedecem.

Após a aquisição de alguns fundamentos básicos sobre as tecnologias em causa, será realizado um exercício que visa a classificação dos sistemas de armazenamento de energia, segundo as aplicações que melhor se adequam; e a comparação entre elas, considerando as características que apresentam e o propósito a que podem servir.

Numa fase posterior será apresentado o caso de estudo composto por três partes, sendo a primeira uma avaliação técnica da reconversão da central termoelétrica, respeitando o projeto proposto pela Endesa; seguindo-se uma análise do comportamento distinto do sistema de armazenamento de energia elétrica e da produção de hidrogénio, durante 3 meses de inverno e 3 meses de verão; por último, uma análise de custos relacionados com as diferentes componentes da central.

Palavras-Chave

Baterias elétricas, energia renovável, produção de hidrogénio verde, sistemas híbridos de armazenamento, análise de custos.

Abstract

This dissertation aims to study the technical and economic characteristics of energy storage systems and the possibilities, advantages and constraints of their integration in intermittent energy production plants.

In a first stage, the framework in which the present study is inserted will be described, trying to situate the energy storage technologies in the problematic of the current circumstances of the electric power systems.

Subsequently, the results of the research carried out on the different technologies on which the energy storage systems available on the market are based will be presented, referring to their technical and economic particularities, taking into account the advantages they offer and the restrictions they obey.

After acquiring some fundamentals about the technologies in question, an exercise will be carried out aimed at classifying the energy storage systems, according to the applications that best suit them, and comparing them, considering the characteristics they present and the purpose they can serve.

In a later stage the case study consisting of three parts will be presented; divided into three parts, the first being a technical evaluation of the thermoelectric plant reconversion, respecting the project proposed by Endesa; followed by an analysis of the different behaviour of the electric energy storage system and the hydrogen of production, during 3 months of winter and 3 months of summer; finally a cost analysis related to the different plant components.

Keywords

Electric batteries, renewable energy, green hydrogen production, hybrid storage systems, cost analysis.

Índice

AGRADECIMENTOS	I
RESUMO	III
ABSTRACT	V
ÍNDICE	VII
ÍNDICE DE FIGURAS	IX
ÍNDICE DE TABELAS	XII
SIGLAS E ACRÓNIMOS	XIII
1. INTRODUÇÃO	1
1.1.ENQUADRAMENTO.....	2
1.2.OBJETIVOS	3
1.3.ORGANIZAÇÃO DO DOCUMENTO	3
2. ESTADO DE ARTE	5
2.1.ARMazenamento de energia elétrica em baterias químicas	6
2.2.ARMazenamento de energia elétrica na forma de hidrogénio verde	16
2.3.PROJETOS PARA A INTEGRAÇÃO DE TECNOLOGIA DE ARMazenamento em Portugal.....	28
2.4.CONCLUSÃO	29
3. COMPARAÇÃO TÉCNICO-ECONÓMICA	31
3.1.DESCRICÃO DOS CRITÉRIOS ANALISADOS	32
3.2.COMPARAÇÃO ENTRE TECNOLOGIAS DE ARMazenamento	34
3.3.CONCLUSÃO	38
4. CASO DE ESTUDO	39
4.1.INTRODUÇÃO	40
4.2.CENTRAL HÍBRIDA DO PEGO.....	40
4.3.PRESSUPOSTOS.....	41
4.4.ADAPTAÇÃO DO MODELO	42
4.5.CENÁRIOS	54
4.6.ANÁLISE DE CUSTOS	65
5. CONCLUSÕES	69
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	72

ANEXO A. COMPARAÇÃO ENTRE AS DIFERENTES CÉLULAS DE COMBUSTÍVEL.....	78
ANEXO B. MODELO <i>SIMULINK</i>.....	79
ANEXO C. AEROGERADOR	80
ANEXO D. PAINEL SOLAR.....	81
ANEXO E. INVERSOR	82
ANEXO F. ELETROLISADOR.....	84
ANEXO G. PROTON EXCHANGE MENBRANE	85
ANEXO H. ALKALINE WATER ELECTROLYSIS	86
ANEXO I. SOLID OXIDE ELECTROLYZER	87
ANEXO J. BATERIA	88

Índice de Figuras

Figura 1: Curva de descarga de uma bateria	12
Figura 2: Evolução das baterias eletroquímicas ao longo das últimas décadas	14
Figura 3: Número de instalações de produção de hidrogénio verde em 2022	17
Figura 4: Esquema da eletrólise da água	20
Figura 5: Célula de combustível	24
Figura 6: Categorização das tecnologias de armazenamento	25
Figura 7: Principais aplicações de hidrogénio	27
Figura 8: Sistema de armazenamento	28
Figura 9: Comparação das diferentes tecnologias de armazenamento	34
Figura 10: Mapeamento das tecnologias de armazenamento	36
Figura 11: Sistema de geração / armazenamento de energia de Pego	41
Figura 12: Modelo adaptado para o desenvolvimento do caso de estudo	42
Figura 13: Entrada de dados para a produção renovável	43
Figura 14: Dados de localização	43
Figura 15: Radiação solar horária em Abrantes	44
Figura 16: Temperatura horária em Abrantes	44
Figura 17: Velocidade do vento em Abrantes	45
Figura 18: Representação do ponto de contacto com a linha de transporte	45
Figura 19: Representação da produção eólica	46
Figura 20: Características do parque eólico	47

Figura 21: Representação da produção solar	48
Figura 22: Características do parque solar	48
Figura 23: Representação do eletrolisador (“Load3”)	51
Figura 24: Sistema de armazenamento de energia em baterias	52
Figura 25: Composição do modelo de armazenamento	53
Figura 26: Características da bateria de lítio utilizada	53
Figura 27: Radiação solar horária dos meses de verão em Abrantes	55
Figura 28: Temperatura horária dos meses de verão em Abrantes	55
Figura 29: Velocidade do vento dos meses de verão em Abrantes	56
Figura 30: Potência eólica	56
Figura 31: Potência solar	57
Figura 32: Potência de armazenamento na bateria	57
Figura 33: Funcionamento do eletrolisador	57
Figura 34: Seleção dos dias de utilização do eletrolisador	58
Figura 35: Radiação solar horária dos meses de inverno em Abrantes	59
Figura 36: Temperatura horária dos meses de inverno em Abrantes	60
Figura 37: Velocidade do vento dos meses de inverno em Abrantes	60
Figura 38: Potência eólica durante os meses de Janeiro e Fevereiro	61
Figura 39: Potência eólica durante o mês de Dezembro	61
Figura 40: Potência solar durante os meses de Janeiro e Fevereiro	61
Figura 41: Potência solar durante o mês de Dezembro	62
Figura 42: Potência de armazenamento na bateria durante os meses de Janeiro e Fevereiro	62
Figura 43: Potência de armazenamento na bateria durante o mês de Dezembro	62

Figura 44: Funcionamento do eletrolisador durante os meses de Janeiro e Fevereiro	63
Figura 45: Funcionamento do eletrolisador durante o mês de Dezembro	63
Figura 46: Escolha dos dias em que o eletrolisador funciona	63
Figura 47: Custos relacionados com o eletrolisador <i>PEM</i>	66
Figura 48: Custos relacionados com o eletrolisador <i>AEL</i>	67
Figura 49: Custos relacionados com o eletrolisador <i>SOE</i>	67
Figura 50: <i>AEL</i>	86

Índice de Tabelas

Tabela 1: Vantagens e desvantagens das baterias Chumbo – Ácido	8
Tabela 2: Vantagens e desvantagens das baterias NiCd	9
Tabela 3: Vantagens e desvantagens das baterias Li-íon	10
Tabela 4: Características das baterias	14
Tabela 5: Mapeamento das tecnologias de armazenamento de energia por tipo de aplicações	35
Tabela 6: Características da Central Híbrida do Pego	40
Tabela 7: Características do aerogerador	47
Tabela 8: Características dos painéis solares	49
Tabela 9: Características do parque solar	51
Tabela 10: Características dos eletrolisadores	52
Tabela 11: Características elétricas do sistema de armazenamento de energia por bateria	54
Tabela 12: Características gerais do sistema de armazenamento de energia por bateria	54
Tabela 13: Produção relativa as diferentes hipóteses de eletrolisadores nos meses de verão	58
Tabela 14: Produção relativa as diferentes hipóteses de eletrolisadores nos meses de inverno	63
Tabela 15: Custos relacionados com um projeto de produção eólica	65
Tabela 16: Custos relacionados com um projeto de produção solar	66
Tabela 17: Custos relacionados com um projeto de armazenamento de energia	66

Siglas e Acrónimos

AFC	–	Alkaline fuel cells
AIE	–	Agência Internacional de Energia
GW	–	Gigawatt
IEA	–	International Energy Agency
Kg	–	Kilogram
KW	–	Kilowatt
Li-íon	–	Baterias de Iões de Lítio
NiCd	–	Baterias Níquel-Cádmio
SMR	–	Steam Methane Reforming
TW	–	Terawatts
VLA	–	Baterias ventiladas ou abertas
VLRA	–	Baterias Estanques ou reguladas por válvulas
PRO		Produção em Regime Ordinário
PRE		Produção em Regime Especial

1. INTRODUÇÃO

Neste capítulo é feita uma breve exposição das temáticas estudadas na presente dissertação, o contexto económico-social em que se enquadra e os objetivos pretendidos com a sua elaboração.

É apresentada a forma como o presente documento está estruturado e são enumerados os capítulos constituintes do mesmo, com uma pequena descrição de cada um.

1.1. ENQUADRAMENTO

A Rússia é um dos principais agentes nos mercados globais de energia e um dos três maiores produtores mundiais de crude, disputando o primeiro lugar com a Arábia Saudita e os Estados Unidos. Depende fortemente das receitas do petróleo e do gás natural, que em 2021 representavam 45% do seu orçamento [1].

A Rússia é ainda o segundo maior produtor mundial de gás natural, atrás dos Estados Unidos, e possui as maiores reservas mundiais deste recurso. As nações Europeias eram o seu maior comprador coletivo de petróleo, e a China o maior comprador individual. Em 2021, a Europa comprou cerca de 42% da produção total de petróleo russo, enquanto que a China comprou 14% deste recurso [1], [2].

Devido à invasão da Ucrânia, o ocidente impôs severas sanções na Rússia, principalmente no gás, no petróleo e no carvão. Tal ação afetou severamente a produção de energia elétrica nos países que dependem significativamente desta nação para o abastecimento [1], [2].

No sentido de mitigar o impacto que as sanções causaram na economia dos países dependentes, começou a acentuar-se a importância das energias renováveis e da capacidade de se poder armazenar energia elétrica em quantidades significativas.

A utilização de formas de energia renovável implica que ao mesmo tempo se desenvolvam soluções de mitigação da intermitência associada a estes recursos. Essas soluções implicam o desenvolvimento das tecnologias de armazenamento.

Assim, o seu desenvolvimento e otimização são fundamentais para permitir a expansão dos centros produtores renováveis, criando-se uma perfeita sinergia entre estes e o restante sistema elétrico de energia, com otimização do seu aproveitamento operacional e económico.

A função desempenhada pelos sistemas de armazenamento de energia no sistema elétrico é de extrema importância, pois permite compensar e regular as flutuações de disponibilidade operacional, diárias e anuais, das centrais produtoras de energia renovável, tais como energia solar e eólica, em que estão instalados. Eles são utilizados para o nivelamento de cargas, como fonte de alimentação de reserva centralizada e descentralizada, e como apoio à gestão da rede elétrica e à estabilidade da mesma.

As redes elétricas do futuro exigirão que a energia proveniente de centros produtores de baixa potência, microprodução / miniprodução, sejam integradas de forma mais eficiente, ajudando a criar um sistema elétrico de energia sustentável, evolutivo e estável.

As tecnologias de armazenamento de energia são a chave para conseguir estes objetivos, permitindo que as fontes de energia renovável, em que a imprevisibilidade é intrínseca, sejam compensadas (nos períodos em que a sua produção é o menor valor) pela energia armazenada, que é produzida nos períodos em que a potencia gerada é superior à carga.

Além disso pretende-se que a integração de sistemas de armazenamento em acionamentos já existentes, assim como em futuros, permita ajudar a regular a qualidade do serviço que a rede elétrica oferece, aumentando a fiabilidade e suportando o seu crescimento.

Em última estância é desejável que o sistema elétrico de energia se comporte como um todo, de forma dinâmica e rapidamente ajustável.

1.2. OBJETIVOS

O objetivo principal deste trabalho de dissertação é a análise de uma solução híbrida para o armazenamento de energia elétrica.

Dada a complexidade inerente deste objetivo, sentiu-se a necessidade de o subdividir em múltiplas tarefas de realização mais simples, tais como:

- Revisão bibliográfica sobre o estado da arte das baterias de armazenamento de energia existentes em alta tensão e a produção de hidrogénio verde;
- Caracterização técnica e económica do armazenamento de energia em baterias de alta tensão;
- Caracterização técnica e económica do armazenamento de energia na forma de hidrogénio verde;
- Simulação da central Híbrida do Pego proposta pela Endesa.

1.3. ORGANIZAÇÃO DO DOCUMENTO

Este documento é composto por **5 capítulos**, cujo conteúdo é brevemente descrito de seguida.

No primeiro e atual capítulo é analisado o enquadramento social e económico da importância do armazenamento de energia nos sistemas elétricos de energia e são definidos os objetivos da dissertação e as linhas gerais da estrutura.

No segundo capítulo são feitos os levantamentos do estado de arte das tecnologias de armazenamento de energia relativos a baterias e ao hidrogénio verde caracterizados, assim como as suas vantagens, desvantagens e limitações.

No terceiro capítulo pretende-se fazer uma comparação técnico-económica objetiva entre as tecnologias analisadas no anterior capítulo.

No quarto capítulo será apresentado o caso de estudo assim como o raciocínio levado a cabo, aplicando-se uma análise técnico-económica de um sistema híbrido constituído por produção renovável e armazenamento de energia em baterias juntamente com a produção de hidrogénio.

O quinto capítulo faz uma análise geral das matérias estudadas na dissertação, apresenta as conclusões obtidas ao longo da sua elaboração e propõe algumas soluções futuras.

2. ESTADO DE ARTE

Nesta secção realiza-se a descrição dos princípios e funcionamento de duas tecnologias de armazenamento de energia, analisando-se as suas características principais.

Desta forma procura-se reunir um conjunto de dados que permita obter a base técnica para fazer a correspondência entre as tecnologias disponíveis e as aplicações a realizar. Sendo exequível, formar-se-á uma opinião crítica, elaborando-se a preparação para o capítulo seguinte, que será um comparativo entre as diferentes tecnologias consideradas.

Os dados a seguir expostos são caracterizados quanto aos locais de exploração indicados e/ou possíveis, tipos de finalidades e aplicações a que melhor se adequam, rendimento esperado, entre outras características e condicionantes.

Este capítulo inclui a descrição e análise das seguintes formas de armazenamento de energia:

- **Armazenamento de energia elétrica em baterias químicas;**
- **Armazenamento de energia elétrica na forma de hidrogénio;**

2.1. ARMAZENAMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA EM BATERIAS QUÍMICAS

2.1.1. INTRODUÇÃO

Devido à sua flexibilidade e amplo campo de aplicação em diversas áreas (desde a microeletrônica, passando pelos veículos elétricos e híbridos, até aplicações fixas em centrais de produção de energia elétrica e redes inteligentes) frequentemente associadas a fontes de energia renovável, as tecnologias de armazenamento eletroquímico são capazes de executar uma variedade de funções com impacto positivo na flexibilidade do sistema energético global, melhorar a eficiência, reduzir o impacto ambiental, aumentar a diversificação de fontes de energia primária e expandir substancialmente a contribuição das fontes de energias renováveis [3]–[5].

O armazenamento da energia utilizando este tipo de tecnologia só é possível através de reações eletroquímicas no interior dos acumuladores (baterias), tendo em conta a capacidade de transformar energia química em energia elétrica e vice-versa [3]–[5].

Sendo uma tecnologia vastamente explorada e com um grande historial de aplicações, o armazenamento de energia em baterias químicas é um processo que engloba diversos tipos de compostos químicos, com diferentes comportamentos, performances e capacidades [3]–[5].

De entre os vários tipos podem ser enunciados os mais utilizados atualmente:

- **Chumbo-Ácido;**
- **Níquel-Cádmio;**
- **Iões de Lítio;**

2.1.2. BATERIAS DE CHUMBO-ÁCIDO

As baterias de chumbo-ácido são as mais utilizadas em sistemas, nomeadamente o fotovoltaico devido ao seu baixo custo e eficiente desempenho. Nestas baterias os elétrodos são constituídos por placas de chumbo imersos num eletrólito ácido, tipicamente o ácido sulfúrico [5], [6].

O processo de carga das baterias de chumbo-ácido deve ser efetuado com correntes elétricas baixas, o que conduz a um tempo de carga elevado. Durante o processo de carga deve ser evitada a ocorrência de sobrecargas, que podem danificá-los. As baterias de chumbo-ácido

não devem ser descarregadas totalmente, uma vez que isso pode impossibilitar a recarga da bateria, ou pelo menos, diminuir a sua capacidade de carga. Estas baterias são sensíveis a variações da temperatura de funcionamento, isto é, as altas temperaturas aumentam a capacidade mas diminuem o tempo de vida útil e as baixas temperaturas diminuem a sua capacidade [5], [6].

Existem dois grandes tipos de baterias de chumbo-ácido:

- **Baterias ventiladas ou abertas (VLA):**

Nestas, o eletrólito está sob a forma de uma solução aquosa, sendo necessário o seu funcionamento numa posição vertical para evitar o seu derrame. Estas baterias necessitam de manutenção, nomeadamente a reposição periódica do nível de água, uma vez que durante o seu funcionamento (principalmente em condições de sobrecarga) se dá a eletrolise da água, o que faz com que oxigénio e o hidrogénio sejam libertados sob o estado gasoso [5], [6].

- **Baterias Estanques ou reguladas por válvulas (VLRA)**

Estas são seladas, possuindo válvulas que permitem a saída de gases quando a pressão no seu interior atinge níveis perigosos. De uma maneira geral estas baterias apresentam, face às anteriores, a vantagem de permitirem a recombinação dos gases, reduzindo as perdas de água, o que faz com que necessitem de menor manutenção [5], [6].

Dentro deste tipo de baterias são distinguidas duas tecnologias diferentes:

Baterias com separador de microfibras de vidro, conhecidas por baterias de AGM. Este separador absorve o eletrólito o que evita que este se desloque livremente no interior da bateria [5], [6].

Baterias de gel, em que o eletrólito se encontra misturado com sílica, mantendo-se o eletrólito imóvel no interior da bateria [5], [6].

As vantagens e desvantagens das baterias de Chumbo-Ácido são apresentadas na Tabela 1

Tabela 1: Vantagens e desvantagens das baterias Chumbo – Ácido [5]–[7]

Vantagens	Baixo custo e simples de fabricar; em termos de custo por densidade de energia a bateria de VLRA é a mais barata.
	Tecnologia madura e confiável; quando usada corretamente, a bateria de VLRA é durável e fornece um serviço confiável.
	Baixa taxa de auto-descarga; está entre as mais baixas das baterias recarregáveis
	Permite taxas elevadas de descarga
Desvantagens	Não podem ser armazenadas quando descarregadas.
	Baixa densidade de energia.
	Permite um número limitado de ciclos de descarga completos; adequadas para aplicações que exigem descargas profundas ocasionais.
	Prejudicial ao meio ambiente; o eletrólito e o teor de chumbo pode causar danos ambientais significativos.
	Restrições de transporte; existem preocupações ambientais sobre o derrame do eletrólito em caso de acidente.

2.1.3. BATERIAS DE NÍQUEL-CÁDMIO

As baterias de níquel-cádmio (NiCd) são constituídas por um ânodo de hidróxido de níquel, um cátodo de cádmio e um eletrólito alcalino, tipicamente hidróxido de potássio. As reações de oxidação-redução são dadas apenas entre os elétrodos, o que anula a ocorrência de sulfatação. As baterias de NiCd têm um preço inicial mais elevado que as de chumbo-ácido, mas são mais resistentes a variações de temperatura e a condições de sobrecarga. Tem a vantagem de aceitar correntes elevadas durante a carga, conduzindo a um menor tempo de carregamento. Para além do seu preço inicial elevado, a principal desvantagem das baterias

NiCd reside na existência de efeito de memória que obriga a descarregar totalmente a bateria para que não dê lugar à viciação (diminuição da tensão fornecida pela bateria) [5], [6].

As vantagens e desvantagens das baterias de NiCd são apresentadas na Tabela 2.

Tabela 2: Vantagens e desvantagens das baterias NiCd [5]–[7]

Vantagens	Elevado número de ciclos de carga ou descarga; se mantida corretamente fornece mais de 1000 ciclos de carga ou descarga
	Bom desempenho de carga; permite recarregar a baixas temperaturas.
	Prazo de validade longo – em qualquer estado de carga.
	Armazenamento simples; a maioria das empresas de transporte aéreo aceitam transportar as baterias sem condições especiais.
	Bom desempenho a baixa temperatura
	Preço económico; é a bateria de menor custo em termos de custo por ciclo
	Disponível em uma ampla gama de tamanhos e opções de desempenho; a maioria das células são cilíndricas
Desvantagens	Baixa densidade de energia, em comparação com os sistemas mais recentes.
	Efeito de memória, deve ser periodicamente descarregado totalmente para evitar os efeitos de memória.
	Prejudiciais ao meio ambiente, contém metais tóxicos; alguns países estão a limitar o uso destas baterias.
	Tem elevada taxa de auto-descarga, precisa de ser recarregada após armazenamento.

2.1.4. BATERIAS DE IÕES DE LÍTIO

As baterias de iões de lítio (Li-íon) são constituídas por um cátodo de lítio, um ânodo de carbono poroso e um eletrólito composto por sais de lítio num solvente orgânico, isto é, solução não aquosa. Estas baterias são leves e têm um tempo de vida útil elevado. Podem ser carregadas com correntes altas, tal como as NiCd, e suportam uma vasta amplitude de temperaturas de funcionamento. As principais desvantagens deste tipo de baterias residem na sua baixa eficiência e no preço elevado [5], [6].

As vantagens e desvantagens das baterias de Li-íon são apresentadas na Tabela 3

Tabela 3: Vantagens e desvantagens das baterias Li-íon [5]–[7]

Vantagens	Alta densidade de energia
	Baixa taxa de auto-descarga. A taxa de auto-descarga é cerca de metade quando comparado com a bateria de NiCd
	Baixa manutenção, não é necessário efetuar descargas periódicas, não tem efeito de memória
Desvantagens	Requer um circuito de proteção que limita a tensão e a corrente
	Sujeitos a envelhecimento, mesmo que não se encontrem em utilização. Este fenómeno pode ser reduzido se o armazenamento da bateria for feito num lugar fresco e com estado de carga inferior a 40 %
	Corrente de descarga moderada
	Sujeito a regulamentações de transporte (esta restrição não se aplica a baterias de uso pessoal)
	Custo elevado na fabricação. Têm um custo de 40% superior quando comparadas com as baterias de NiCd. Melhores técnicas de fabrico e substituição de metais raros com alternativas de menor custo irão reduzir o seu preço.

2.1.5. CARACTERÍSTICAS DE UMA BATERIA

A eletroquímica da bateria é frequentemente o foco de discussão do desempenho da bateria, no entanto também os materiais do eletrodo tem um papel fundamental na determinação das características de desempenho. A taxa à qual a energia flui é modelada por fatores práticos associados à construção da bateria bem como a seleção de outros materiais utilizados na sua construção, incluindo o tipo e quantidade de eletrólito.

Para análise ao funcionamento de uma bateria é necessário ter presente alguns conceitos elétricos característicos, tais como [5], [6]:

- **Tensão e Corrente**

O potencial eletroquímico, ou tensão, é a quantidade de trabalho ou energia que pode ser realizado por unidade de carga elétrica [5], [6].

A corrente elétrica é o fluxo “ordenado” de partículas portadoras de carga elétrica, ou também o deslocamento de cargas dentro de um condutor, quando existe uma diferença de potencial elétrico entre as extremidades [5], [6].

- **Resistência**

É a capacidade de um corpo qualquer se opor à passagem da corrente elétrica mesmo quando existe uma diferença de potencial aplicada. De acordo com a lei de Ohm, a diferença de tensão entre os dois pontos é diretamente proporcional à corrente entre esses dois pontos num meio condutor e inversamente proporcional à resistência do condutor [5], [6]:

$$V = R \cdot I \quad (1)$$

Onde, I é a corrente (A), V é a diferença de tensão (V), e R representa a resistência (Ω). A unidade da resistência é o ohm. A unidade pode ser escrita como ohm ou Ω [5], [6].

- **Capacidade / Ciclo de vida**

A quantidade de energia fornecida por uma bateria é a sua capacidade e é medido em unidades de amperes-hora ou ampere-hora (Ah). Quantifica quanto tempo uma bateria vai durar em horas com uma corrente de descarga em amperes. É um calculo que se faz quando a bateria descarrega a uma corrente constante [5], [6].

$$\text{Capacidade (Ah)} = \text{Corrente(A)} \cdot \text{tempo(h)} \quad (2)$$

Muitas aplicações não descarregam as baterias com uma corrente constante. A forma como a bateria é descarregada afeta diretamente o tempo de duração e a tensão de descarga. A corrente é normalmente variável ao longo da descarga. De uma forma simplificada ao ser multiplicada a corrente pelo tempo irá produzir-se uma resposta errada [5], [6].

A curva de descarga de uma bateria é apresentada na Figura 1

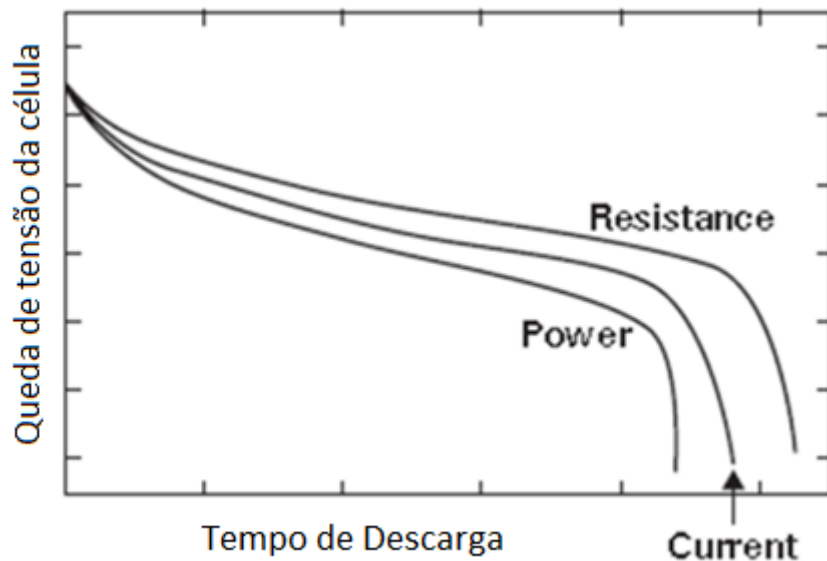


Figura 1: Curva de descarga de uma bateria [5], [6]

A capacidade da bateria é calculada integrando a corrente produzida ao longo do tempo de descarga [5], [6].

- **Potência específica**

A potência instantânea desenvolvida por uma bateria. É o produto da diferença de potencial entre os terminais e a corrente que passa através da mesma:

$$P = I \cdot U \quad (3)$$

Onde P é a potência (W), I é a corrente (A) e U é a tensão (V). Outras maneiras de escrever a equação para a potência elétrica podem obter-se através da substituição de V ou de I a partir da lei de Ohm [5], [6].

$$P = I^2 \cdot R \quad (4)$$

$$P = \frac{U^2}{R} \quad (5)$$

- **Energia específica**

A energia fornecida por uma bateria é medida em watt-hora (Wh). Quantifica a duração em horas que uma bateria demora a descarregar quando ligada a uma carga. Assim como no cálculo da capacidade com a corrente constante a energia fornecida por uma bateria é de cálculo simples [5], [6].

A energia fornecida pela bateria é dada por:

$$Energia = potência(w) \cdot tempo(h) \quad (6)$$

Mais uma vez ,se a carga de alimentação não é constante ao longo da descarga, a energia é determinada utilizando a seguinte equação [5], [6].

$$Energia = \int_0^t U_i \cdot dt \quad (7)$$

2.1.6. COMPARAÇÃO ENTRE AS BATERIAS EXISTENTES

É possível constatar que ao longo do tempo o desempenho das baterias químicas, fruto da investigação nesta área, melhorou exponencialmente. Na Figura 2 está presente essa evolução, com o aumento da energia específica obtida ao longo das décadas [5], [6].

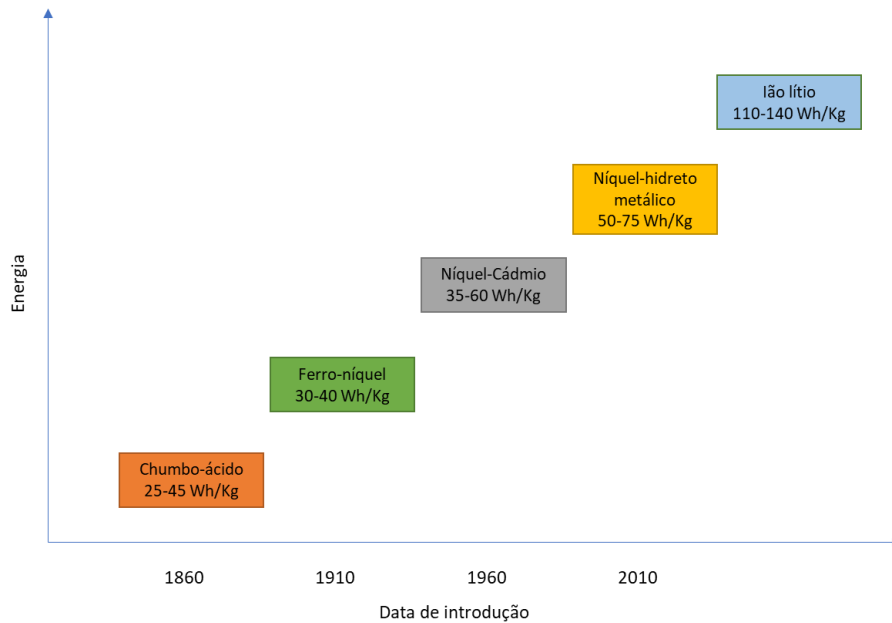


Figura 2: Evolução das baterias eletroquímicas ao longo das últimas décadas [5], [6]

Na Tabela 4 é feita uma comparação entre três baterias mais utilizadas, segundo diversos parâmetros, como por exemplo: a energia específica, a potência específica, o número de ciclos, o tempo de recarga, o rendimento e a percentagem de materiais recicláveis [5], [6].

Tabela 4: Características das baterias [5], [6]

Tipo de bateria	Chumbo-ácido	Níquel-Cádmio	Íões de lítio
Energia específica (Wh/kg)	33	57	100
Energia e densidade (Wh/kg)	30	56	100
Potencia específica (W/kg)	130	200	300
Número de Ciclos	400	2000	1200
Tempo de recarga (h)	8 até 17	8	<3
Rendimento (%)	65	65	Na
Percentagem de materiais recicláveis (%)	97	99	50

É possível observar que as baterias de íons de lítio são as que melhores características apresentam do ponto de vista de potência fornecida e tempo de recarga, tendo também elevada durabilidade. Verifica-se também que as baterias mais convencionais, as de chumbo-ácido, prometem uma melhoria e uma evolução muito significativa no seu desempenho [5], [6].

Os sistemas de armazenamento eletroquímico podem atingir grandes densidades de potência e potencia específica. A análise da Tabela 4 , permite concluir que as baterias íons de lítio são a melhor escolha quando a aplicação a implementar necessita de uma grande quantidade de energia num curto espaço de tempo [5], [6].

Nas aplicações que necessitam de injeção de energia durante períodos de tempo mais longos, mas com potências de transmissão mais baixas, a escolha acertada poderá recair sobre as baterias chumbo-ácido, uma vez que se trata de uma tecnologia muito menos dispendiosa [5], [6].

O facto de exigir pouca manutenção e de ser uma tecnologia com custos de investimento relativamente baixos (quando comparada com as alternativas existentes) aliado a já existir um conhecimento muito aprofundado, fruto da maturidade da sua integração com sistemas de produção de energia e auxílio da rede, faz com que a sua integração seja uma boa alternativa para determinados tipos de aplicações [5], [6].

Por outro lado, comparativamente com as outras tecnologias de armazenamento de energia existentes, o armazenamento eletroquímico opera durante poucos milhares de ciclos (cerca de 100 a 1000, dependendo da tecnologia) devido à degradação química que sofre, apresentando um tempo útil bastante baixo [5], [6].

2.2. ARMAZENAMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA NA FORMA DE HIDROGÉNIO VERDE

2.2.1. INTRODUÇÃO

Uma das soluções mais promissoras para a produção e armazenamento limpos de energia é o uso do hidrogénio. Este, ao contrário do petróleo ou do carvão, não é uma fonte primária de energia, mas um portador de energia, tal como a eletricidade.

O hidrogénio pode ser produzido ou extraído de matérias ricas neste elemento, como o carvão, o gás natural, a biomassa ou a água. Atualmente, o principal método para a produção de hidrogénio é a sua extração do gás natural, sobretudo metano, através de uma técnica designada por *Steam Methane Reforming (SMR)*. Este estilo de produção não é sustentável e está associado a 830 milhões de toneladas de dióxido de carbono emitidas por ano, correspondendo a 2,3% de todas as emissões globais [8].

A reformação de gás natural possui um fator de emissões de 8,9 Kg CO₂/Kg H₂, enquanto a gasificação a partir de carvão têm um fator superior: 29,33 Kg CO₂/Kg H₂. Atualmente são produzidas 8,2 milhões de toneladas de hidrogénio proveniente de combustíveis fósseis e a maioria provém da reformação de gás natural.

No entanto, as tecnologias de produção de hidrogénio a partir de fontes renováveis (como a biomassa, solar e eólica) estão em desenvolvimento e a ser implementadas em alguns países, como é o caso da Austrália, que é o país com o maior número de centrais geradoras de hidrogénio verde, como se pode ver na Figura 3. A partir de 2022, estimam-se que existirão 96 instalações deste tipo na Austrália.

O aproveitamento da energia solar através de painéis fotovoltaicos é o maior contribuinte para a produção renovável na Austrália, com cerca de 15,6 TW-hora gerados a partir de centrais solares de pequena geração, em comparação com 8,1 TW – hora gerados através de centrais solares de grande escala. Espera-se que a Austrália tenha alguns dos custos mais baixos de produção de hidrogénio verde até 2050, devido à abundância de recursos solares e eólicos.

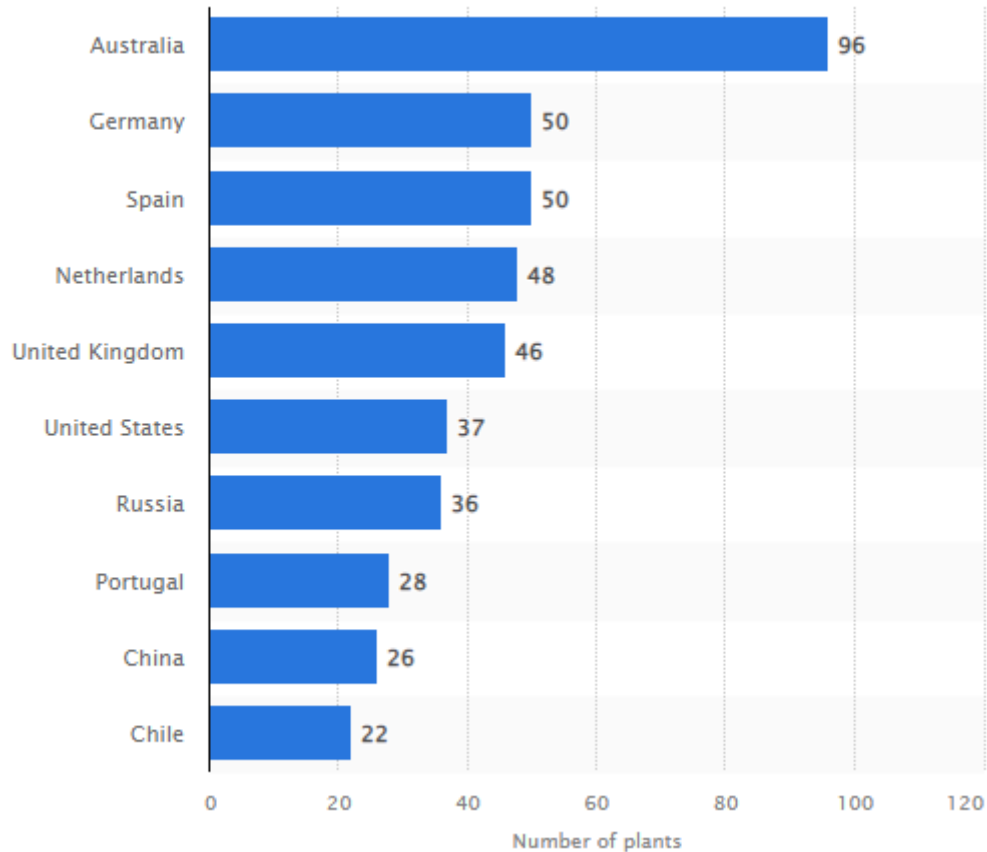


Figura 3: Número de instalações de produção de hidrogénio verde em 2022 [9]

A aplicação desta tecnologia como forma de armazenamento nos sistemas elétricos é vantajosa, pois o hidrogénio é um vetor de energia ideal, dado que:

- Pode ser obtido a partir da eletricidade e convertido na mesma, com taxas de altas eficiências;
- Pode ser produzido a partir de água, sendo esta um dos elementos mais abundantes na natureza;
- Trata-se de um combustível renovável;
- Comparativamente a outros combustíveis, o hidrogénio consegue ser transformado em energia de forma mais diversificada e eficiente;
- Consegue ser armazenado na sua forma gasosa, líquida ou sólida/metálica;
- Pode ser transportado em tubos e tanques ao longo de grandes distâncias;
- Trata-se de um combustível conciliável com as preocupações ambientais, dado que não liberta poluentes na sua combustão;
- Permite uma grande variedade de aplicações.

2.2.2. ORIGENS DO HIDROGÉNIO VERDE COMO ARMAZENADOR DE ENERGIA ELÉTRICA

O potencial da utilização do hidrogénio como tecnologia de armazenamento de energia em conjunto com centrais de energia renováveis tem vindo a ser estudado desde o início do século XX. Em 1923, *John Haldane* propôs que o hidrogénio e oxigénio pudessem vir a ser produzidos através da eletrolise gerada por turbinas eólicas. Ambos poderiam ser armazenados e posteriormente ser convertidos em eletricidade utilizando-se para esse fim as células de combustível.

Na década de 1930, *Hermann Honner* criou o conceito da utilização de turbinas eólicas para produzir eletricidade e de hidrogénio.

Já na década de 1970 foram propostos outros métodos para esse fim. *William Heronemus* considerou aumentos significativos na escala de potências em jogo, quando propôs a utilização de turbinas eólicas offshore de modo a conseguir grandezas na ordem dos MW. A energia elétrica seria utilizada para fazer a eletrolise da água do mar e o hidrogénio obtido canalizado para terra.

Também os sistemas de eletrolise para turbinas eólicas de menor potencia (utilizados em aplicações residenciais de microgeração) foram propostos por *L.W.Zelbey*.

Com o aparecimento de novas tecnologias solares nas décadas de 1960 e 1970, a eletrolise através da energia solar foi estudada com bastante profundidade e, desde então, a investigação nessa área procurou o desenvolvimento de sistemas fotovoltaicos para produção eletrolise de hidrogénio.

O princípio de armazenamento de energia na forma hidrogénio verde engloba as reações de eletrolise (que são feitas a partir da energia elétrica excedente, nos períodos de vazio), a transformação de água em oxigénio e hidrogénio (para a geração de energia nos períodos de pico do diagrama de cargas) e o armazenamento de hidrogénio em tanques próprios para o efeito, de forma a garantir reservas para os períodos em que for necessário.

2.2.3. PRODUÇÃO DE HIDROGÉNIO VERDE

Nos dias que correm, apenas 5% do hidrogénio produzido mundialmente advém da eletrólise da água. Este processo tem por base uma reação de oxidação-redução, endotérmica, que tem como objetivo quebrar a ligação da molécula da água, dando origem aos subprodutos de

hidrogénio e oxigénio. Atualmente, o rendimento associado a esta forma de produção ronda os 70-75%, sendo portanto um valor bastante apelativo para futuros investimentos [10].

Como qualquer outro processo, este também precisa de energia para ser realizado, o que conduz a um grande consumo de eletricidade por parte dos eletrolisadores, que tem como consequência um aumento do custo de produção de hidrogénio, impedindo que esta tecnologia seja competitiva com outras.

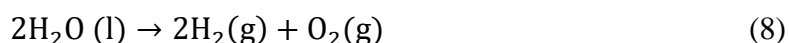
De acordo com a *Bloomberg New Energy Finance*, se os custos relacionados com as tecnologias renováveis continuarem a baixar, o hidrogénio verde poderá vir, em 2050, a ter custos de produção compreendidos entre os 0,70 – 1,60 \$ por kg [11].

Assim como as células de combustível, os eletrolisadores consistem num ânodo e num cátodo separados por um eletrólito. Os diferentes eletrolisadores funcionam de forma diferente, principalmente devido aos diferentes tipos de material eletrolítico envolvido e às espécies iónicas que conduzem.

Como tal os eletrolisadores mais usados são:

- ***Polymer Electrolyte Membrane Electrolyzer***

Sabendo que a reação do eletrólise é endotérmica, será necessário fornecer energia para que ocorra a quebra da ligação da molécula da água, conforme a equação 8.



Analisando a Figura 4 verifica-se a existência de dois polos designados por cátodo (elétrodo negativo), onde ocorre a redução e ânodo (elétrodo positivo), no qual se dá a reação de oxidação. No elétrodo negativo existe “carga negativa” adjacente de uma bateria, que dá origem a tensão elétrica, o que provoca a ejeção de eletrões para a água. Por sua vez, o elétrodo positivo está repleto de “carga positiva”, que irá absorver os eletrões [12].

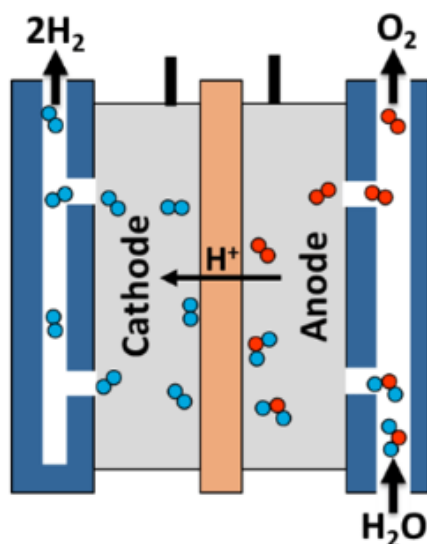
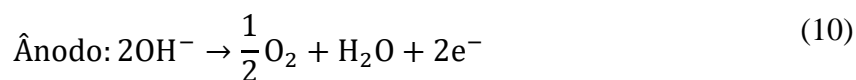


Figura 4: Esquema da eletrólise da água [13]

Devido à fraca condutividade da água, em vez de transportar as cargas esta vê a sua estrutura molecular quebrada, junto ao cátodo, originando iões de hidroxilo (OH^-) e protões (H^+).

Atendendo a que eletronegatividade (tendência que um átomo tem de captar eletrões e formar iões negativos) do oxigénio é maior que a do hidrogénio, o oxigénio capta o eletrão e o hidrogénio fica na sua forma mais estável. Por sua vez o H^+ capta um eletrão, passando a molécula de hidrogénio. O ião OH^- migra para o ânodo onde irá perder o eletrão que capturou primeiramente ao hidrogénio. A energia cedida pela bateria é armazenada sobre a forma de hidrogénio [12].



Para que a reação se dê em condições de pressão e temperatura normais, 25 °C e 1 bar, a variação de energia de Gibbs¹ apresenta um valor positivo, traduzindo a não espontaneidade da reação, sendo este de 237,2 kJ/mol, valor que contabiliza a entalpia da reação, bem como

¹ A **energia livre de Gibbs** (ΔG) é uma grandeza que foi determinada pelo físico, matemático e químico norte-americano Josiah Willard Gibbs no ano de 1883. Gibbs desenvolveu essa grandeza com o intuito de prever a espontaneidade de uma reação química.

as perdas associadas à variação de entropia. O trabalho elétrico necessário à realização da eletrólise da água depende do número de cargas transportadas e envolvidas na reação em que:

$$\Delta G = -n \cdot F \cdot E_{cell} \quad (11)$$

ΔG – Energia livre de *Gibbs*

n – Número de elétrons que participam na reação

F – Constante de Faraday (96485,33212 C.mol⁻¹)

E_{cell} – Diferencia de potencial entre dois eletrodos

Onde n.F representa a eficiência farádica, em que um valor de eficiência ideal se relaciona com um sistema eletrolítico que não complementa reações secundárias competitivas, onde a produção de hidrogénio é o dobro da de oxigénio. O valor do potencial de equilíbrio E_{cell} é de 1,23 V. No entanto, este valor não contabiliza a energia de ativação necessária para que se dê o início da reação, uma vez que esta é endotérmica [12].

- ***Alkaline Electrolyzer***

Os eletrolisadores deste tipo operam através do transporte de iões de hidróxido (OH⁻) do eletrólito do cátodo para o ânodo, com o hidrogénio a ser gerado no lado do cátodo. Os eletrolisadores que utilizam uma solução alcalina líquida de hidróxido de sódio ou de potássio estão disponíveis comercialmente há muitos anos. Abordagens mais recentes utilizando membranas de permuta alcalina sólida (AEM) estão a começar a tornar-se promissoras à medida que os resultados das experiências laboratoriais realizadas tem sido positivos.

- ***Solid Oxide Electrolyzers***

Os eletrólitos de oxido sólido, que utilizam um material cerâmico sólido como eletrólito que conduz seletivamente iões de oxigénio carregados negativamente (O₂⁻) a temperaturas elevadas, geram hidrogénio de uma forma ligeiramente diferente.

- O vapor do cátodo combina com elétrons do circuito externo para formar hidrogénio e iões de oxigénio carregados negativamente.
- Os iões de oxigénio passam através da membrana cerâmica sólida e reagem no ânodo para formar oxigénio e gerar elétrons para o circuito externo.

Os eletrolisadores de óxido sólido devem actuar a temperaturas suficientemente altas para que as membranas de óxido sólido funcionem corretamente (cerca de 700° - 800 °C, em comparação com os eletrolisadores alcalinos comerciais, que normalmente operam a menos de 100°C). Os eletrolisadores avançados de óxido sólido à escala laboratorial baseados em eletrólitos cerâmicos condutores de prótons estão a mostrar ser promissores na capacidade de baixar a temperatura de funcionamento para 500 ° C – 600°C. O eletrolisador de óxido sólido pode utilizar eficazmente o calor disponível a estas temperaturas elevadas (de várias fontes, incluindo energia nuclear) para diminuir a quantidade de energia elétrica necessária para produzir hidrogénio a partir da água.

2.2.4. ALTERNATIVAS À ELETROLISE

Além da eletrolise da água existem outros métodos, que se encontram em desenvolvimento e sem aplicações comerciais, como por exemplo [14]:

- **Decomposição térmica da água:** é um processo que em vez de eletricidade utiliza elevadas temperaturas (700-1000 °C) para se quebrar a molécula da água;
- **Fotoeletrolise:** é um processo que se baseia na utilização da radiação solar para provocar a reação de *Water Splitting*;
- **Processos fotobiológicos:** são métodos que tem por base a utilização de energia solar em sistemas biológicos, como as cianobactérias, algas fotossintéticas ou algas eucarióticas que contem enzimas que decompõem compostos base, libertando hidrogénio;
- **Processos térmicos:** consistem num ciclo em que é utilizada água, em que esta se dissocia por ação do calor e reações químicas, onde no final é libertado hidrogénio. A eficiência associada está no intervalo 40-50 %;
- **Digestão anaeróbia da biomassa:** é um processo bioquímico realizado num ambiente anaeróbio, por bactérias específicas, cujo objetivo reside na conversão de matéria orgânica em biogás, rico em metano, que posteriormente pode passar a processos de *Reforming* para obter hidrogénio como produto final.

2.2.5. PRODUÇÃO DE ENERGIA A PARTIR DO HIDROGÉNIO VERDE

Uma célula de combustível é um dispositivo que gera eletricidade por meio de uma reação eletroquímica, mas não a partir de uma combustão. Numa célula, o hidrogénio e o oxigénio são combinados para gerar eletricidade, calor e água.

Os sistemas das células de combustível são uma fonte de energia limpa, eficiente, confiável e silenciosa. Estas não precisam de ser recarregadas periodicamente como as baterias, mas continuarão a produzir eletricidade enquanto forem alimentadas por hidrogénio.

Uma célula de combustível (Figura 5) é composta por um ânodo, um cátodo e uma membrana eletrolítica, esta funciona passando o hidrogénio pelo ânodo e o oxigénio pelo seu cátodo. No local do ânodo, um catalisador divide as moléculas de hidrogénio em prótons e eletrões. Os prótons atravessam a membrana eletrolítica porosa, enquanto os eletrões são forçados através de um circuito, produzindo uma corrente e excesso de calor. No cátodo, os prótons, eletrões e oxigénio combinam-se para produzir moléculas de água. Como não existem peças móveis, as células de combustível operam de forma silenciosa e com extrema fiabilidade.

Atualmente as principais células de combustível são: *Alkaline fuel cells*, *Phosphoric acid Fuel Cells*, *Molten carbonate fuel cells*, *Solid oxided fuel cells*, *Solid polymer electrolyte fuel cells* (Anexo A), segundo os autores das referências [15], [16].

O tipo de combustível também depende do eletrólito. Algumas células precisam de hidrogénio puro e, portanto, exigem equipamentos extras, como um reformador para purificar o combustível. Outras células podem tolerar algumas impurezas, mas podem necessitar de temperaturas mais elevadas para serem eficientes.

Apesar das células de combustível serem amigas do ambiente e possuírem algumas vantagens significativas, estas ainda não conseguem (de forma barata e eficiente) substituir as formas tradicionais de produção de energia elétrica (carvão, petróleo, gás, nuclear) [17], [18].

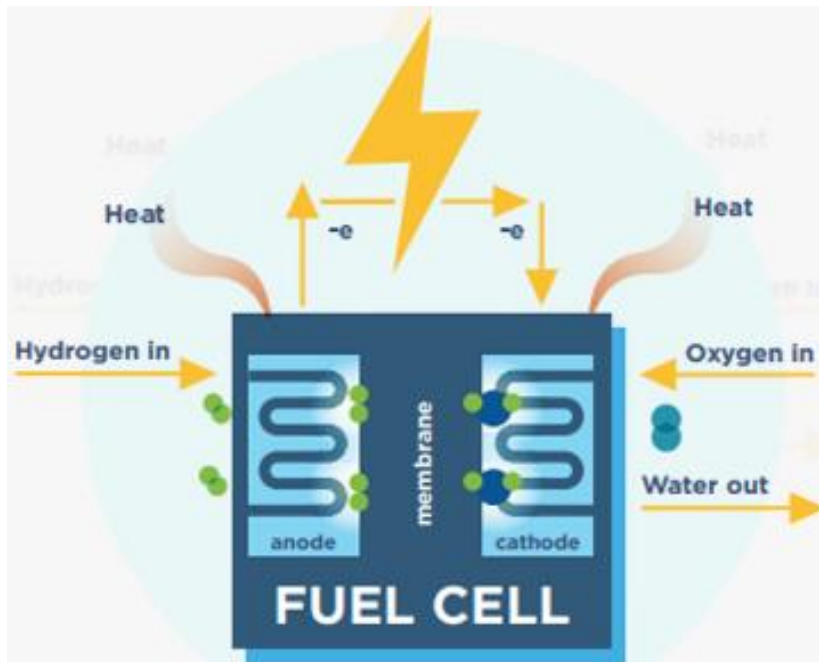


Figura 5: Célula de combustível [19].

2.2.6. TRANSPORTE DE HIDROGÉNIO VERDE

Atualmente, o hidrogénio é transportado do ponto de produção para o ponto de utilização através de gasodutos e sobre estrada em camiões-cisterna de transporte de líquidos criogénicos ou reboques de tubos gasosos [20], [21].

Os oleodutos são instalados em regiões com uma procura substancial (centenas de toneladas por dia) e que se espera que se mantenha estável durante décadas. Instalações de liquefação, camiões-cisterna de transporte de líquidos e reboques tubulares são implementados em regiões onde a procura é menor ou emergente. Estão também em curso demonstrações de entrega de hidrogénio através de transportes de químicos (por exemplo, em barças) em aplicações de grande escala, tais como mercados de exportação [20], [21].

No ponto de utilização de hidrogénio, os componentes de infraestrutura adicionais que são normalmente utilizados incluem compressão, armazenamento, dispensadores, contadores e tecnologias de deteção e purificação de contaminantes. Por exemplo, as estações que estão a ser implantadas para distribuir hidrogénio em veículos de pilhas de combustível de elevada ou média potencia deverão comprimir o hidrogénio a 350-700 bar e distribuir até 10 kg/min. Estão atualmente em desenvolvimento tecnologias de alto rendimento para satisfazer estes requisitos de desempenho [20], [21].

2.2.7. ARMAZENAMENTO DE HIDROGÉNIO VERDE

Devido à vasta multitudine de possibilidades para se armazenar hidrogénio, faz sentido organizar este processo por categorias. No entanto, não é uma atividade fácil aglomerar os diferentes métodos de armazenamento. A categorização aqui presente é baseada na forma como os sistemas de armazenamento interagem com o hidrogénio [22], [23].

Assim sendo e como se pode ver pela Figura 6, as tecnologias de armazenamento encontram-se divididas em três categorias [22], [23]:

- O hidrogénio pode ser armazenado como um líquido ou um gás, na sua forma pura e molecular, sem qualquer tipo de relação física ou química com outros materiais;
- O hidrogénio molecular pode ser adsorvido por um ou a um material, mantido por uma força relativamente fraca;
- O hidrogénio atómico pode ser quimicamente ligado (absorvido por outro elemento).

É também importante dividir a tecnologia de armazenamento químico em hidretos metálicos e químicos. Esta divisão faz sentido por causa das diferentes propriedades químicas de armazenamento (e como os nomes indicam os hidretos metálicos contem átomos metálicos), onde o hidrogénio se pode fixar diretamente ou a partir de uma complexa cadeia de iões [22], [23].

Os hidretos químicos são compostos por átomos não metálicos, ou seja, uma combinação de oxigénio, carbono, nitrogénio e hidrogénio [22], [23].

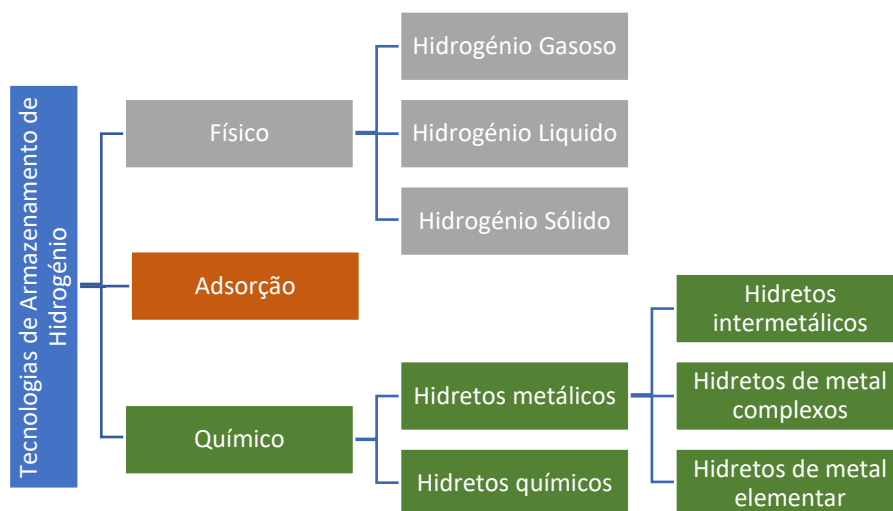


Figura 6: Categorização das tecnologias de armazenamento

2.2.8. VANTAGENS E DESVANTAGENS

A utilização de hidrogénio como forma de armazenar energia tem prós e contras, dos quais devemos estar cientes. É importante realçar alguns dos seus pontos positivos mais importantes [24]–[27]:

- **Gás renovável:** É considerado como fonte inesgotável, pelo menos em comparação com o tempo de vida humana, sendo uma rica fonte de energia e um gás bastante abundante;
- **Fonte limpa de energia:** Quando se “queima” hidrogénio, não existe nenhum tipo de produto de escape que seja tóxico para a saúde humana. Uma vez que este tenha sido usado, poderá ser convertido em água potável;
- **Gás não tóxico:** Este não causa qualquer tipo de danos à saúde humana, tendo como comparação a energia nuclear e o petróleo;
- **A energia envolvida no hidrogénio é altamente eficiente:** este é incrivelmente rico em energia e é capaz de fornecê-la em grandes quantidades. Como tal é 3 vezes mais potente do que os combustíveis fósseis, pelo menos para realizar as mesmas tarefas. É por este motivo que este gás é muito usado na exploração espacial;
- **Transportável:** o hidrogénio, ao ser misturado com gás natural num rácio até 20%, poderá viajar pelos mesmos dutos e infraestruturas. Para se aumentar essa percentagem teriam de se alterar as infraestruturas existentes de gás, de forma a ser compatível com o transporte de hidrogénio.

No entanto, o hidrogénio possui alguns aspetos negativos [24]–[28]:

- **Elevados custos:** a produção de energia proveniente de fontes renováveis (que são a chave para gerar hidrogénio verde por meio de eletrólise) é mais dispendiosa do que a proveniente pelos meios convencionais. Apesar disso as tendências atuais estão inclinadas para um futuro mais renovável e capaz de superar os meios convencionais;
- **Alto consumo energético:** a produção de hidrogénio, em geral, requer mais energia do que a produção de outros combustíveis;
- **Questões de segurança:** o hidrogénio é um elemento altamente volátil e inflamável e, como tal, são necessárias medidas extensivas de segurança para que se evite o seu vazamento e eventuais explosões;
- **Os sistemas de armazenamento são complexos:** Como o hidrogénio é um gás leve, a forma de o guardar requer uma série de contentores e tecnologias caras.

2.2.9. APLICAÇÕES ALÉM DO ARMAZENAMENTO DE ENERGIA

A aplicação de hidrogénio na produção de energia elétrica poderá ser feita em centrais próprias para este fim, que produzirão energia limpa. Em segundo lugar, ao converter-se o excesso de energia elétrica proveniente das fontes renováveis em hidrogénio e ao armazená-lo, este poderá vir a ser potencialmente utilizado na estabilização da rede ou transportado para ser empregue como matéria-prima no primeiro processo mencionado, como foi referido a cima [29].

Se ambas as aplicações forem adaptados (Figura 7), nasceria uma rede de zero emissões carbónicas que poderia ser alimentada por uma cadeia de fornecimento de hidrogénio. Se pudessem ser desenvolvidas infraestruturas eficazes de transporte e armazenamento, seria uma proposta particularmente atrativa para os ativos de energia renováveis em locais remotos. No entanto, isto exigiria um investimento inicial significativo [29].

Como tal, o hidrogénio está atualmente a ser aplicado em três grandes grupos:

- **Combustível** para os transportes e para a produção de energia elétrica
- **Calor** para aplicações domésticas, comerciais e industriais
- **Matéria-prima** para a indústria química e para a produção de materiais

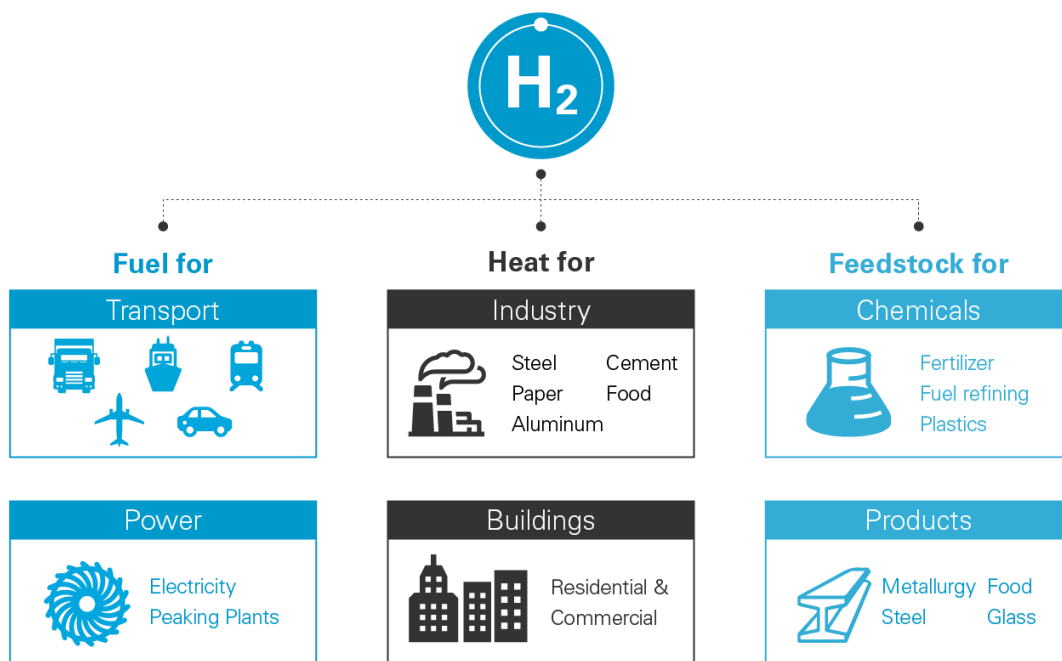


Figura 7: Principais aplicações de hidrogénio [29]

2.3. PROJETOS PARA A INTEGRAÇÃO DE TECNOLOGIA DE ARMAZENAMENTO EM PORTUGAL

- AÇORES – ILHA TERCEIRA

Um dos maiores sistemas autónomos de armazenamento de energia por bateria da Europa está a ser instalado nesta ilha dos Açores [30]–[32].

A *Siemens Smart Infrastructure*, em parceria com a *Fluence*, recebeu um contrato do fornecedor português de energia EDA para construir o sistema de armazenamento de energia na ilha Terceira, considerada a segunda maior ilha em termos de consumo elétrico do arquipélago dos Açores [30]–[32].

Este sistema irá aumentar a segurança do fornecimento e absorver e armazenar a energia excedente produzida por fontes renováveis e reenvia-la de volta à rede durante períodos de pico de consumo ou baixa produção [30]–[32].

A substituição de uma parte do fornecimento de energia baseada em gásóleo por energias renováveis deverá resultar numa redução de 1150 toneladas no consumo anual de gásóleo e numa diminuição das emissões de CO₂ em mais de 3500 toneladas por ano. Isto corresponde aproximadamente às emissões de cerca de 1500 automóveis que percorram cerca de 20000 km por ano [30]–[32].

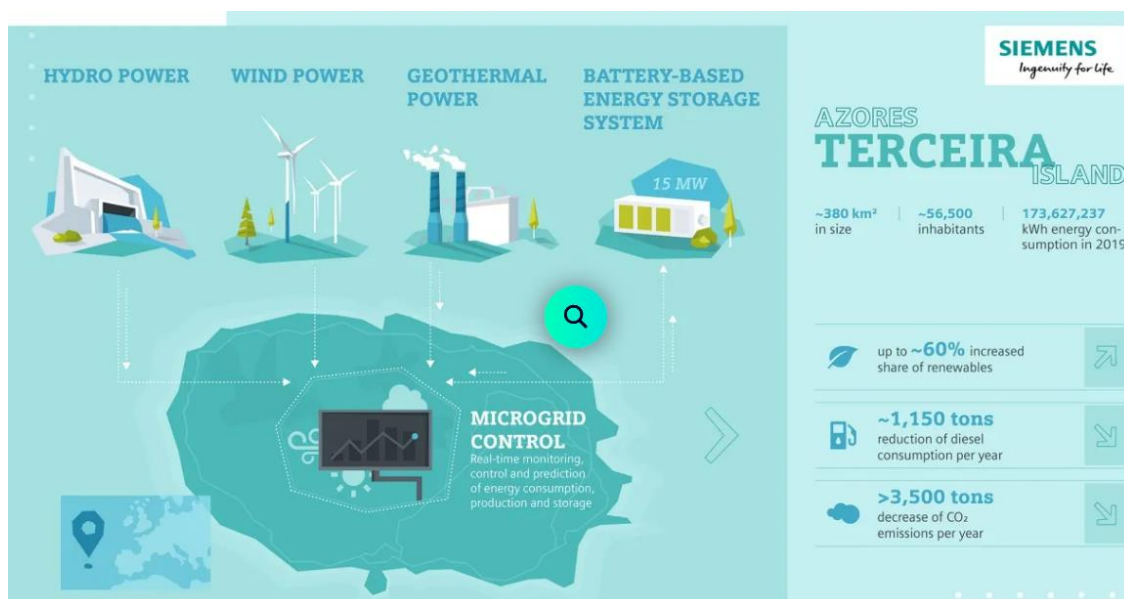


Figura 8: Sistema de armazenamento [27]

- **CENTRAL TERMOELÉTRICA DO PEGO**

A Endesa irá desenvolver um projeto relacionado com a transição do Pego, que combina a hibridização de fontes renováveis e o seu armazenamento, naquela que será a combinação de baterias com a produção de hidrogénio, com iniciativas de desenvolvimento económico e social.

A empresa recebeu um direito de ligação à Rede Elétrica de Serviço Público de 224 MVA para instalar 365 MWp de energia solar, 264 MW de energia eólica com armazenamento integrado de 186,6 MW e um eletrolisador de 500 kW para a produção de hidrogénio verde. A hibridização destas tecnologias permitirá otimizar a produção e obter um elevado fator de carga, colocando Portugal na vanguarda da Europa relativamente ao desenvolvimento e utilização destas energias [33], [34].

2.4. CONCLUSÃO

A crescente necessidade de uma alternativa aos combustíveis fósseis, acentuou uma procura por fontes renováveis, no entanto estas ainda são consideradas como sistemas instáveis e frágeis. Como forma de se poder tornar mais fiáveis estes sistemas, anexaram-se à sua exploração sistemas de armazenamento. Essa situação forçou a que existisse um investimento na investigação e no desenvolvimento de melhores soluções.

As diferentes tecnologias de armazenamento estudadas evidenciam características vantajosas para determinados tipos de aplicações, em função dos parâmetros avaliados. Os tempos de carga e descarga, potencia de transmissão e a capacidade de armazenamento são algumas das características mais importantes para a seleção da tecnologia de armazenamento de energia adequada para uma aplicação específica.

A generalidade das soluções existentes apresenta custos de investimento bastante elevados, sendo este fator decisivo para a viabilidade económica. É desejável que as despesas associadas à produção e implementação destes sistemas sejam diminuídas de modo a favorecer a sua proliferação, trazendo benefícios para os sistemas de produção, transporte e distribuição de energia.

3. COMPARAÇÃO TÉCNICO- ECONÓMICA

Neste capítulo será feita uma comparação entre as tecnologias de armazenamento descritas na anterior secção deste documento.

3.1. DESCRIÇÃO DOS CRITÉRIOS ANALISADOS

- **CAPACIDADE DE ARMAZENAMENTO**

A capacidade de armazenamento de energia de um sistema é a quantidade de energia que o sistema consegue acumular, tendo em conta que em algumas tecnologias a descarga não é feita completamente. Por essa razão a quantidade de energia utilizável é limitada pela profundidade de descarga (o estado mínimo possível de carga).

- **DENSIDADE DE ENERGIA POR VOLUME/MASSA**

Esta característica, que pode também ser designada por eficiência, determina a relação entre a energia fornecida pelo sistema e a energia armazenada, sendo esta uma definição simplificada, uma vez que a análise deste parâmetro deve assentar na observação de vários ciclos de operação (um ciclo corresponde a uma carga e uma descarga total), devido às perdas que se verificam nesses processos, em extravios por auto-descarga.

- **TEMPO DE VIDA ÚTIL**

O tempo de vida útil prende-se com o número máximo de ciclos de carga/descarga que a unidade de armazenamento pode efetuar, mantendo os níveis de potência e desempenho para os quais foi projetada.

Devido ao desgaste resultante de sucessivos ciclos de operação, os sistemas de armazenamento são projetados tendo em conta as previsões sobre o seu tempo de vida útil, sendo esse um fator decisivo na viabilidade das aplicações segundo os critérios de operacionalidade e de custos associados.

- **TEMPO DE DESCARGA**

O processo de descarga de um sistema de armazenamento é caracterizado pela potência máxima que pode ser transmitida, tendo em conta as limitações dos sistemas utilizados. O tempo de descarga é condicionado por estas características, sendo definido pelo tempo que o sistema necessita para descarregar toda a energia armazenada à potência máxima, estando previamente totalmente carregado. O tempo de descarga pode ser determinado pela expressão seguinte, sendo a razão entre a energia total armazenada e a potência máxima de transmissão de energia.

$$t_{descarga} = \frac{W_{total\ armazenada}}{P_{máxima\ transmissão}} \quad (12)$$

- **AUTO-DESCARGA**

A auto-descarga define-se pela quantidade de energia que um sistema de armazenamento dissipa com o passar do tempo, quando esta não está a ser utilizada.

- **RESTRICÇÕES**

As restrições na instalação de determinados sistemas de armazenamento estão relacionadas com diversos fatores (mais ou menos quantificáveis) e com as particularidades de cada tecnologia empregue. Podem ser de cariz técnico, de segurança ou de logística. Como por exemplo eventuais riscos de explosão, temperaturas e pressões de operação, características técnicas e/ou morfológicas da instalação e características meteorológicas do local, entre outros.

- **CUSTOS DE INVESTIMENTO/EXPLORAÇÃO**

Os custos associados a um sistema de armazenamento são devidos ao investimento inicial da instalação e aos custos operacionais relativos a manutenção, reparação e exploração. Podem também ser avaliados em custos de investimento por ciclo de funcionamento, sendo esta análise indicada para sistemas com elevada frequência de cargas/descargas.

- **IMPACTO AMBIENTAL**

Na altura da seleção de um sistema de armazenamento de energia é importante fazer a análise do impacto ambiental da solução escolhida, tendo em conta critérios tão abrangentes como o tempo de vida útil dos equipamentos e a possibilidade da sua reciclagem, o impacto que possa ter no ecossistema envolvente, como por exemplo no caso de uma central hidroelétrica com capacidade de bombagem, devido à necessidade de construção de albufeiras. Todas as condicionantes envolvidas devem ser alvo de estudos fundamentados e de análises qualitativas e quantitativas dos custos e proveitos, aquando do projeto de um sistema de armazenamento de energia.

3.2. COMPARAÇÃO ENTRE TECNOLOGIAS DE ARMAZENAMENTO

As tecnologias de armazenamento de energia devem ser selecionadas de acordo com parâmetros relativos à natureza da aplicação pretendida de forma a, em conjunto com os critérios definidos no ponto anterior, permitir a seleção da tecnologia mais adequada para o regime de exploração desejado.

Pretende-se estabelecer uma comparação entre as tecnologias, obtendo resultados sobre as possibilidades, sabendo que para cada tecnologia as alternativas tecnológicas são numerosas. É um processo difícil e moroso, a expressão de forma sintética de todas as possibilidades existentes, devido à sua complexidade.

3.2.1. CAMPO DE APLICAÇÃO

A importância das características dos sistemas de armazenamento de energia descritas no ponto anterior varia com o tipo de aplicação pretendida, pelo que é necessário, aquando da escolha de determinada tecnologia de armazenamento, que entrem em consideração as avaliações profundas ao nível técnico, económico e ambiental.

Na Figura 9 é efetuado um mapeamento das diferentes tecnologias de armazenamento existentes segundo o tipo de aplicações a que melhor se adequam.

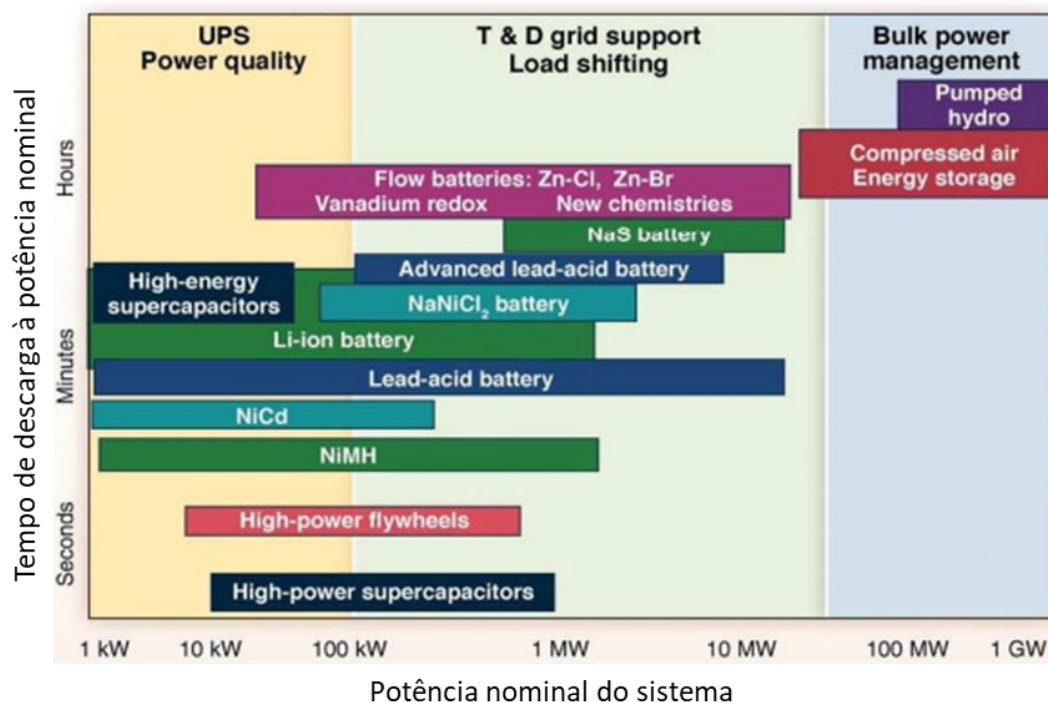


Figura 9: Comparação das diferentes tecnologias de armazenamento [35]

Na Tabela 5 é feita uma atribuição, baseada na maior ou menor aptidão das tecnologias de armazenamento para desempenharem funções distintas. As funções estão classificadas em duas categorias, aqui designadas por aplicações de potência (que se destinam ao uso da energia armazenada para assegurar a continuidade, qualidade e a correta frequência da energia entregue em tempo real às cargas, visto que nestas aplicações os sistemas de armazenamento apenas entram em funcionamento durante algum tempo) e aplicações de energia (estas fazem uso de energia acumulada nos seus sistemas de armazenamento para assegurar as cargas que alimentam, nos períodos em que existe uma interrupção na produção de energia).

Em geral as aplicações de potência envolvem períodos de descarga de curta duração, enquanto as aplicações de energia operam em períodos de descarga longa.

Tabela 5: Mapeamento das tecnologias de armazenamento de energia por tipo de aplicações
(adaptado de [5])

Tecnologia de armazenamento	Aplicações de potência	Aplicações de energia
Hidrogénio	Possível, mas pouco adequada	Não adequada
Baterias Chumbo-Ácido	Bom desempenho, adequado	Possível, mas pouco adequada
Baterias Níquel-Cádmio	Bom desempenho, adequado	Desempenho e adequações razoáveis
Baterias Iões-Lítio	Bom desempenho, adequado	Possível, mas pouco adequada

3.2.2. RENDIMENTO E TEMPO DE VIDA ÚTIL

O rendimento energético e o tempo de vida útil (número máximo de ciclos) são, entre outros, parâmetros de grande importância e que há que ter em conta na escolha de uma tecnologia de armazenamento para um determinado fim. Estes dois parâmetros afetam de forma decisiva os custos globais do processo de armazenamento de energia.

Sistemas de armazenamento com baixo rendimento energético agravam o custo da energia, visto que nestes sistemas apenas uma fração da energia armazenada é efetivamente utilizável.

O mesmo se passa com sistemas de armazenamento de curta duração de vida útil que, por necessitarem de ser substituídos mais frequentemente que outros com vida útil mais longa, aumentam os custos envolvidos a longo prazo.

Na Figura 10 é efetuada uma correspondência entre várias tecnologias de armazenamento de energia com o rendimento energético e o número de ciclos de funcionamento esperado, para cada uma delas.

3.2.3. CUSTOS

O custo de investimento inerente à instalação de um determinado sistema de armazenamento de energia é um parâmetro economicamente relevante e que afeta o custo global de produção de energia. Portanto, um sistema de armazenamento só é economicamente viável se puder atender a um determinado número de ciclos de operação, o que depende de cada caso específico. Desta forma, ao calcular o custo global de um sistema de armazenamento de energia, não só o valor de investimento mas também a durabilidade do equipamento integrado e os custos operacionais associados devem ser considerados, para obter uma estimativa mais precisa e detalhada da análise de custos.

Por exemplo, as baterias de chumbo-ácido, apesar de serem uma tecnologia de armazenamento com custos de investimento relativamente baixos, não são necessariamente a opção economicamente mais viável dada a sua curta vida útil.

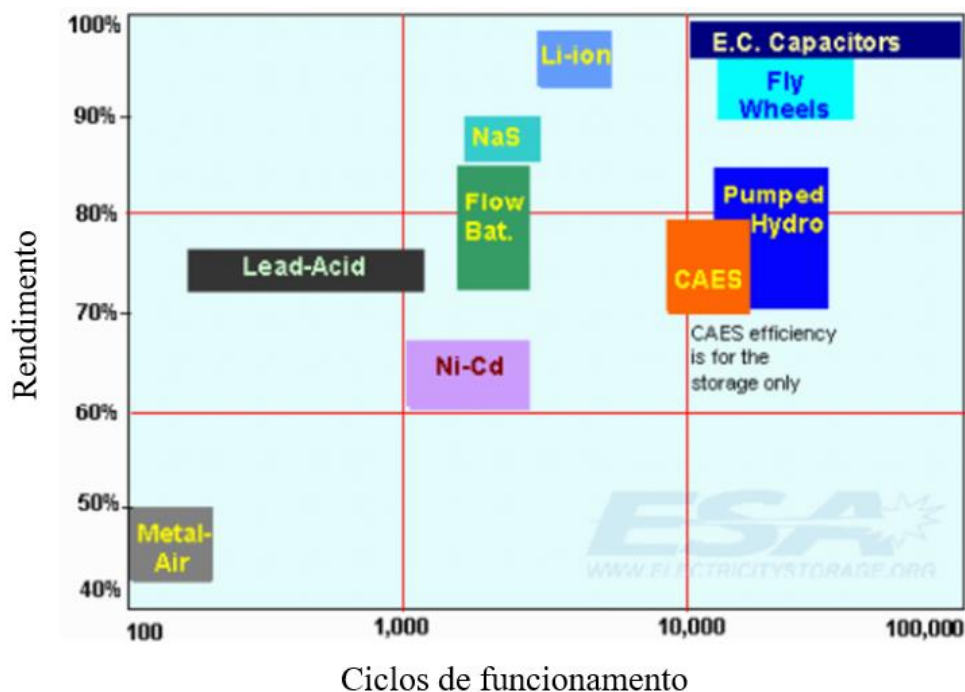


Figura 10: Mapeamento das tecnologias de armazenamento [36]

Os custos da instalação variam dependendo do tipo de sistema de produção ao qual o sistema de armazenamento está associado e do calor da fonte de alimentação associada. A Figura 10

representa o mapeamento das tecnologias de armazenamento de energia em termos de custos de investimento, levando em conta tanto a capacidade de armazenamento quanto a potência existente.

Para uma análise mais detalhada dos custos por ciclo de operação, há que ter em conta os custos de exploração, manutenção, logísticos e de substituição, valores esses que para o caso das tecnologias de armazenamento mais recentes são ainda bastantes imprevisíveis.

Os custos de investimento estimados para instalações de sistemas de baterias de íões de lítio variam entre 5200 e 6500 €/kW [5]. Num futuro próximo é expectável que continue a ser uma tecnologia utilizada sobretudo em pequenos equipamentos de telecomunicações e outros aparelhos portáteis.

Os custos de produção estimados para instalações de sistemas de hidrogénio verde variam entre 10 - 13 \$/kg de hidrogénio [37]. Num futuro próximo é expectável que continue a ser uma tecnologia utilizada sobretudo na indústria automóvel, como substituto aos combustíveis fósseis.

Será necessário que os montantes associados baixem significativamente para poder ser uma alternativa de armazenamento de energia economicamente viável em sistemas de maior potência.

3.2.4. ANÁLISE GERAL

Feita a comparação entre as características oferecidas pelas tecnologias de armazenamento de energia estudadas neste documento, tendo em conta os critérios avaliados e em forma de resumo, é possível estabelecer algumas correspondências entre estas e os objetivos e funções que se propõem desempenhar.

Para sistemas de pequenas dimensões (alguns kWh), situados em zonas isoladas e alimentadas por fontes intermitentes de energia, a autonomia é uma característica muito relevante, sendo que nesta categoria as baterias eletroquímicas chumbo-ácido representam uma boa opção, apresentando um compromisso entre o desempenho e os custos associados. As baterias de íões de lítio, embora caracterizadas por uma performance muito superior, têm ainda custos de investimento relativamente desvantajosos face às baterias de chumbo-ácido. O mesmo se passa no caso de aplicações e sistemas de algumas centenas de kWh, onde as

baterias de chumbo-ácido são ainda as mais utilizadas, em detrimento das baterias de íões de lítio, pela mesma razão.

3.3. CONCLUSÃO

Após a análise técnico-económica das tecnologias de armazenamento de energia apresentadas para a elaboração deste trabalho é possível aferir que existe um grande número de variáveis a ter em conta no momento da escolha de um determinado sistema de armazenamento para uma aplicação específica. Torna-se necessário um estudo aprofundado de cada caso individualmente, de modo a obter os resultados pretendidos, através da seleção e projeto do sistema de armazenamento.

Os diferentes atributos técnicos tais como os valores de densidade de energia, capacidade de armazenamento e gamas de potência existentes, devem ser conjugados com os custos associados ao investimento, manutenção e operação, de modo a obter resultados satisfatórios ao nível técnico e simultaneamente a viabilizar economicamente os projetos.

O armazenamento de energia desempenha um papel importantíssimo na capacidade do sistema elétrico de energia utilizar eficientemente a energia proveniente de fontes de produção intermitentes. Ao mesmo tempo permite ajudar a solucionar problemas relacionados com a independência energética de sistemas isolados em fontes de energia solar ou eólica.

No futuro é desejável que a produção de energia tenha origem em fontes renováveis e distribuídas de modo a diminuir as perdas relacionadas com o transporte de energia, indo de encontro ao objetivo de formação de uma rede de energia inteligente. O desenvolvimento e a expansão da implantação de sistemas de armazenamento de energia tem um papel preponderante nesse propósito.

4. CASO DE ESTUDO

Neste capítulo irá ser apresentado o caso de estudo.

Explicar-se-á o modelo utilizado e a sua adaptação.

Realizar-se-á uma análise do comportamento da produção de hidrogénio e do armazenamento de energia para duas situações diferentes:

- Três meses de inverno (dezembro, janeiro e fevereiro);
- Três meses de verão (junho, julho e agosto).

Far-se-á uma análise dos resultados obtidos.

4.1. INTRODUÇÃO

Neste ponto do documento irão ser apresentados os cenários considerados no caso de estudo, assim como os pressupostos em que se baseiam os cálculos e raciocínios levados a cabo na aquisição dos resultados obtidos.

Foram considerados dois cenários principais, cujas diferenças consistem no modo de exploração e gestão da instalação e conseqüentemente das características técnicas relacionadas com o sistema de armazenamento de energia associado a um sistema de produção de hidrogénio.

Os resultados obtidos através da colocação de várias hipóteses de exploração servirão para comparar e avaliar a viabilidade económica e técnica dos diversos cenários considerados, de modo a identificar as conjunturas a que melhor se adequam e em quais delas a sua contribuição possa ser mais valiosa.

4.2. CENTRAL HÍBRIDA DO PEGO

O investimento realizado pela Endesa, de 600 milhões de euros, destina-se à ligação de 224 MVA à rede Elétrica de Serviço Público. Esta irá possuir uma nova capacidade solar (365 MWp) e eólica (264 MW) num regime de hibridização apoiado por um sistema de armazenamento de baterias com uma capacidade total de 168,6 MW. Além disso, será instalado um eletrolisador de 500 kW para a produção de hidrogénio verde, que entra em funcionamento em simultâneo para aproveitar os excedentes que não podem ser geridos pelos sistema de armazenamento [33].

Tabela 6: Características da Central Híbrida do Pego

Investimento (€)	600 000 000
Potência Solar (MWp)	365
Potência Eólica (MW)	264
Potência do sistema de armazenamento (MW)	168
Potência do Eletrolisador (kW)	500

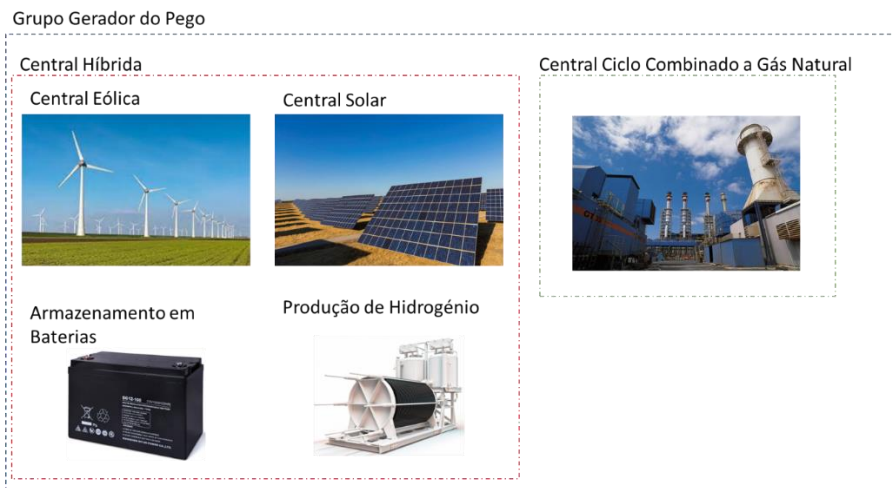


Figura 11: Sistema de geração / armazenamento de energia de Pego

4.3. PRESSUPOSTOS

A elaboração deste estudo partiu de determinados pressupostos relativos a particularidades operacionais do sistema de produção, armazenamento de energia elétrica e produção de hidrogénio, assim como o consumo energético da restante rede, que permitiram estudar alguns aspetos técnicos e económicos e simular o comportamento do sistema. Desta forma foi possível analisar de uma forma geral, parâmetros como as potências elétricas apropriadas à instalação estudada e os custos e proveitos esperados em cada cenário, segundo as considerações tomadas e a variação das suas grandezas, sem o recurso a algoritmos exaustivos.

O aproveitamento e adaptação do modelo desenvolvido por *Gernot Schrabberger* possibilitou atingir os objetivos propostos para a análise desejada [38].

O cálculo das potências relativas e a produção fotovoltaica e eólica da nova central híbrida, tiveram como base a radiação, a temperatura e velocidade do vento horário, verificados em cada mês, para a zona de Abrantes. Isto deveu-se ao facto de terem sido estes os dados adquiridos, podendo integrarem-se no modelo utilizado.

O sistema de produção de hidrogénio é representado por uma resistência, controlado por uma série de condições que permitem entrar e sair de funcionamento consoante o estado da bateria e a produção renovável (por extrapolação consegue-se saber em *hyjack*, quanto hidrogénio é que foi produzido).

O armazenamento de energia é modelizado de forma a ser possível observar-se quando é que este entra e sai de serviço, assim como, quando é que a sua capacidade máxima é atingida.

No primeiro cenário é estudado e analisado o comportamento da central híbrida para os meses de Inverno.

No segundo cenário é estudado e analisado o comportamento da central híbrida para os meses de verão.

Assim sendo, outra das considerações a referir diz respeito aos preços relativos dos diferentes equipamentos, que podem variar consoante os fabricantes.

4.4. ADAPTAÇÃO DO MODELO

O caso de estudo apresentado derivou da adaptação do modelo em *simulink*, desenvolvido por *Gernot Schrabberger* [39].

O modelo apresentado para a realização das simulações tem como principais constituintes os seguintes componentes: central solar, central eólica, armazenamento de energia, produção de hidrogénio, ligação à rede elétrica nacional.

Apesar de ser possível fazer uma análise do comportamento da rede durante um ano inteiro, será apenas analisado o comportamento desta durante 3 meses de inverno e 3 meses de verão.

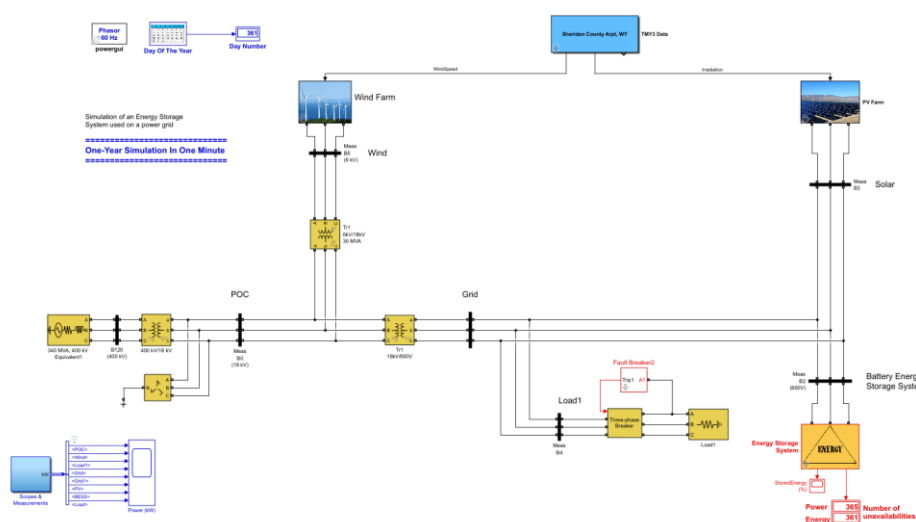


Figura 12: Modelo adaptado para o desenvolvimento do caso de estudo

4.4.1. CONDIÇÕES METEOROLÓGICAS PARA A CIDADE DE ABRANTES DURANTE O ANO DE 2022

O modelo apresentado precisa de dados para se poder avaliar a situação pretendida. Como tal, a entrada de dados para o sistema eólico e solar provém de bases de dados reais.

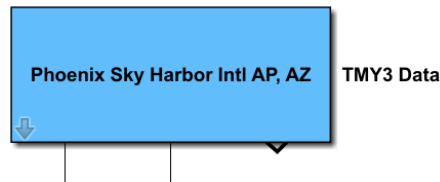


Figura 13: Entrada de dados para a produção renovável

A base de dados pode ser mudada para se poder escolher uma determinada cidade, assim variando os valores da radiação, temperatura e velocidade do vento. As adaptações da base de dados para a integração das condições meteorológicas da cidade de Abrantes tornaram obsoletos os dados das restantes cidades para a avaliação do caso de estudo.

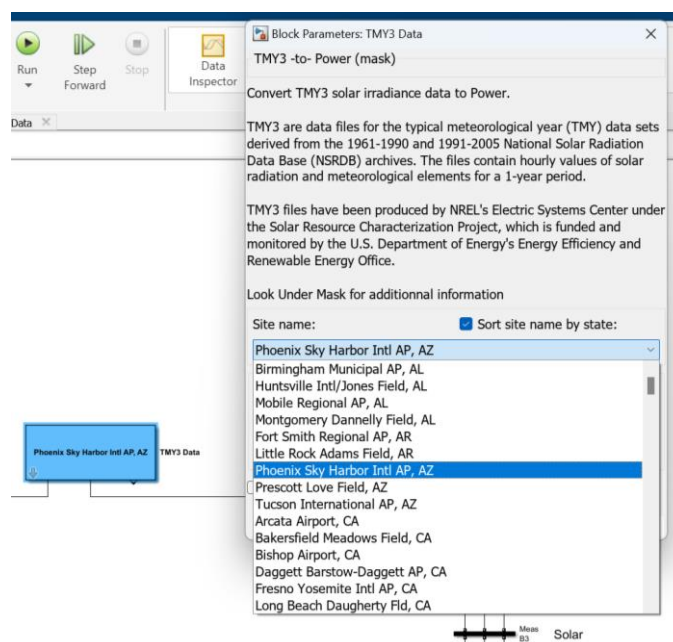


Figura 14: Dados de localização

Como tal, a partir do “Sistema Nacional de Informação” foi possível encontrar-se uma base meteorológica de dados relativamente à zona de Abrantes para o ano de 2022 [40].

É apresentada na Figura 15, a radiação solar horária que incidiu durante o ano de 2022, assim como, na Figura 16, a temperatura horária para o mesmo o ano e por fim, na Figura 17 é apresentada a velocidade do vento para a mesma região.

Ao fazer-se uma análise geral dos gráficos apresentados, é possível observar-se que os dias com maior radiação solar foram: 26/05/2022 e 31/05/2022, com um valor de 988 w/m². O dia com maior temperatura foi 13/07/2022, com um valor de 42,4 °C. O dia com maior velocidade do vento foi 11/12/2022 com um valor de 12,4 m/s.

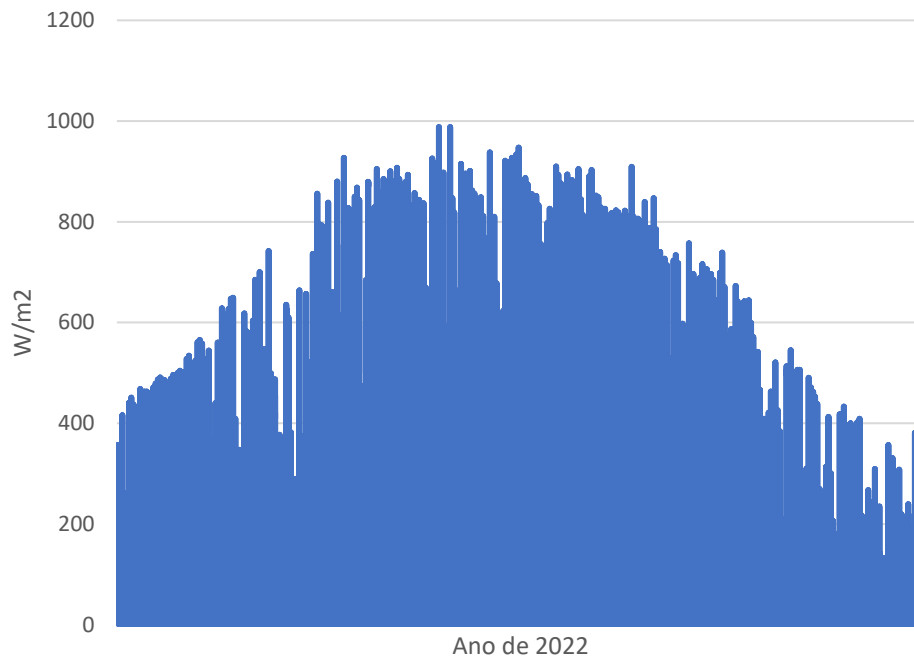


Figura 15: Radiação solar horária em Abrantes

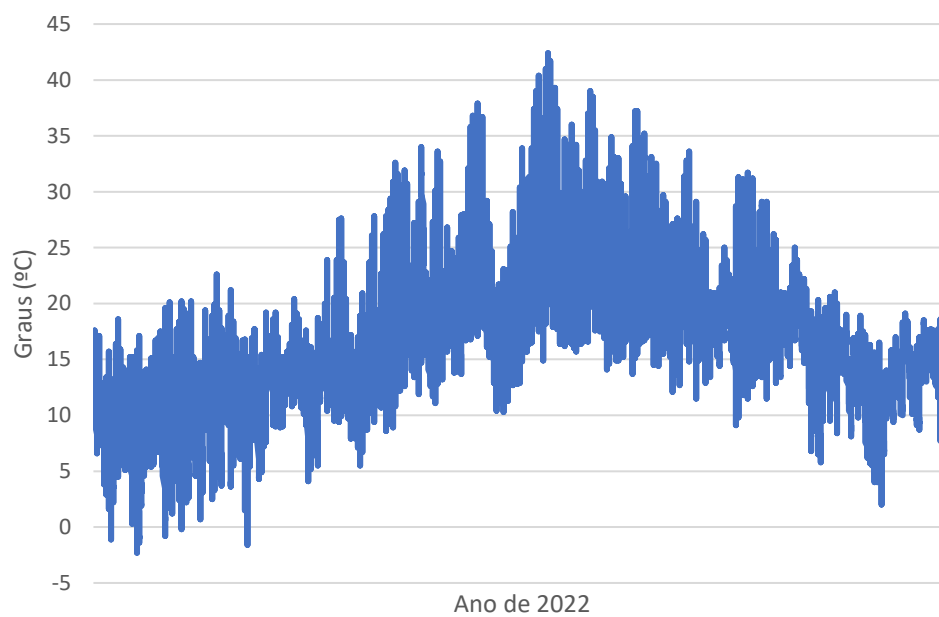


Figura 16: Temperatura horária em Abrantes

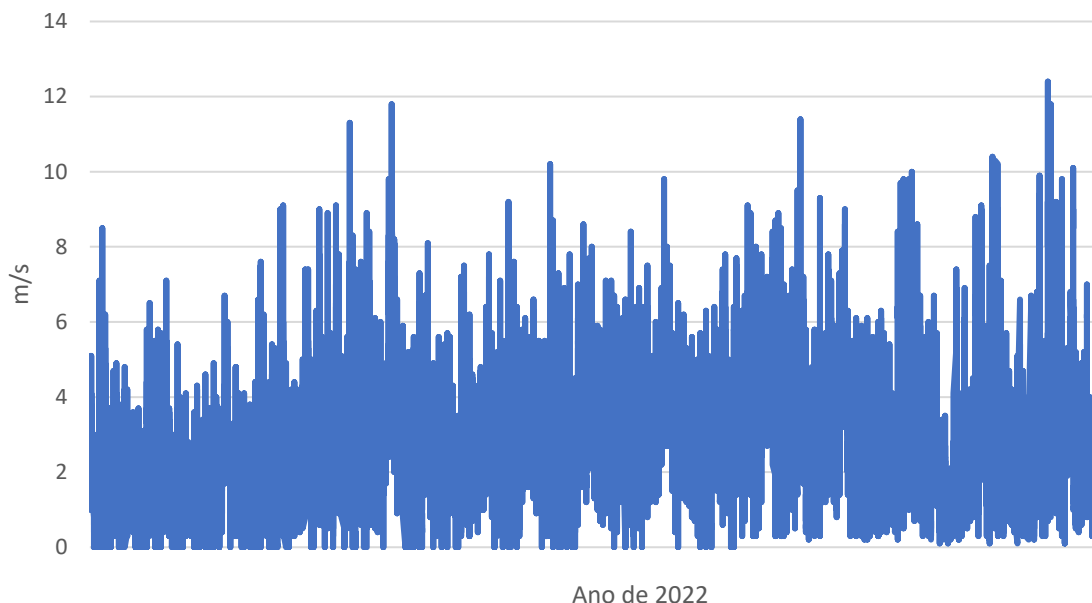


Figura 17: Velocidade do vento em Abrantes

4.4.2. POINT OF CONTACT

O bloco: “Three-phase voltage source in series with RL branch”, juntamente com o “Three-phase transformer” pretende representar a ligação com a restante linha de transporte portuguesa, cujas características foram alteradas para se poder fazer a simulação.

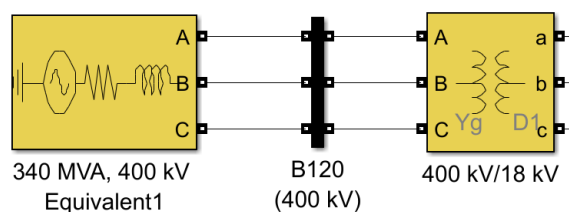


Figura 18: Representação do ponto de contacto com a linha de transporte

Através do documento disponibilizado pela Agência Portuguesa do Ambiente [41], assumiu-se que o transformador de potência seria de 400/18 kV de 340 MVA e que o equivalente da restante rede seria de 400 kV.

4.4.3. PRODUÇÃO RENOVÁVEL EÓLICA

O desenvolvimento deste componente baseia-se em modelos com menor detalhe para uma execução com maior velocidade, como tal assenta nos seguintes parâmetros:

- Modelos baseados em sinais complexos;
- Fontes e cargas influenciadas pela potência ativa e reativa;

- Potência ativa proveniente de entidades externas como a velocidade do vento e do perfil de radiação.

A produção Eólica apresentada no modelo segue o princípio que ocorre nos parques Eólicos do Alto Minho I, onde os diferentes grupos constituintes do parque em conjunto chegam a uma potência total instalada de 263,5 MWp [42], [43].

O modelo simplificado do parque eólico aqui apresentado gera energia utilizando uma relação linear entre a velocidade nominal do vento e a potência nominal. Na Figura 19 é apresentado o parque eólico. Como se trata de uma modelização e por motivos de limitações impostas pelo modelo utilizado, apenas é representada uma das seis *strings*, composta por 10 aerogeradores da *Vestas* com uma potência instalada cada um de 4,5MW, o que dá um total aproximado de 50MW (ver Figura 20) ligados por um transformador de 30MVA, 6/18kV [44].

Calculo da potência no parque eólico é feita através da seguinte fórmula [45]:

$$\frac{P_1}{(V_1)^3} = \frac{P_2}{(V_2)^3} \quad (13)$$

$$P_2 = \frac{P_1}{(V_1)^3} \times (V_2)^3 \quad (14)$$

P_1 – Potência Nominal (MW)

V_1 – Velocidade do vento nominal (m/s)

P_2 –Potência (MW)

V_2 –Velocidade do vento (m/s)



Figura 19: Representação da produção eólica

Tabela 7: Características do aerogerador [44]

<i>Power Regulation Operation Data</i>	<i>VI63-4.5 MW™</i>
<i>Rated Power</i>	4 500 kW
<i>Cut-in wind speed</i>	3 m/s
<i>Cut-out wind speed</i>	24 m/s
<i>Re cut-in wind speed</i>	22 m/s
<i>Wind class</i>	IECS
<i>Standard operating temperature range</i>	From -30°C to + 45°C with derating above 27°C

$$Q. A. = \frac{P_{Total}}{P_{Aer}} = \frac{264}{4,5} \approx 60 \quad (15)$$

Q.A. -Quantidade de Aerogeradores

P_{Total} – Potência total do parque aerogerador

P_{Aer.} – Potência do Aerogerador

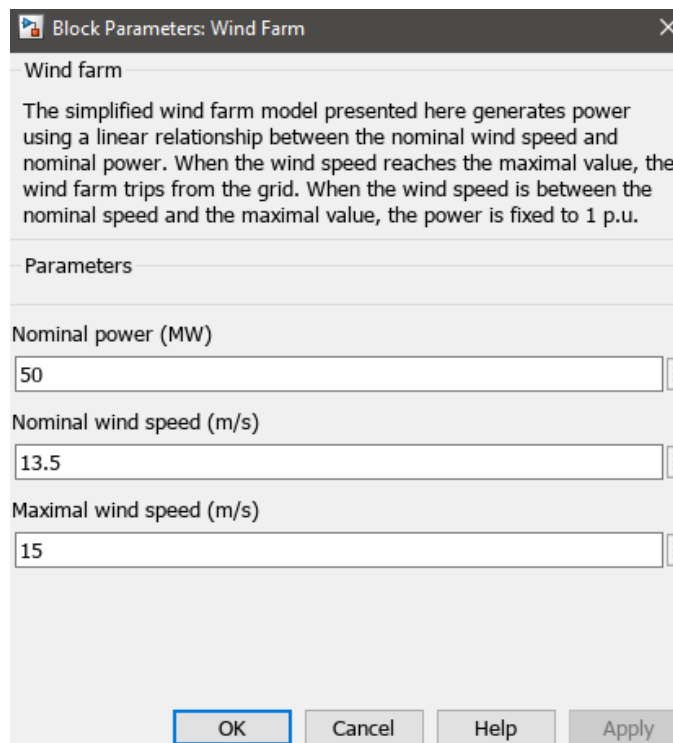


Figura 20: Características do parque eólico

4.4.4. PRODUÇÃO RENOVÁVEL SOLAR

Relativamente à produção solar, para se saber a potência ativa são necessários três dados [46]:

- A incidência de radiação (*Irradiance*);
- A área total do parque solar (*TotalArea*);
- A eficiência dos painéis (*Efficiency*).

$$P = \frac{Irradiance \times TotalArea \times Efficiency}{100} \quad (16)$$

Considerando-se como painel solar o modelo *SunPower Maxeon Solar SPR-MAX3-420-BLK*, cuja a potência é de 420 W, serão necessários cerca de 890 244 painéis. Cada painel possui uma área de 1,8 m², tendo o parque solar uma área total de 1,6 km², o equivalente a 150 estádios de futebol. Como o sistema em *simulink* não permite modelizar uma área tão grande, repartiu-se o conjunto de painéis em onze áreas distintas, com áreas menores de 150 000 m², ver Figura 22.

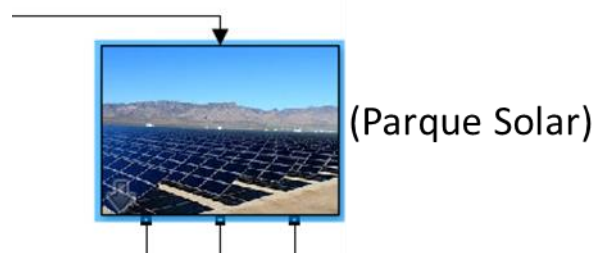


Figura 21: Representação da produção solar

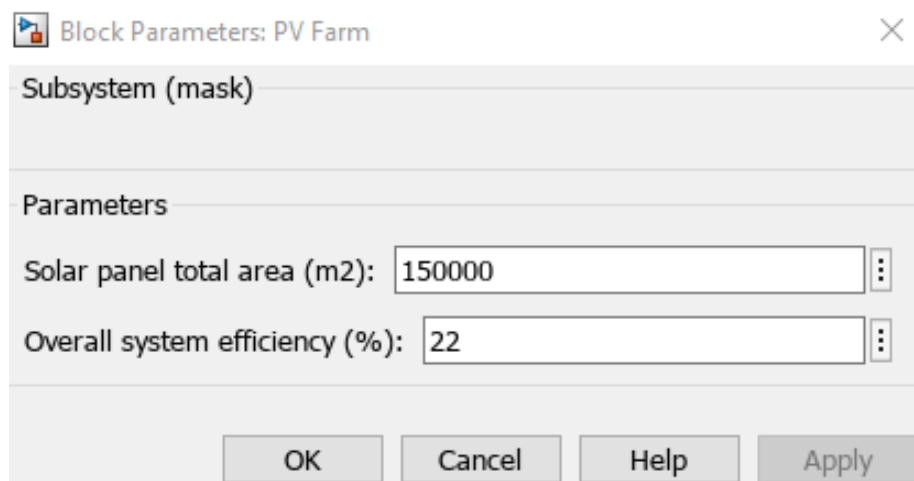


Figura 22: Características do parque solar

Tabela 8: Características dos painéis solares

<i>Electrical Data</i>	<i>SPR-MAX3-420-BLK</i>
<i>Nominal Power (P_{nom})</i>	420 W
<i>Power Tolerance</i>	+5/0%
<i>Panel Efficiency</i>	22.2%
<i>Rated Voltage (V_{mpp})</i>	67.7 V
<i>Rated Current (I_{mpp})</i>	6.20 A
<i>Open-Circuit Voltage (V_{oc}) (+/-3%)</i>	80.5 V
<i>Short-Circuit Current (I_{sc}) (+/-3%)</i>	6.32 A
<i>Dimensions (mm)</i>	1812 x 1046

$$Q.P. = \frac{P_{PV}}{P_{Painel}} \quad (17)$$

$$Q.P. = \frac{365 \times 10^6}{410} \quad (18)$$

$$Q.P. = 890\ 244 \quad (19)$$

Q.P. -Quantidade de Painéis solares

P_{PV} – Potência total do parque solar

P_{Painel} – Potência do Paine Solar

$$\text{Área}_{\text{Painel}} = 1,8 \times 1,046 = 1,8 \text{ m}^2 \quad (20)$$

$$\text{Área}_{\text{Parque Solar}} = 890\ 244 \times 1,8 = 1,6 \text{ km}^2 \quad (21)$$

Dimensionamento do número de painéis em série e o número de *strings* ligadas ao inversor.

Potência do Inversor

$$Pot. Inversor = 150\ 000 \text{ W} \quad (22)$$

Quantidade de inversores

$$\text{Quantidade de Inversores} = \frac{365 \times 10^6}{150 \times 10^3} = 2\ 434 \quad (23)$$

Da *datasheet* do inversor

$$\text{Input Voltage} = 1100 \text{ V} \quad (24)$$

Da *datasheet* do painel solar

$$\text{Solar Panel Voltage} = 67,70 \text{ V} \quad (25)$$

$$\text{Solar Panel Current} = 6,20 \text{ A} \quad (26)$$

Em série a tensão adiciona-se

$$\text{Num. de Paineis em série} = \frac{1100}{67,70} = 16,25 \approx 16 \quad (27)$$

O arredondamento dos painéis pode ser para 16, mas as tensões têm de se encontrar entre x e y Volts. Utilizando-se o numero de 16 painéis será gerada uma tensão total de:

$$\text{Tensão por string} = 16 \times 67,70 \quad (28)$$

$$\text{Tensão por string} = 1083 \text{ V} \quad (29)$$

Em paralelo a corrente adiciona-se e pode ser calculada

$$P = V \cdot I \quad (30)$$

$$I = \frac{P}{V} \quad (31)$$

$$I = \frac{150 \times 10^3}{1083} = 136,36 \text{ A} \quad (32)$$

Quantidade de *strings* em paralelo:

$$\text{Num. de Strings em Paralelo} = \frac{136,36}{6,20} = 21,99 \approx 22 \quad (33)$$

O número total de painéis solares em série é 16 e a quantidade de *strings* em paralelo é 22.

Tabela 9: Características do parque solar

Características Elétricas	
Potência do Parque Solar (MWp)	365
Potência dos Painéis solares (W)	420
Potência do Inversor (kW)	150
Características físicas	
Área do Parque (Km ²)	1,6
Quantidade de Painéis Solares	890 244
Quantidade de inversores	2 434

4.4.5. ELETROLISADOR

Tratando-se de uma análise simplificada, o eletrolisador (ver Figura 23) será representado por uma carga que poderá ser removida de funcionamento através da parametrização de um período de funcionamento do “*Fault Breaker*”.

As condições que condicionam o funcionamento do eletrolisador são:

- A potência solar e eólica serem superiores à potencia de carregamento;
- O tempo de funcionamento do eletrolisador pode ser escolhido de maneira a se definirem períodos em que este esteja a trabalhar;

Apesar do eletrolisador ser representado por uma resistência cujas condições acima têm de ser respeitadas, é necessário saber-se quanto hidrogénio este produz.

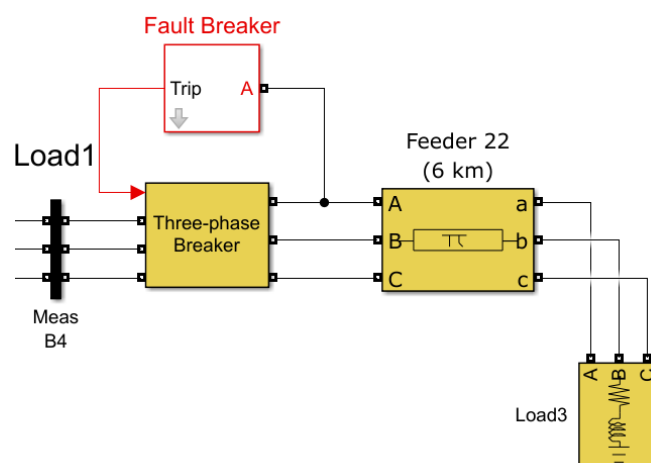


Figura 23: Representação do eletrolisador (“Load3”)

A produção de hidrogénio é obtida utilizando-se um software diferente do *matlab*. O *hyjack* permite selecionar o tipo de eletrolisador, assim como a sua potência e conseguem-se obter

como resultados a quantidade de hidrogénio produzido assim como os gastos de água e os custos que estes acarretam [47].

Inicialmente tem que se escolher qual poderá ser o eletrolisador ideal para o caso de estudo, como tal é feita uma análise comparativa entre os sistemas mais comercializados para a produção de hidrogénio.

Utilizando-se a ferramenta *Hyjack* disponível é possível escolher-se uma das três tecnologias mais usadas para a produção de hidrogénio (PEM, AEL, SOE) como se pode ver nos anexos Anexo G, Anexo H, Anexo I, proveniente de água, obtendo-se as características presentes na Tabela 10 [47].

Tabela 10: Características dos eletrolisadores [47]

Eletrolisador	Rendimento (%)	Quantidade de Hidrogénio produzido por dia (Kg)	Quantidade de Energia consumida por dia (kWh)	Quantidade de Água consumida por hora (L/h)	Custos (€)
PEM	80	162	9 600	76	2 006 853
AEL	80	162	9 600	76	1 626 436
SOE	90	315	10 800	131	5 449 5493

4.4.6. SISTEMA DE ARMAZENAMENTO EM BATERIAS ELETROQUÍMICAS

O sistema de armazenamento (ver Figura 24) é o modelo mais complexo apresentado no sistema simulado. Foi simplificado para se analisar de forma rápida o sistema, como um todo.

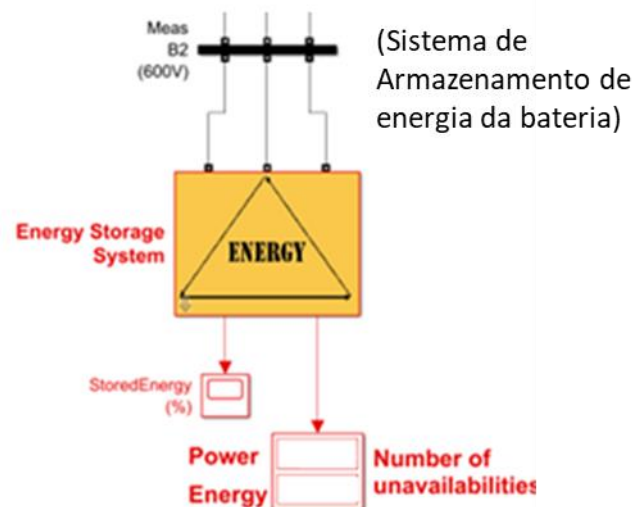


Figura 24: Sistema de armazenamento de energia em baterias

O sistema de armazenamento é composto por submodelos, estes desempenham funções importantes para o seu funcionamento.

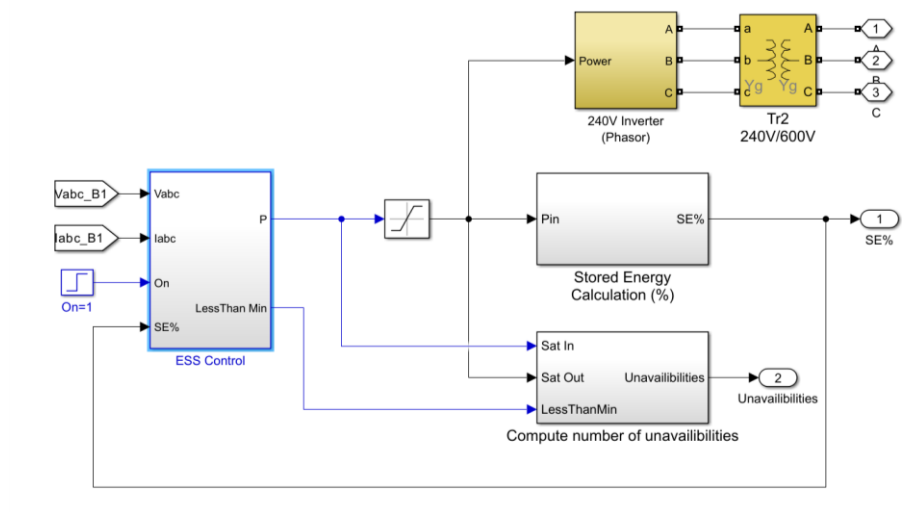


Figura 25: Composição do modelo de armazenamento [39]

Este é composto por um inversor (*“Inverter”*), cuja função nesta situação é a de converter a potência para correntes, um sistema de controlo para o sistema de armazenamento de energia (*“ESS Control”*), um bloco que calcula a percentagem de energia armazenada (*“Stored Energy Calculation”*) e um bloco que dimensiona a quantidade de vezes que esta ficou inacessível (*“Compte number of unavailabilities”*).

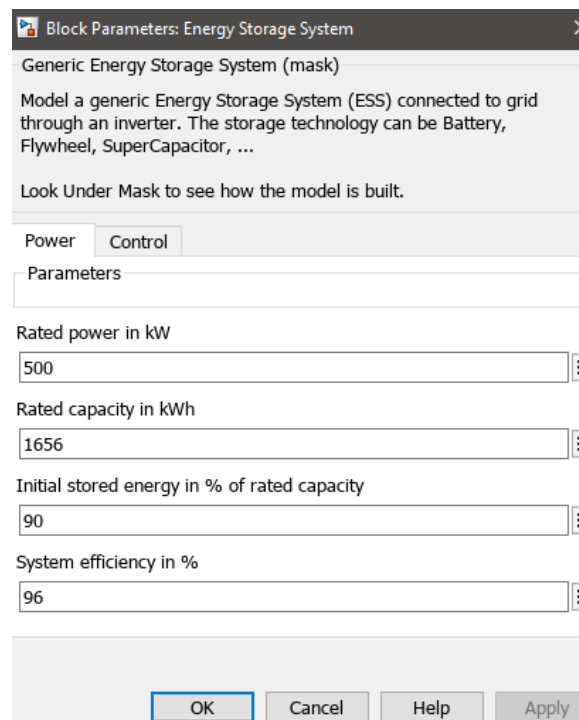


Figura 26: Características da bateria de lítio utilizada [48]

Tabela 11: Características elétricas do sistema de armazenamento de energia por bateria [48]

<i>Electrical</i>	ATEN 500-1656
<i>Rated Energy Capacity</i>	1656kWh
<i>Rated DC Voltage</i>	768V
<i>Rated AC Power</i>	500kW
<i>Rated Grid Voltage</i>	400V/480V
<i>AC Rate of Current</i>	720A/601A
<i>Grid Frequency Range</i>	50Hz/60Hz \pm 2.5%
<i>Isolation Method</i>	3 Phase 4 Line Transformer

Tabela 12: Características gerais do sistema de armazenamento de energia por bateria [48]

<i>Electrical</i>	ATEN 500-1656
<i>Dimension (L/W/H)</i>	12192/2438/2591mm
<i>Weight</i>	<30T
<i>Protection Rating</i>	IP54
<i>Operating Temperature</i>	-20 ~ 40°C
<i>Max Altitude</i>	3000m
<i>Communication Interfaces</i>	RS485, Ethernet, GPRS
<i>Certification</i>	IEC62619, UN38.3, CE, UL1973, UL9540A

4.5. CENÁRIOS

4.5.1. CENÁRIO 1 - ANÁLISE DO COMPORTAMENTO DA CENTRAL HÍBRIDA PARA OS MESES DE VERÃO

Foi feita uma análise inicial para os três meses de verão (junho, julho e agosto), incluindo as condições metrológicas necessárias para o modelo *simulink*. Na Figura 27 está apresentada a radiação solar horária que incidiu durante o ano de 2022; na Figura 28, a temperatura horária para o mesmo ano; por fim, na Figura 29, é apresentada a velocidade do vento para a mesma região.

Ao fazer-se uma análise mais detalhada dos gráficos apresentados (Figura 27, Figura 28, Figura 29) é possível observar-se que o dia com maior radiação solar foi 01/07/2022, com um valor de 947 w/m². O dia com maior temperatura foi 13/07/2022, com um valor de 42,4 °C. O dia com maior velocidade do vento foi 15/06/2022 com um valor de 10,2 m/s.

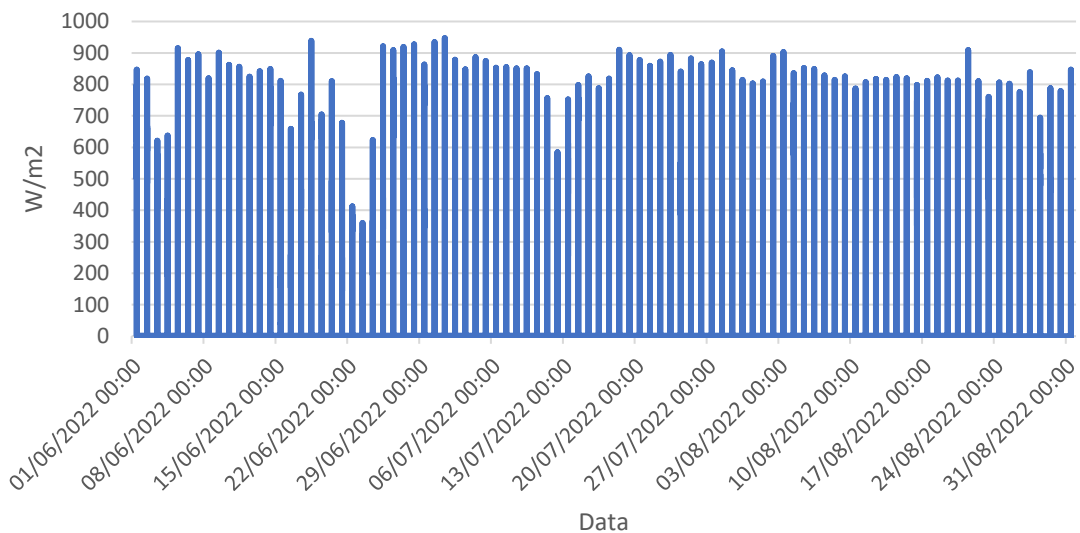


Figura 27: Radiação solar horária dos meses de verão em Abrantes

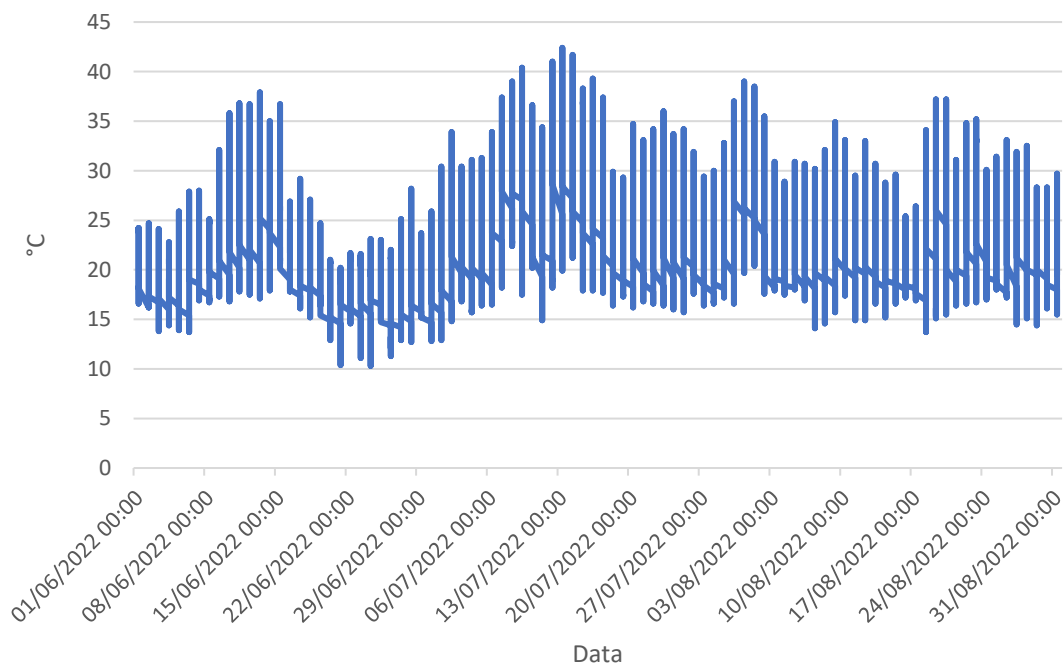


Figura 28: Temperatura horária dos meses de verão em Abrantes

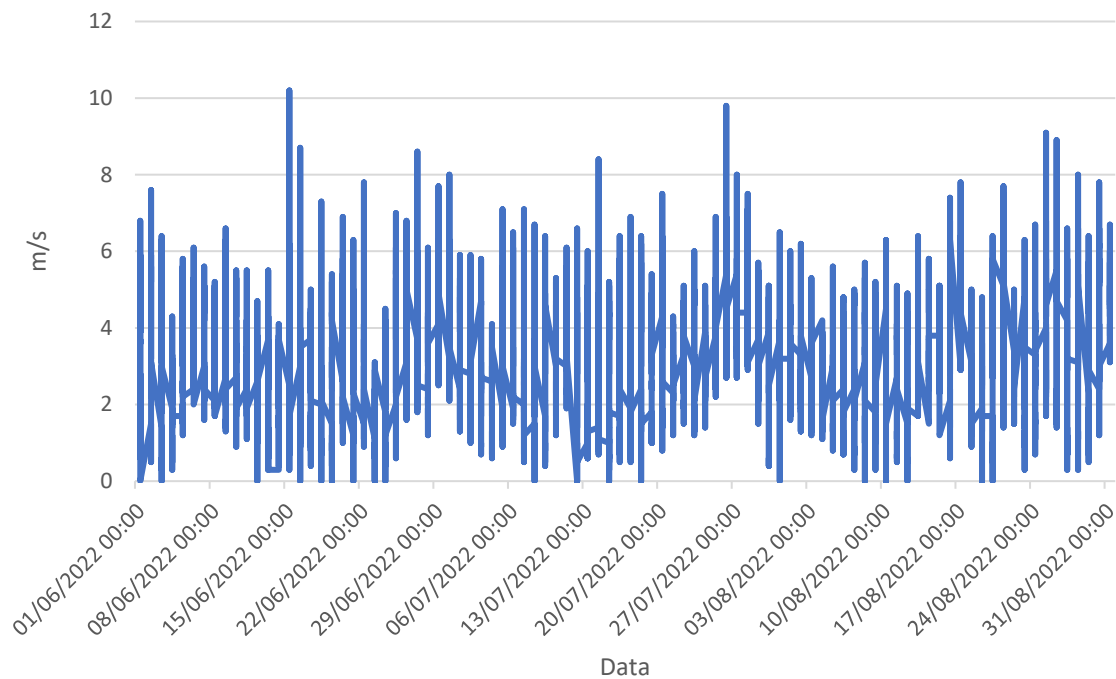


Figura 29: Velocidade do vento dos meses de verão em Abrantes

Depois de serem inseridos os dados meteorológicos no modelo *simulink* obteve-se a produção eólica correspondente aos meses de verão, como se pode ver na Figura 30. Analisando-se esta pode-se observar que existiram dois grandes picos na sua produção, estes correspondem respetivamente às datas de 15 de junho com uma potência de 22 MW, 26 de julho com uma potência de vento correspondente a 18 MW.

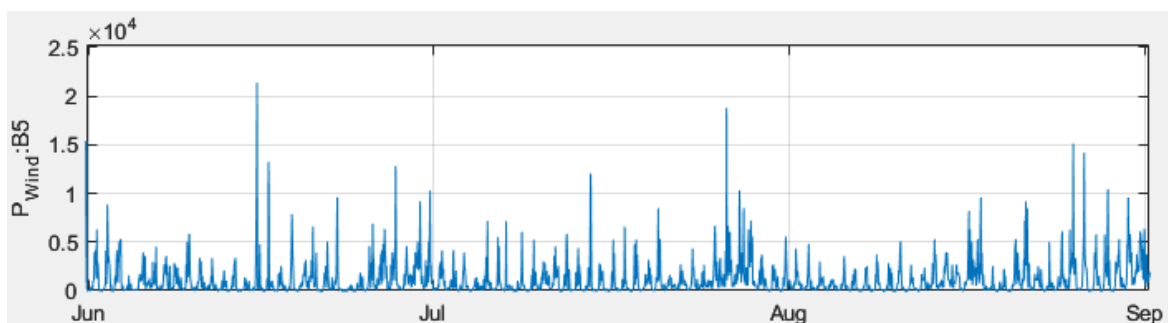


Figura 30: Potência eólica

Relativamente a produção solar para os mesmos meses, pode-se observar pela Figura 31 que a potência solar para tal situação teve um pico principal no dia 1 de Julho, cuja potência solar correspondente a este dia foi de 32 MW.

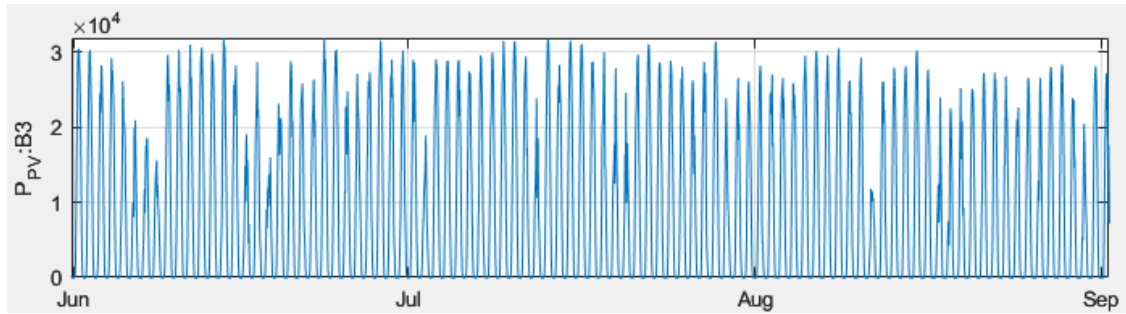


Figura 31: Potência solar

O comportamento da bateria para os meses de verão é apresentado na Figura 32; ou seja, durante os períodos diurnos esta encontra-se a carregar enquanto que durante os períodos noturnos ela descarrega para a rede; o seu carregamento é em grande parte dependente do sistema de produção solar, proveniente dos painéis.

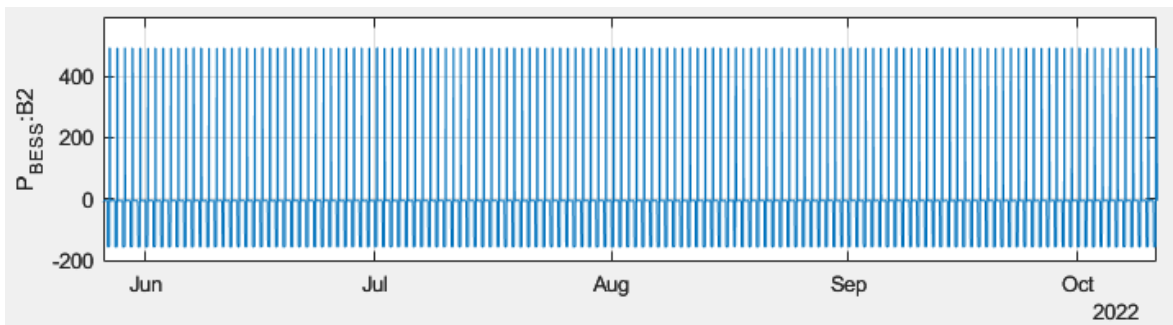


Figura 32: Potência de armazenamento na bateria

Relativamente a produção de hidrogénio durante estes meses, pode-se observar quando é que esta esteve em funcionamento a partir da Figura 33, além disso pode-se alterar manualmente a saída de funcionamento do eletrolisador (ver Figura 34).

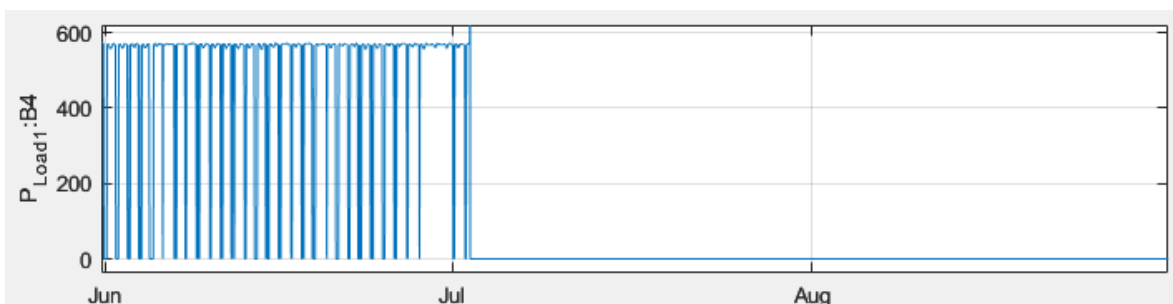


Figura 33: Funcionamento do eletrolisador

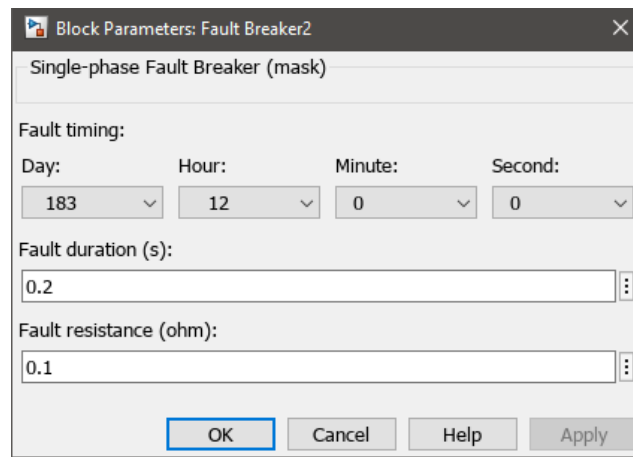


Figura 34: Seleção dos dias de utilização do eletrolisador

A produção de hidrogénio durante este período, assim como a quantidade de energia consumida, a quantidade de água consumida e os custos estão apresentados na Tabela 13. Analisando-se a mesma tabela é possível concluir-se que o sistema ideal seria o SOE.

Tabela 13: Produção relativa as diferentes hipóteses de eletrolisadores nos meses de verão [47]

Eletrolisador	Dias de Funcionamento	Hidrogénio produzido por dia (Kg)	Energia consumida por dia (kWh)	Água consumida por hora (L/h)
PEM	33	5346	316 800	60192
AEL	33	5346	316 800	60192
SOE	33	10395	356 400	103752

$$H. P. = D. F. \times H. P. D. \quad (22)$$

H.P. – Hidrogénio Produzido

D.F. – Dias de Funcionamento

H.P.D. – Hidrogénio Produzido por Dia

$$E. C. = D. F. \times E. C. D. \quad (23)$$

E.C. – Energia Consumida

E.C.D. – Energia Consumida por Dia

$$A. C. = D. F. \times A. C. D. \quad (24)$$

A.C. – Água Consumida

A.C.D. – Água Consumida por Dia

4.5.2. CENÁRIO 2 - ANÁLISE DO COMPORTAMENTO DA CENTRAL HÍBRIDA PARA OS MESES DE INVERNO

Durante os meses de inverno (dezembro, janeiro e fevereiro), é apresentada na Figura 35 a radiação solar horária que incidiu durante os meses de inverno durante ano de 2022, assim como, na Figura 36, a temperatura horária para o mesmo período; por fim, na Figura 37 é apresentada a velocidade do vento para a mesma região.

Ao fazer-se uma análise geral dos gráficos apresentados (Figura 35, Figura 36, Figura 37), é possível observar-se que o dia com maior radiação solar foi 22/02/2022, com um valor de 649 w/m^2 . O dia com maior temperatura foi 22/02/2022, com um valor de $22,6 \text{ }^\circ\text{C}$. O dia com maior velocidade do vento foi 11/12/2022 com um valor de $12,4 \text{ m/s}$.

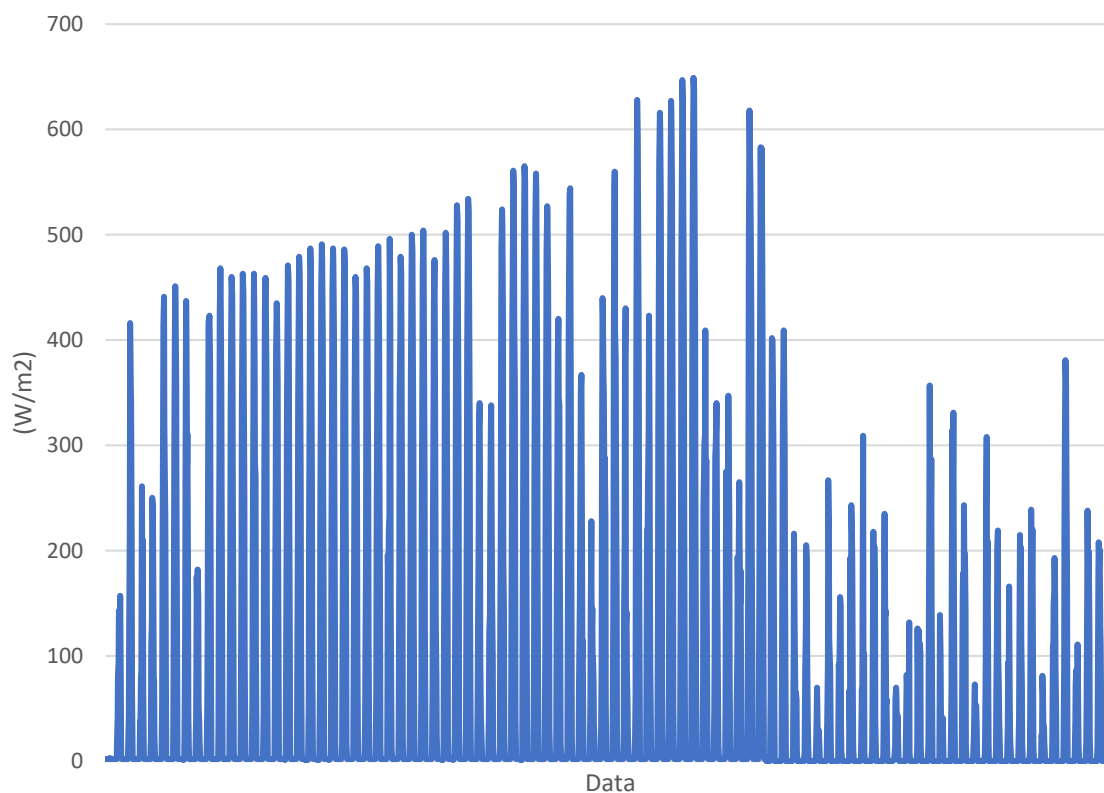


Figura 35: Radiação solar horária dos meses de inverno em Abrantes

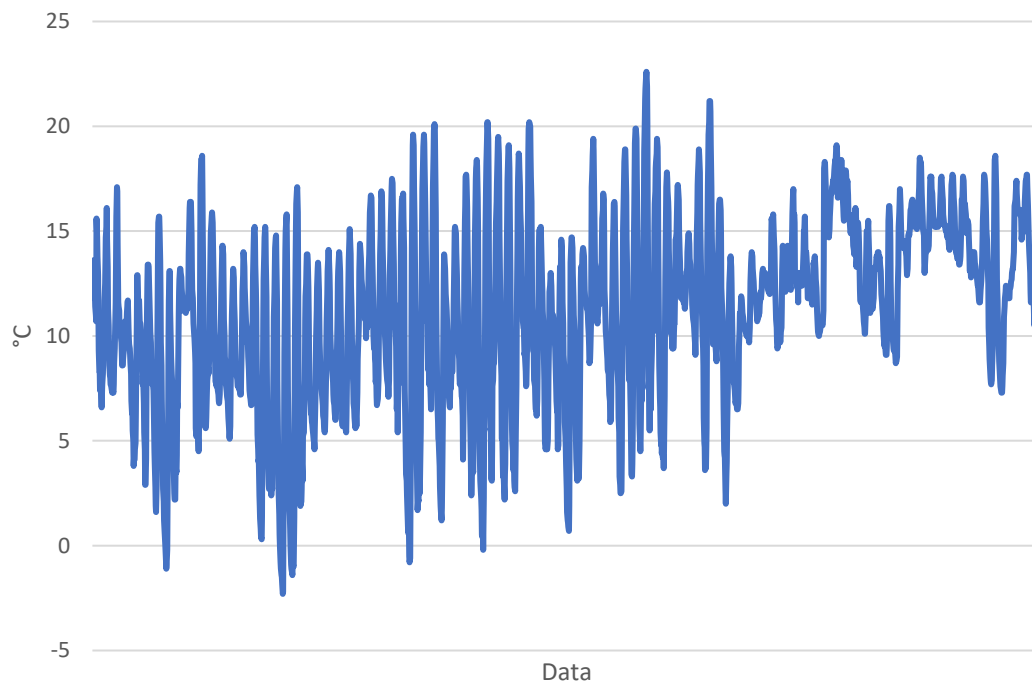


Figura 36: Temperatura horária dos meses de inverno em Abrantes

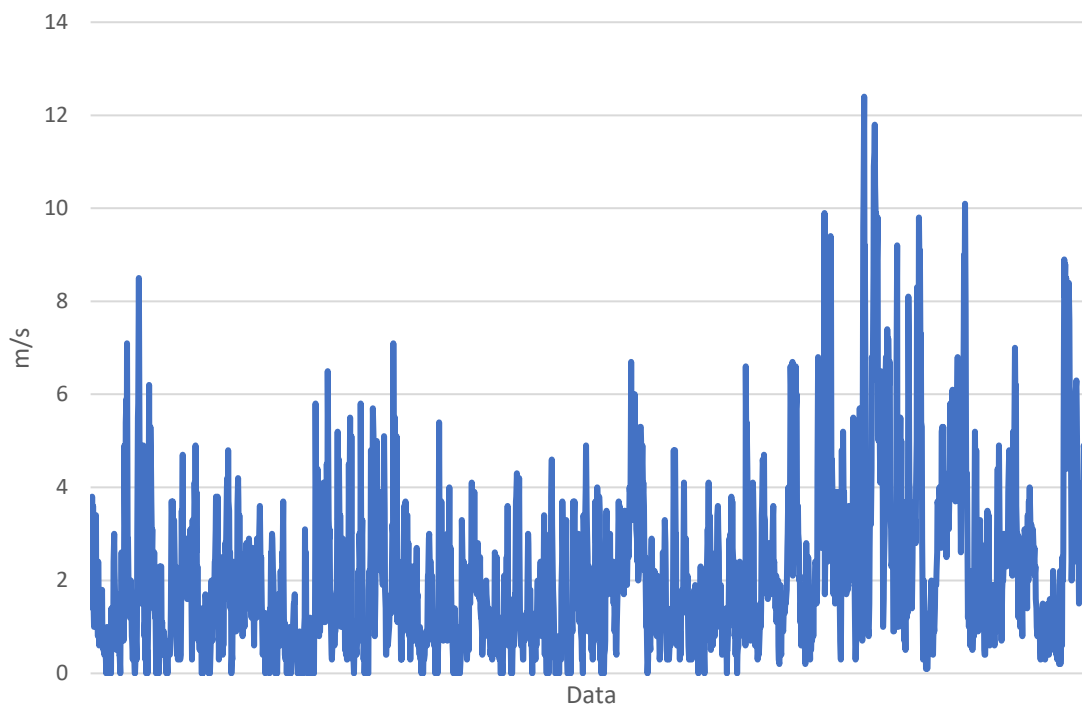


Figura 37: Velocidade do vento dos meses de inverno em Abrantes

Depois de serem inseridos os dados meteorológicos no modelo *simulink* obteve-se a produção eólica correspondente aos meses de inverno, como se pode ver na Figura 38 e na

Figura 39; analisando-se esta pode-se observar um grande pico na sua produção, correspondendo à data de 11 de dezembro com uma potência de 38 MW.

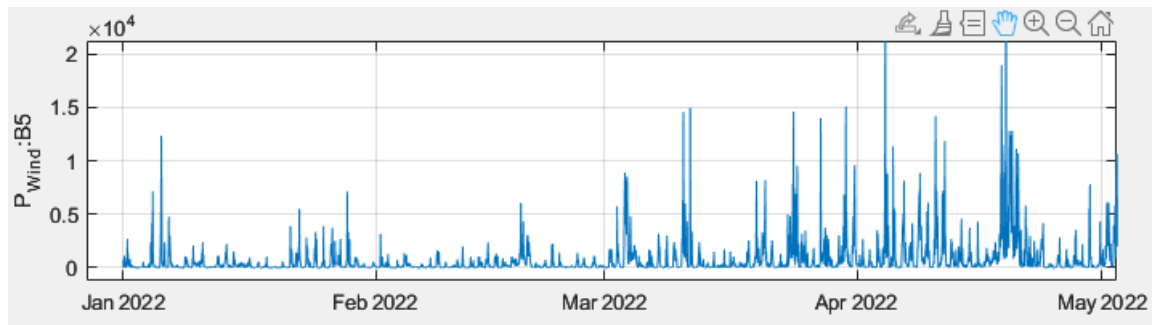


Figura 38: Potência eólica durante os meses de Janeiro e Fevereiro

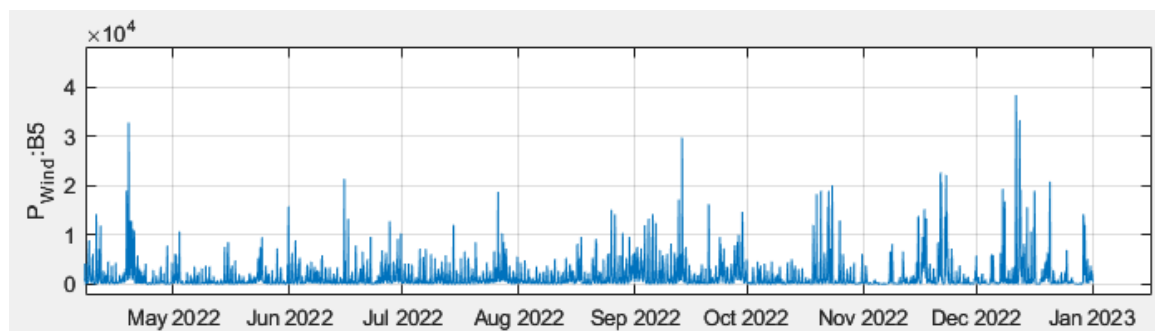


Figura 39: Potência eólica durante o mês de Dezembro

Relativamente a produção solar para os mesmos meses, pode-se observar pela Figura 40 e Figura 41, que a potência solar para tal situação teve um pico principal no dia 18 de Fevereiro cuja a potência solar correspondente a este dia foi de 20 MW.

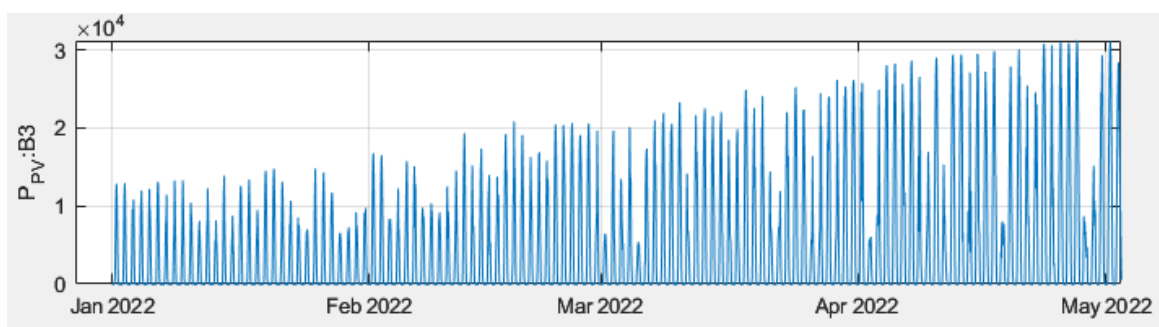


Figura 40: Potência solar durante os meses de Janeiro e Fevereiro

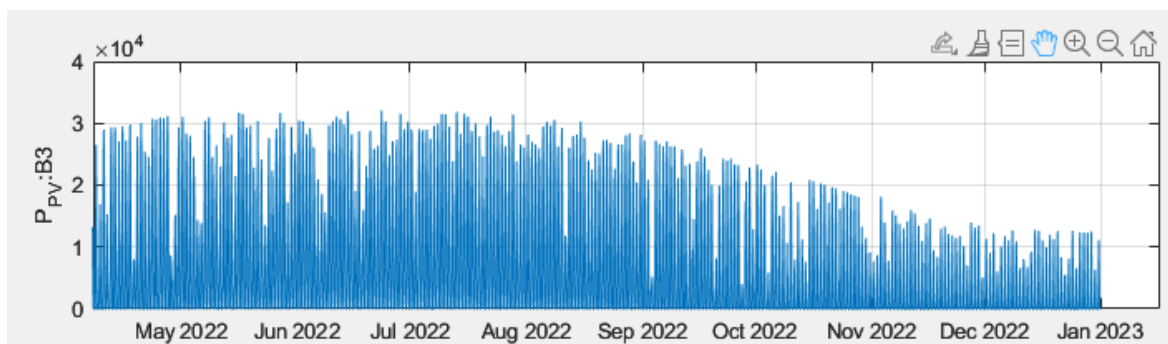


Figura 41: Potência solar durante o mês de Dezembro

O comportamento da bateria para os meses de inverno é apresentada nas Figura 42 e Figura 43, ou seja, durante os períodos diurnos esta encontra-se a carregar enquanto que durante os períodos noturnos ela descarrega para a rede. O seu carregamento é em grande parte dependente do sistema de produção solar, proveniente dos painéis.

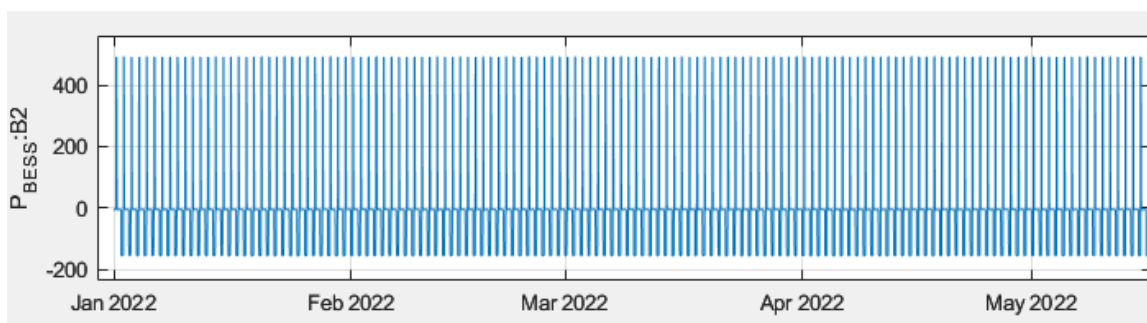


Figura 42: Potência de armazenamento na bateria durante os meses de Janeiro e Fevereiro

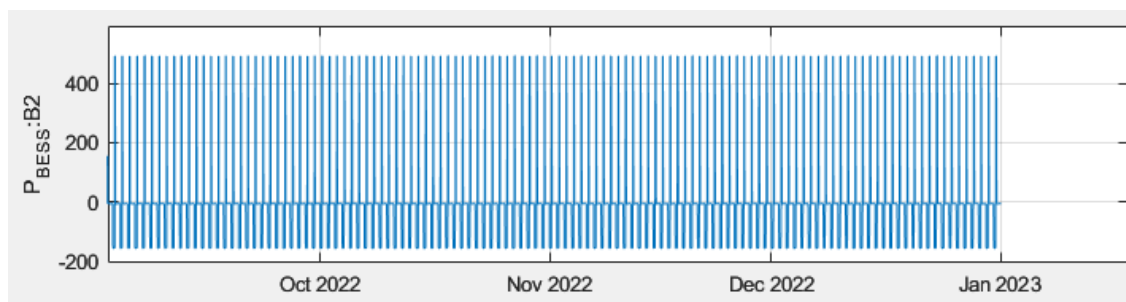


Figura 43: Potência de armazenamento na bateria durante o mês de Dezembro

Relativamente à produção de hidrogénio durante estes meses, pode-se observar quando é que esta esteve em funcionamento (a partir da Figura 44). Além disso pode-se alterar manualmente a saída de funcionamento do eletrolisador (ver Figura 46). Na Figura 45 pode ver-se que durante o mês de dezembro o eletrolisador não funcionou, isto deveu-se à maneira como se projetaram os dias em que este devia operar.

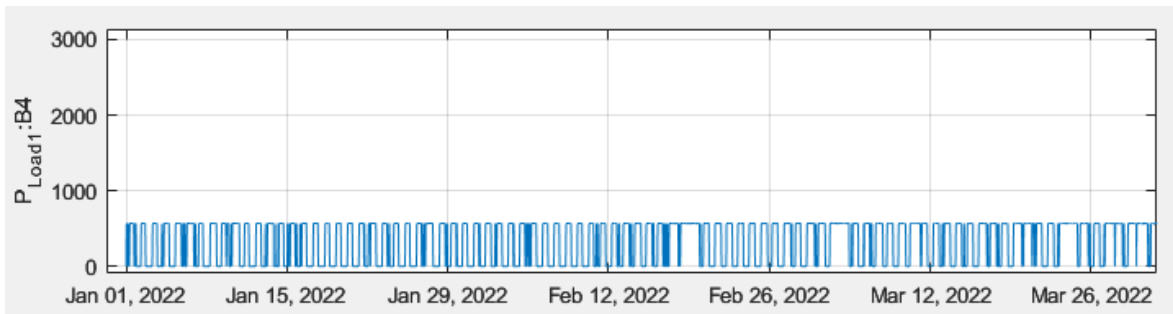


Figura 44: Funcionamento do eletrolisador durante os meses de Janeiro e Fevereiro

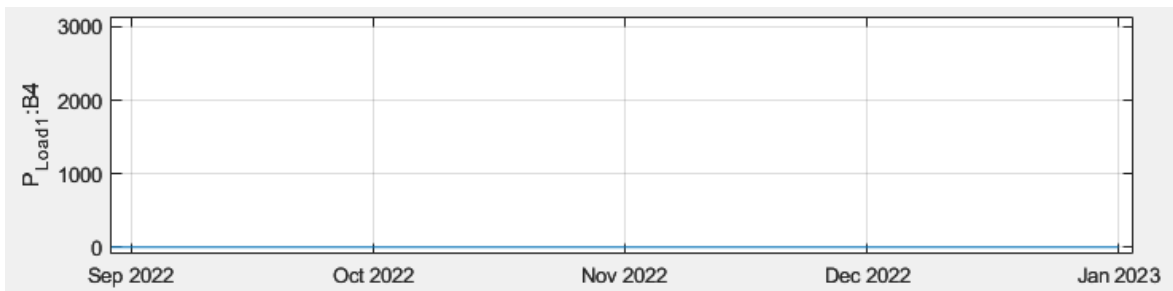


Figura 45: Funcionamento do eletrolisador durante o mês de Dezembro

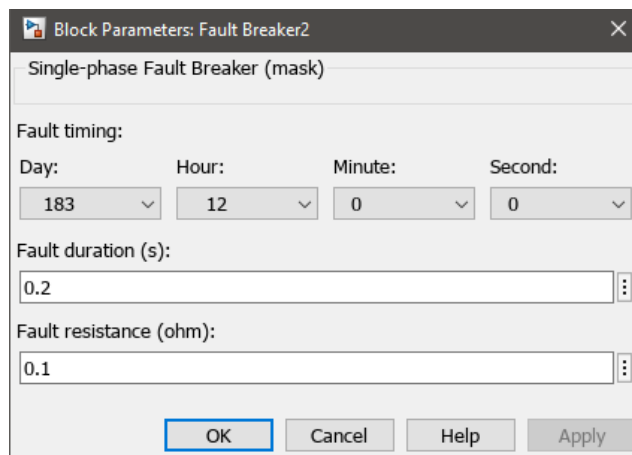


Figura 46: Escolha dos dias em que o eletrolisador funciona

A produção de hidrogénio durante este período, assim como a quantidade de energia consumida, a quantidade de água consumida e os custos estão apresentados na Tabela 14. Analisando-se a mesma tabela é possível concluir-se que o sistema ideal seria o *SOE*.

Tabela 14: Produção relativa as diferentes hipóteses de eletrolisadores nos meses de inverno [47]

Eletrolisador	Dias de Funcionamento	Hidrogénio produzido por dia (Kg)	Energia consumida por dia (kWh)	Água consumida por hora (L/h)
<i>PEM</i>	59	9558	566 400	107616
<i>AEL</i>	59	9558	566 400	107616
<i>SOE</i>	59	18585	637 200	185496

$$H. P. = D. F. \times H. P. D. \quad (25)$$

H.P. – Hidrogénio Produzido (Kg)

D.F. – Dias de Funcionamento

H.P.D. – Hidrogénio Produzido por Dia (Kg/Dia)

$$E. C. = D. F. \times E. C. D. \quad (26)$$

E.C. – Energia Consumida (kWh)

E.C.D. – Energia Consumida por Dia (kWh/dia)

$$A. C. = D. F. \times A. C. D. \quad (27)$$

A.C. – Água Consumida (l)

A.C.D. – Água Consumida por Dia (l/h)

4.6. ANÁLISE DE CUSTOS

4.6.1. PRESSUPOSTOS

Devido à escassez de informação disponível, a análise económica terá como pressupostos os pontos a seguir apresentados e não será feita de forma profunda devido á falta de informação:

- O investimento necessário para cada componente que constituiu a central pode variar consoante o fornecedor.
- A venda de energia à rede não é avaliada.
- A venda de hidrogénio não é avaliada.

4.6.2. POSSÍVEIS CUSTOS DE UM PARQUE EÓLICO

A nova central híbrida desenvolvida pela Endesa é composta por dois grupos de produção de energia, um armazenador de energia e um sistema de produção de hidrogénio. Cada um destes é composto por uma série de equipamentos essenciais para o seu funcionamento e possuem custos associados.

Inicia-se a avaliação económica pela construção do parque eólico. Este é composto por 60 aerogeradores, cada um com uma potência igual a 4,5 MW, com uma área total de 33 km², cujo investimento total neste será 459 milhões euros (como se pode ver pela Tabela 15).

Tabela 15: Custos relacionados com um projeto de produção eólica [49]–[51]

Componentes	Investimento (€)	Quantidade	Total (€)
Turbina	1,1 – 1,7 milhões por MW [52]	60	459 000 000
Fundações			
Instalação elétrica			
Sistemas de controlo			
Consultoria			
Terreno / Estrada			

4.6.3. POSSÍVEIS CUSTOS DE UM PARQUE SOLAR

Segue-se para a construção do parque solar, sendo este composto por 890 244 painéis solares, que em conjunto ocupam uma área total de 1,6 km², cujo o investimento total deste será de 325 milhões de euros.

Tabela 16: Custos relacionados com um projeto de produção solar [53]–[55]

Componentes	Investimento (€)	Quantidade	Total (€)
Painéis solares	365 (varia)	890 244	324 939 060
Suportes e Fundações			
Inversores			
Instalação elétrica			
Sistemas de monitorização			
Terreno			
Equip. de segurança			

4.6.4. POSSÍVEIS CUSTOS DE UM CENTRO DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA

Segue-se o estudo do o armazenamento de energia em baterias realizado em forma de contentores, como se pode ver no Anexo J, cuja potência a instalar será de 168,6 MW, sendo necessários 338 conjuntos para dar resposta a estas necessidades, cujos custos serão de 10 116 000 euros.

Tabela 17: Custos relacionados com um projeto de armazenamento de energia [48]

Componentes que compõem a BESS	Investimento por conjunto (€)	Quantidade	Preço total
Sistema de Ar Condicionado	30 000	338	10 116 000
PCS			
Sistema de Combate de Fogo			
BESS Controller			
Rack-II			

4.6.5. POSSÍVEIS CUSTOS DE UM CENTRO DE PRODUÇÃO DE HIDROGÉNIO

Finaliza-se com o investimento relacionado com o Eletrolisador e faz-se uma comparação com uma das três possibilidades de eletrolisadores, PEM, AEL e SOE, todos tendo custos relativamente parecidos, como se pode ver nas figuras seguintes.

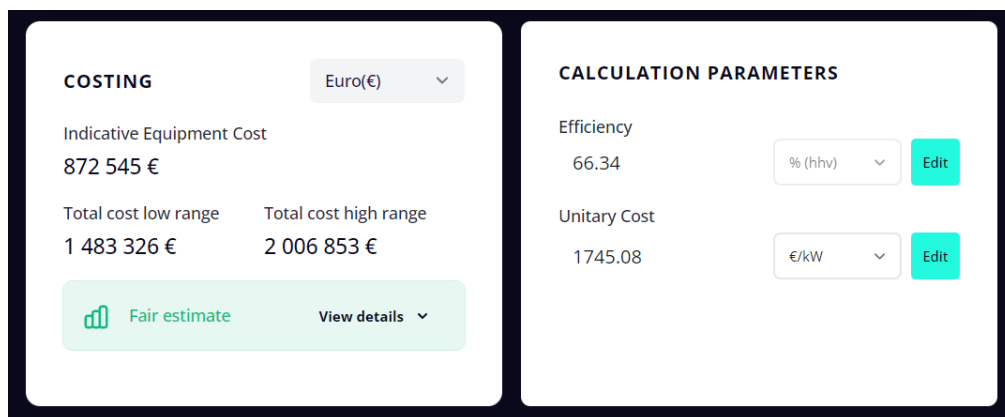


Figura 47: Custos relacionados com o eletrolisador PEM [47]

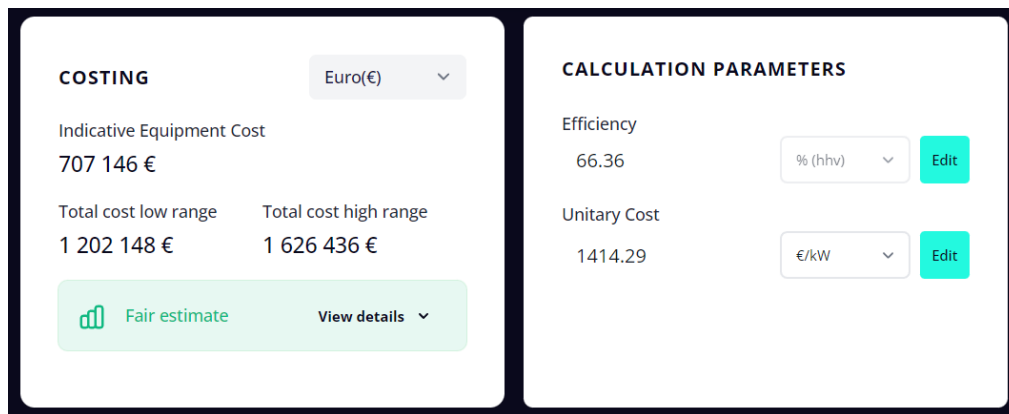


Figura 48: Custos relacionados com o eletrolisador AEL [47]

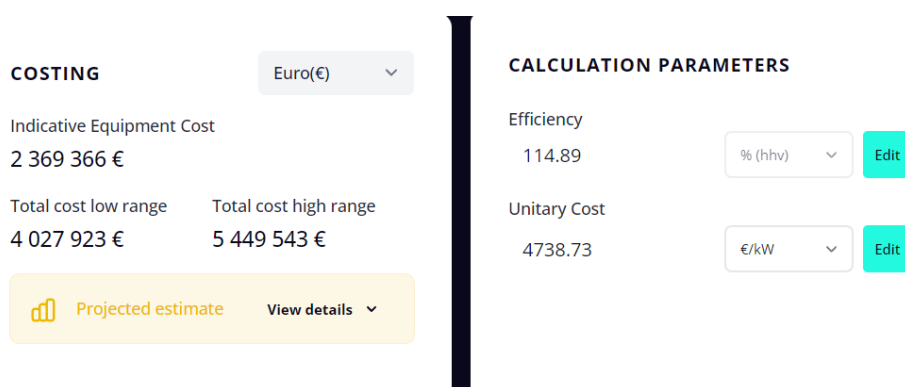


Figura 49: Custos relacionados com o eletrolisador SOE [47]

5. CONCLUSÕES

Ao longo da presente dissertação foram, numa primeira fase, expostos os resultados da pesquisa sobre os diferentes sistemas de armazenamento de energia existentes, tendo em conta as tecnologias analisadas e estudadas.

Quanto a este assunto foi possível concluir que, atualmente, a grande maioria dos sistemas de armazenamento concebidos em produção estão ajustados a aplicações de grande escala de potência e para ciclos de descarga rápidos, com o objetivo de contribuir para a qualidade de serviço da rede elétrica. Contudo, apesar desta tendência e com a crescente penetração de energia proveniente de centrais de produção de pequena e média escala baseadas em energias renováveis, há cada vez uma maior preocupação na adaptação e desenvolvimento de sistemas de armazenamento com as características necessárias.

Verifica-se uma grande necessidade de melhoramentos nas características dos sistemas de armazenamento com vista ao aperfeiçoamento da sua eficiência; e ao mesmo tempo de uma diminuição substancial dos seus custos de investimento, que no geral são ainda bastante elevados, levando a que a sua viabilidade económica se verifique sobretudo em aplicações de grandes potências, com prejuízo daqueles que se enquadram nos padrões de pequena produção.

Ainda em relação à criação de condições para a expansão da implementação de sistemas de armazenamento de energia, verifica-se a necessidade da criação e revisão da legislação aplicável à produção de energia de carácter renovável, no sentido de beneficiar e contemplar este tipo de tecnologias aquando da sua utilização e aplicação que contribuam para a produção e aproveitamentos ecológicos de energia.

Passando às conclusões retiradas após a realização dos procedimentos relativos ao caso de estudo utilizado e tendo em consideração as restrições e limitações sob os quais foi produzido, foi possível constatar que a integração de sistemas de armazenamento de energia em grandes centrais de produção pode ser uma mais valia em cenários em que decorram intermitências na produção renovável de energia. Ao se complementar estes sistemas de armazenamento de energia com a produção de hidrogénio e ao se produzir este gás nos momentos em que a bateria não conseguir absorver mais energia eléctrica obtém-se uma mais valia económica para a central eléctrica. Quando corretamente dimensionados e conhecendo os diagramas de consumo e produção de energia, os sistemas de armazenamento poderão garantir o fornecimento energético, em conjunto com o sistema de produção renovável a que se associarem, nos períodos em que se verifica interrupção da produção de energia. Contudo pode ser necessário considerar o auxílio de fornecimento de energia a partir de fontes de disponibilidade permanente, como geradores de combustão.

Além disso, se existir a possibilidade de expansão do sistema de produção de hidrogénio devido à quantidade exuberante de painéis e de aerogeradores propostos, poder-se-á gerar retorno suficiente com a venda deste gás para compensar o investimento efetuado.

Na consideração da possibilidade de se realizarem os cálculos dos custos e proveitos económicos segundo diagramas de produção e consumo energéticos diferentes dos efetivamente utilizados e segundo tarifas de compra e venda de energia variáveis, é possível que se verifiquem resultados diferentes dos obtidos, muito embora se possam tirar conclusões similares.

A integração de sistemas de armazenamento de energia nas redes de distribuição e transporte de energia é um tema que merece um aprofundamento do seu estudo e investigação, pela importância e carácter decisivo que têm no desenvolvimento dos atuais sistemas eléctricos de energia, que manifestam uma crescente complexidade e restrições operacionais, relacionadas com o aumento exponencial da procura de energia eléctrica por um lado, e por

outro com a necessidade da introdução eficiente e sustentável de fontes de energia de natureza intermitente.

Seria interessante dar-se continuidade a este estudo, com aprofundamento e desenvolvimento dos aspetos relacionados com a produção de hidrogénio, pois o futuro irá provavelmente ser acentuada por esta vertente.

Além disso, seria útil a continuação deste estudo considerando outras restrições e outros comportamentos de consumo e produção de energia, mais concretamente introduzindo-se no problema condições técnicas mais aprofundadas tais como limites de potência injetável na rede e analisando-se e prevendo-se os resultados económicos, segundo a possibilidade de injeção da energia produzida e armazenada nas instalações apropriadas, na rede de distribuição nos momentos mais favoráveis, tendo em conta diferentes tarifas de venda de energia, em diferentes períodos.

Ao mesmo tempo e na perspetiva da otimização dos resultados económicos passíveis de serem obtidos com a integração de sistemas de armazenamento de energia, seria interessante, em conjunto com a questão da venda de energia á rede, o estudo dos proveitos relacionados com os volumes de absorção de energia da rede de distribuição, tendo em conta diferentes diagramas de cargas e produção e diferentes tarifas de aquisição de energia, conforme os períodos horários.

Por fim e levando em consideração todos os fatores referidos, é urgente que haja uma consciencialização e sensibilização dos agentes e órgãos governamentais e políticos para a importância das tecnologias de armazenamento de energia, de forma a serem criadas condições legislativas que venham a contribuir para a sua proliferação e a incentivar a implementação de soluções que permitam por um lado melhorar a qualidade e a sustentabilidade dos sistemas elétricos de energia e por outro permitir a penetração massiva de fontes de produção de energia de natureza intermitente de forma eficiente, contribuindo para a maior ecologia das redes elétricas.

Referências Bibliográficas

- [1] “Russia’s War on Ukraine – Topics - IEA.” [Online]. Available: <https://www.iea.org/topics/russia-s-war-on-ukraine>. [Accessed: 16-Dec-2022].
- [2] “Here are the countries that import the most Russian oil | The Hill.” [Online]. Available: <https://thehill.com/policy/energy-environment/597882-here-are-the-countries-that-import-the-most-russian-oil/>. [Accessed: 16-Dec-2022].
- [3] “Energy storage.” [Online]. Available: https://energy.ec.europa.eu/topics/research-and-technology/energy-storage_en. [Accessed: 10-Dec-2022].
- [4] N. Miguel Couto Pereira, D. Victor Manuel Fernandes Mendes Doutor Mário Rui Melício da Conceição Júri, D. Luís Manuel dos Santos Redondo Vogais, and D. Victor Manuel Fernandes Mendes Doutor Hugo Miguel Inácio Pousinho, “INSTITUTO SUPERIOR DE ENGENHARIA DE LISBOA,” 2016.
- [5] Joaquim Rodrigues Carneiro de Sá Couto, “Faculdade de Engenharia do Porto,” 2012.
- [6] N. Miguel Couto Pereira, D. Victor Manuel Fernandes Mendes Doutor Mário Rui Melício da Conceição Júri, D. Luís Manuel dos Santos Redondo Vogais, and D. Victor Manuel Fernandes Mendes Doutor Hugo Miguel Inácio Pousinho, “INSTITUTO SUPERIOR DE ENGENHARIA DE LISBOA.”
- [7] A. Development Bank, “HANDBOOK ON BATTERY ENERGY STORAGE SYSTEM,” 2018.
- [8] IEA, *The Future of Hydrogen*. 2019.
- [9] “Number of green hydrogen plants by country 2022 | Statista.” [Online]. Available: <https://www.statista.com/statistics/1311948/number-of-green-hydrogen-plants-by-country/>. [Accessed: 10-Dec-2022].
- [10] M. Kayfeci, A. Keçebaş, and M. Bayat, “Hydrogen production,” in *Solar Hydrogen Production: Processes, Systems and Technologies*, Elsevier, 2019, pp. 45–83.

- [11] “Hydrogen Economy Outlook Key messages,” 2020.
- [12] F. Barbir, “Review of Hydrogen Conversion Technologies,” *Chem. Ind.*, vol. 53, no. 12, pp. 426–433, 2007.
- [13] “Hydrogen Production: Electrolysis | Department of Energy.” [Online]. Available: <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/hydrogen-production-electrolysis>. [Accessed: 12-Dec-2022].
- [14] Office of Energy Efficiency and Renewable Energy, “Hydrogen Production: Thermochemical Water Splitting | Department of Energy,” *Ener*, 2018. [Online]. Available: <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/hydrogen-production-thermochemical-water-splitting>. [Accessed: 31-Mar-2021].
- [15] D O E, “Comparison of Fuel Cell Technologies,” *Renew. Energy*, no. December, pp. 3463–3463, 2008.
- [16] B. Schumm, “Fuel cell - Types of fuel cells | Britannica,” 2021. [Online]. Available: <https://www.britannica.com/technology/fuel-cell/Types-of-fuel-cells>. [Accessed: 24-May-2021].
- [17] “Fuel cell - Types of fuel cells | Britannica,” 2021. [Online]. Available: <https://www.britannica.com/technology/fuel-cell/Types-of-fuel-cells>. [Accessed: 06-May-2021].
- [18] Smithsonian Institution, “A Basic Overview of Fuel Cell Technology.” p. 4, 2018.
- [19] FCHEA, “Fuel Cell & Hydrogen Energy Basics — Fuel Cell & Hydrogen Energy Association,” 2019. [Online]. Available: <https://www.fchea.org/h2-day-2019-events-activities/2019/8/1/fuel-cell-amp-hydrogen-energy-basics>. [Accessed: 24-May-2021].
- [20] M. Weber and J. Perrin, “Hydrogen Transport and Distribution,” in *Hydrogen Technology*, 2008, pp. 129–149.
- [21] DOE, “Liquid Hydrogen Delivery | Department of Energy.” 2019.
- [22] J. Andersson and S. Grönkvist, “Large-scale storage of hydrogen,” *International*

- Journal of Hydrogen Energy*, vol. 44, no. 23. Elsevier Ltd, pp. 11901–11919, 03-May-2019.
- [23] J. O. Abe, A. P. I. Popoola, E. Ajenifuja, and O. M. Popoola, “Hydrogen energy, economy and storage: Review and recommendation,” *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 44, no. 29. Elsevier Ltd, pp. 15072–15086, 07-Jun-2019.
- [24] Alternative_Fuels_Data_Center, “Alternative Fuels Data Center: Hydrogen Benefits and Considerations,” *US_Department_of_Energy*, 2017. [Online]. Available: https://afdc.energy.gov/fuels/hydrogen_benefits.html. [Accessed: 02-Feb-2021].
- [25] Conserve Energy Future, “Advantages and Disadvantages Of Hydrogen Energy,” *Conserve Energy Future*, 2009. [Online]. Available: https://www.conserve-energy-future.com/advantages_disadvantages_hydrogenenergy.php. [Accessed: 02-Feb-2021].
- [26] M. Rice, “Hydrogen Fuel and the Benefits for Transport and Mobility,” 2020. [Online]. Available: <https://www.azocleantech.com/article.aspx?ArticleID=1126>. [Accessed: 02-Feb-2021].
- [27] “Advantages and Disadvantages of Hydrogen Energy | Boiler Guide,” 2020. [Online]. Available: <https://www.boilerguide.co.uk/articles/advantages-disadvantages-hydrogen-energy>. [Accessed: 03-May-2021].
- [28] Iberdrola, “What is Green Hydrogen and its importance - Iberdrola,” 2020. [Online]. Available: <https://www.iberdrola.com/sustainability/green-hydrogen>. [Accessed: 02-Feb-2021].
- [29] BloombergNEF, “BloombergNEF,” 2020. [Online]. Available: <https://about.bnef.com/>. [Accessed: 31-May-2021].
- [30] “Acelerando a descarbonização com armazenamento de baterias - Energia: Tendências, Oportunidades, Soluções - Siemens Brasil.” [Online]. Available: <https://www.siemens.com/br/pt/empresa/stories/energia/descarbonizacao-carregamento-baterias.html>. [Accessed: 10-Dec-2022].
- [31] EDA, “SISTEMA DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA ILHA TERCEIRA,”

2020.

- [32] “Siemens supports the energy transition on the Azores | Press | Company | Siemens.” [Online]. Available: <https://press.siemens.com/global/en/pressrelease/siemens-supports-energy-transition-azores>. [Accessed: 10-Dec-2022].
- [33] “Endesa ganha concurso para transição justa da Central do Pego.” [Online]. Available: <https://www.endesa.pt/particulares/news-endesa/noticias/endesa-ganha-concurso-transicao-central-pegno>. [Accessed: 14-Dec-2022].
- [34] “Endesa abre operação em Abrantes para arranque da nova central do Pego – ECO.” [Online]. Available: <https://eco.sapo.pt/2022/11/15/endesa-anuncia-abertura-de-escritorio-em-abrantes-para-arranque-da-nova-central-do-pegno/>. [Accessed: 14-Dec-2022].
- [35] T. M. Gür, “Review of electrical energy storage technologies, materials and systems: challenges and prospects for large-scale grid storage,” *Energy Environ. Sci.*, vol. 11, no. 10, pp. 2696–2767, 2018.
- [36] S. Inage, “Prospects for Large-Scale Energy Storage in Decarbonised Power Grids,” 2009.
- [37] “Economics — SGH2 Energy.” [Online]. Available: <https://www.sgh2energy.com/economics>. [Accessed: 19-Dec-2022].
- [38] “One-Year Simulation in One Minute - File Exchange - MATLAB Central.” [Online]. Available: <https://www.mathworks.com/matlabcentral/fileexchange/51137-one-year-simulation-in-one-minute>. [Accessed: 02-Mar-2023].
- [39] “Microgrid Modeling on the Right Level of Detail for Short and Long-Term Simulations Video - MATLAB & Simulink.” [Online]. Available: https://www.mathworks.com/videos/microgrid-modeling-on-the-right-level-of-detail-for-short-and-long-term-simulations-1593454332839.html?s_tid=vid_pers_recs. [Accessed: 07-Feb-2023].
- [40] “SNIRH > Dados de Base.” [Online]. Available: <https://snirh.apambiente.pt/index.php?idMain=2&idItem=1&objCover=920123704>

&objSite=920685506. [Accessed: 07-Feb-2023].

- [41] Agência portuguesa do ambiente, “licença ambiental,” Amadora, 2007.
- [42] “e2p - energias endógenas de Portugal.” [Online]. Available: <https://e2p.inegi.up.pt/#Tec3>. [Accessed: 07-Feb-2023].
- [43] “REN - Subestação de Pedralva da REN recebe visita de Engenheiros de vários países.” [Online]. Available: https://www.ren.pt/pt-PT/media/comunicados/detalhe/subestacao_de_pedralva_da_ren_recebe_visita_de_engenheiros_de_varios_paises/. [Accessed: 07-Feb-2023].
- [44] “V163-4.5MWTM.” [Online]. Available: <https://www.vestas.com/en/products/4-mw-platform/V163-4-5-MW>. [Accessed: 07-Feb-2023].
- [45] “Nominal Power Wind Turbine Calculator.” [Online]. Available: <https://rechneronline.de/wind-power/nominal-power.php>. [Accessed: 07-Feb-2023].
- [46] ABB, “Technical Application Papers No.10 Photovoltaic plants,” 2014.
- [47] “Electrolyser - Hyjack: Hydrogen Online.” [Online]. Available: <https://hyjack.tech/components/electrolyser>. [Accessed: 09-Feb-2023].
- [48] “500kW BESS - ATEN Battery Energy Storage System, LFP | AGreatE.” [Online]. Available: <https://agreate.com/aten-500kw-bess-battery-energy-storage-system/>. [Accessed: 13-Feb-2023].
- [49] “Investment costs.” [Online]. Available: https://www.wind-energy-the-facts.org/index-43.html?fbclid=IwAR2snVG1ohraqq_SmAXTbQSuIzd_mLtB-c9OnbgcnVXPZoo4OdJXtrD_n0A. [Accessed: 11-Feb-2023].
- [50] I. Renewable Energy Agency, “Renewable power generation costs in 2021,” 2022.
- [51] “Investment Costs.” [Online]. Available: https://windmonitor.iee.fraunhofer.de/windmonitor_en/3_Onshore/5_betriebsergebnisse/3_investitionskosten/. [Accessed: 11-Feb-2023].
- [52] “Chapter 8: Costs - Windustry.” [Online]. Available: https://www.windustry.org/community_wind_toolbox_8_costs. [Accessed: 16-Feb-

2023].

- [53] “Solar Panel - SunPower - SunPower 420 W MAXEON 3 Black (SPR-MAX3-420BLK) - 420Wp - Mono - Secondsol.” [Online]. Available: <https://www.secondsol.com/en/anzeige/30349/solar-panel/crystalline/mono/sunpower/sunpower-420-w-maxeon-3-black-spr-max3-420blk>. [Accessed: 16-Feb-2023].
- [54] “Kit Suporte Chão SOLSTAND-XUNZEL-2P 2 painéis SOLARPOWER 120W | Leroy Merlin.” [Online]. Available: https://www.leroymerlin.pt/produtos/eletricidade-e-smart-home/energias-renovaveis/suportes-cabos-e-protecoes/kit-suporte-chao-solstand-xunzel-2p-2-paineis-solarpower-120w-16501982.html?gclid=CjwKCAiAuaKfBhBtEiwAht6H75OpuXMbz2AXONt7YpfvD44WSPygYI6MTFKha7Tdle7mpSEasL33kRoCpYEQAvD_BwE. [Accessed: 16-Feb-2023].
- [55] “Calculations for the number of solar panels in a string and number of strings.”
- [56] “Comparing Fuel Cell Technologies - GenCell - Fuel Cell Generators.” [Online]. Available: <https://www.gencellenergy.com/news/comparing-fuel-cell-technologies/>. [Accessed: 16-Dec-2022].
- [57] “Hydrogen and Fuel Cell Technologies Office | Department of Energy.” [Online]. Available: <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/hydrogen-and-fuel-cell-technologies-office>. [Accessed: 16-Dec-2022].

Anexo A. Comparação entre as diferentes células de combustível

Neste anexo são comparadas as diferentes células de combustível e são realizadas algumas comparações [56], [57].

Fuel Cell Type	Common Electrolyte	Operating Temperature	Typical Stack Size	Efficiency	Applications	Advantages	Disadvantages
Polymer Electrolyte Membrane (PEM)	Perfluoro sulfonic acid	50-100°C 122-212° typically 80°C	< 1kW-100kW	60% transportation 35% stationary	<ul style="list-style-type: none"> Backup power Portable power Distributed generation Transportation Specialty vehicles 	<ul style="list-style-type: none"> Solid electrolyte reduces corrosion & electrolyte management problems Low temperature Quick start-up 	<ul style="list-style-type: none"> Expensive catalysts Sensitive to fuel impurities Low temperature waste heat
Alkaline (AFC)	Aqueous solution of potassium hydroxide soaked in a matrix	90-100°C 194-212°F	10-100 kW	60%	<ul style="list-style-type: none"> Military Space 	<ul style="list-style-type: none"> Cathode reaction faster in alkaline electrolyte, leads to high performance Low cost components 	<ul style="list-style-type: none"> Sensitive to CO₂ in fuel and air Electrolyte management
Phosphoric Acid (PAFC)	Phosphoric acid soaked in a matrix	150-200°C 302-392°F	400 kW 100 kW module	40%	<ul style="list-style-type: none"> Distributed generation 	<ul style="list-style-type: none"> Higher temperature enables CHP Increased tolerance to fuel impurities 	<ul style="list-style-type: none"> Pt catalyst Long start up time Low current and power
Molten Carbonate (MCFC)	Solution of lithium, sodium, and/or potassium carbonates, soaked in a matrix	600-700°C 1112-1292°F	300 kW-3 MW 300 kW module	45-50%	<ul style="list-style-type: none"> Electric utility Distributed generation 	<ul style="list-style-type: none"> High efficiency Fuel flexibility Can use a variety of catalysts Suitable for CHP 	<ul style="list-style-type: none"> High temperature corrosion and breakdown of cell components Long start up time Low power density
Solid Oxide (SOFC)	Yttria stabilized zirconia	700-1000°C 1202-1832°F	1kW-2 MW	60%	<ul style="list-style-type: none"> Auxiliary power Electric utility Distributed generation 	<ul style="list-style-type: none"> High efficiency Fuel flexibility Can use a variety of catalysts Solid electrolyte Suitable for CHP & CHHP Hybrid/GT cycle 	<ul style="list-style-type: none"> High temperature corrosion and breakdown of cell components High temperature operation requires long start up time and limits

Anexo C. Aerogenerator

V163-4.5 MW™



4 MW brochure



Discover more

POWER REGULATION OPERATIONAL DATA

Pitch regulated with variable speed

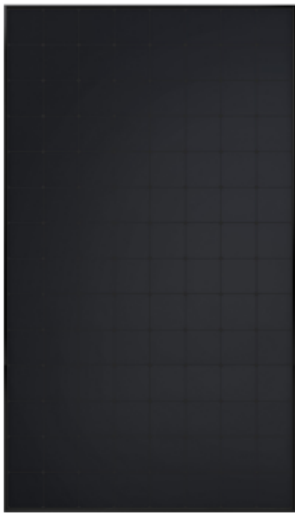
Rated power	4,500kW
Cut-in wind speed	3m/s
Cut-out wind speed	24m/s
Re cut-in wind speed	22m/s
Wind class	IEC S
Standard operating temperature range	from -30°C* to +45°C with de-rating above 27°C

Anexo D. Painel Solar

SUNPOWER | MAXEON

Fundamentally different, and better

 Back Contact
 Black Backsheet
Black Frame



MAXEON 3 BLK | 410-420

112 CELL PANEL | POWER RANGE: 410-420 W | EFFICIENCY: Up to 22.2%

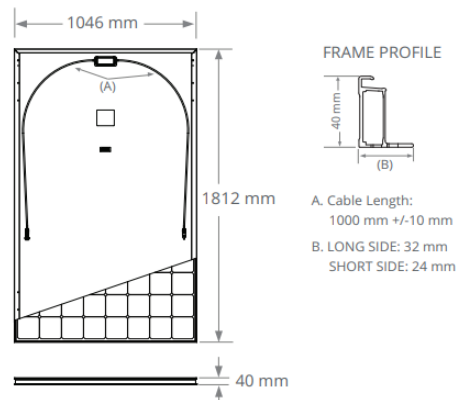
Gen III SunPower Maxeon

Electrical Data			
	SPR-MAX3-420-BLK	SPR-MAX3-415-BLK	SPR-MAX3-410-BLK
Nominal Power (P _{nom}) ⁸	420 W	415 W	410 W
Power Tolerance	+5/0%	+5/0%	+5/0%
Panel Efficiency	22.2%	21.9%	21.6%
Rated Voltage (V _{mpp})	67.7 V	67.3 V	66.9 V
Rated Current (I _{mpp})	6.20 A	6.17 A	6.13 A
Open-Circuit Voltage (V _{oc}) (+/-3%)	80.5 V	80.5 V	80.4 V
Short-Circuit Current (I _{sc}) (+/-3%)	6.32 A	6.32 A	6.31 A
Max. System Voltage	1000 V IEC		
Maximum Series Fuse	20 A		
Power Temp Coef.	-0.27% / °C		
Voltage Temp Coef.	-0.236% / °C		
Current Temp Coef.	0.058% / °C		

Operating Condition And Mechanical Data	
Temperature	-40°C to +85°C
Impact Resistance	25 mm diameter hail at 23 m/s
Solar Cells	112 Monocrystalline Maxeon Gen III
Tempered Glass	High-transmission tempered anti-reflective
Junction Box	IP-68, Stäubli (MC4), 3 bypass diodes
Weight	21.2 kg
Max. Load ¹⁰	Wind: 2400 Pa, 244 kg/m ² front & back Snow: 5400 Pa, 550 kg/m ² front
Frame	Class 1 black anodized (highest AAMA rating)

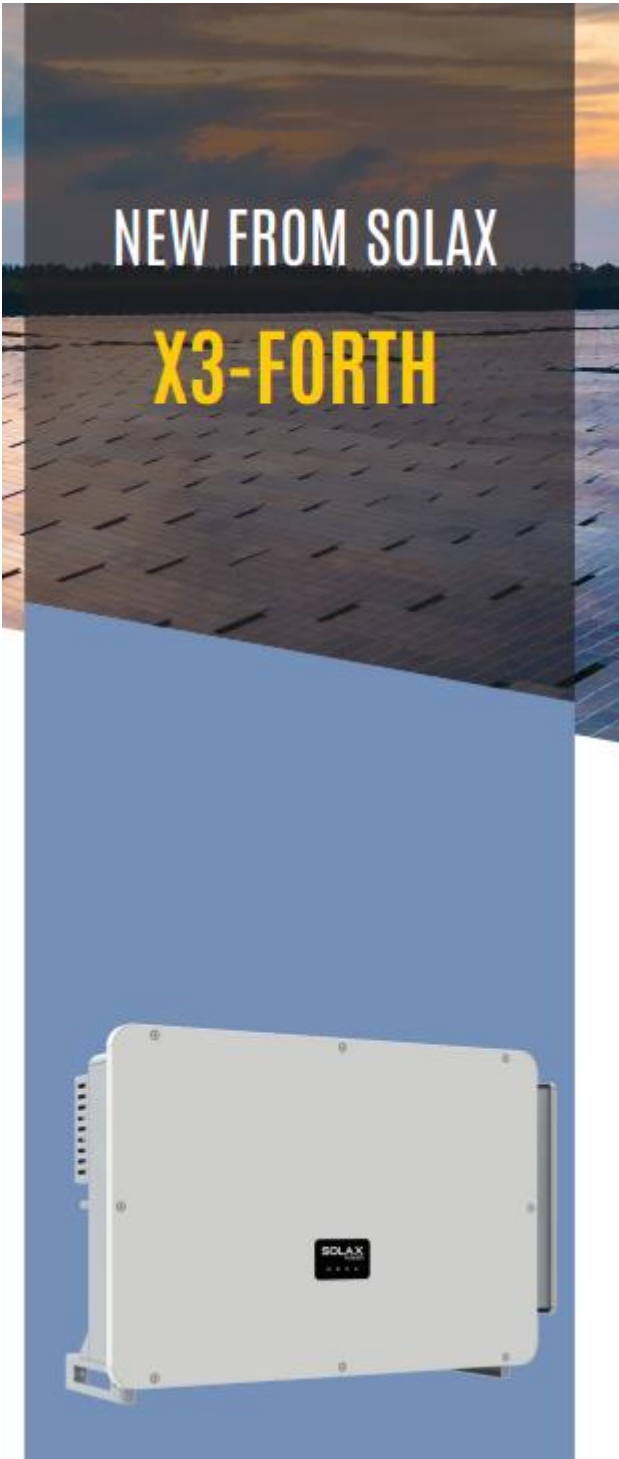
Tests And Certifications	
Standard Tests ⁹	IEC 61215, IEC 61730
Quality Management Certs	ISO 9001:2015, ISO 14001:2015
Ammonia Test	IEC 62716
Desert Test	IEC 60068-2-68, MIL-STD-810G
Salt Spray Test	IEC 61701 (maximum severity)
PID Test	1000 V: IEC 62804
Available Listings	TUV

Sustainability Tests and Certifications	
IFLI Declare Label	First solar panel labeled for ingredient transparency and LBC-compliance. ¹¹
Cradle to Cradle Certified™ Bronze	First solar panel line certified for material health, water stewardship, material reutilization, renewable energy & carbon management, and social fairness. ¹²
Green Building Certification Contribution	Panels can contribute additional points toward LEED and BREEAM certifications.
EHS Compliance	RoHS, OHSAS 18001:2007, lead free, REACH SVHC-163



Please read the safety and installation guide.

Anexo E. Inversor



X3-FTH-80K X3-FTH-100K X3-FTH-110K X3-FTH-120K X3-FTH-125K X3-FTH-136K-MV X3-FTH-150K-MV

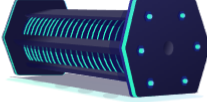
DC INPUT								
Max. PV array input power [kWp]	120	150	165	180	188	204	225	
Max. PV input voltage [V]	1100	1100	1100	1100	1100	1100	1100	
Startup voltage [V]	200	200	200	200	200	200	200	
Nominal input voltage [V]	580/600	580/600	580/600	580/600	580/600	730/785	730/785	
MPP tracker voltage range [V]	180~1000	180~1000	180~1000	180~1000	180~1000	180~1000	180~1000	
No. of MPP trackers	9	9	9	12	12	12	12	
Strings per MPP tracker	2							
Max. input current per MPPT [A]	32							
Max. short circuit current per MPPT [A]	46							
AC OUTPUT								
Nominal AC output power [kW]	80	100	110	120	125	136	150	
Nominal AC output current [A]	121.3/116	151.6/145	166.7/159.5	181.9/174	189.4/181.2	157.1/145.4	173.2/160.4	
Max. AC output apparent power [kVA]	88	110	121	132	132	149.6	165	
Max. AC output current [A]	133.4/127.6	166.7/159.5	183.4/175.4	200/191.3	200/191.3	172.8/160	190.6/176.5	
Nominal AC voltage[V]	220/380, 230/400, 3/N/PE, 3/PE					500/540,3P3W+PE		500/540,3P3W+PE
Nominal grid frequency [Hz]	50/60							
Displacement power factor	0.8 leading-0.8 lagging							
THDi (Rated power) [%]	<3							

Anexo F. Eletrolisador


Specification	PEM	AWE	AEM	SOE
Maturity	Commercial	Commercial	Commercial	Early Commercial
Charger carrier	H ⁺	OH ⁻	OH ⁻	O ²⁻
Electrolyte	Solid polymer	Aqueous solution 10-40% KOH/NaOH	Solid polymer	Solid ceramic
Working fluid	Distilled water	High concentration solution	Distilled water or Low concentration solution	Steam
Anode material	Pt; Ir; Ru	Ni	Ni-based alloy	LSMYSZ; CaTiO ₃
Cathode material	Pt; Pt-C	Ni alloys	Ni, Ni-Fe, NiFe ₂ O ₄	Nicermets
Temperature, °C	70-90	65-100	50-70	650-1000
Operation pressure.	15-30 bar	2-10 bar	up to 35 bar	<30 bar
Efficiency, HHV	67-84%	62-82%	-	~90%
Cell voltage	1.80- 2.40 V	1.80- 2.40 V	~ 1.85 V	0.95- 1.30 V
Current density	0.6-2 A/cm ²	0.2- 0.4 A/cm ²	0.1-0.5 A/cm ²	0.3- 1 A/cm ²
Startup duration	<15 minutes	15 minutes	-	>60 minutes
Stack lifetime	< 40,000 hr	< 90,000 hr	> 10,000 hr	< 40,000 hr
Energy consumption, kWh/Nm ³	4.5-7.5	4.5-7	~ 4.8	2.5-3.5
Estimated cost by 2050.	~\$750/kWch	~\$600/kWch	-	~\$200/kWch
Advantages	<ul style="list-style-type: none"> • Compact and simple design. • Fast response and startup. • High hydrogen purity. 	<ul style="list-style-type: none"> • Low capital cost. • Stable and well-established. • No use of noble material. 	<ul style="list-style-type: none"> • A mixture of the advantages of PEM and AWE. • Suitable for load fluctuation. • Cheap components. 	<ul style="list-style-type: none"> • It can be used as a fuel cell. • High efficiency. • Due to the absence of noble material, the capital cost is low.

Anexo G. Proton Exchange Membrane

TECHNOLOGY
Switch between pressurized Alkaline or Proton exchange membrane electrolysis technologies. PEM

INLET		OUTLET	
Nominal Power		Nominal Hydrogen Flow	
<input type="text" value="500"/> kW <input type="button" value="v"/>		<input type="text" value="93.7"/> Nm3/h <input type="button" value="v"/>	
Water Flow	Heat Required	Oxygen Flow	Heat Recovery
76 L H ₂ O/h	0kW _{th}	63 kg O ₂ /h	137 kW _{th}

TOTAL PRODUCTION

Avg. Electricity Consumption	Capacity factor	80%	Avg. H ₂ Production
<input type="text" value="9 600"/> kWh/day <input type="button" value="v"/>			<input type="text" value="162"/> kgH2/day <input type="button" value="v"/>

Anexo H. Alkaline water electrolysis

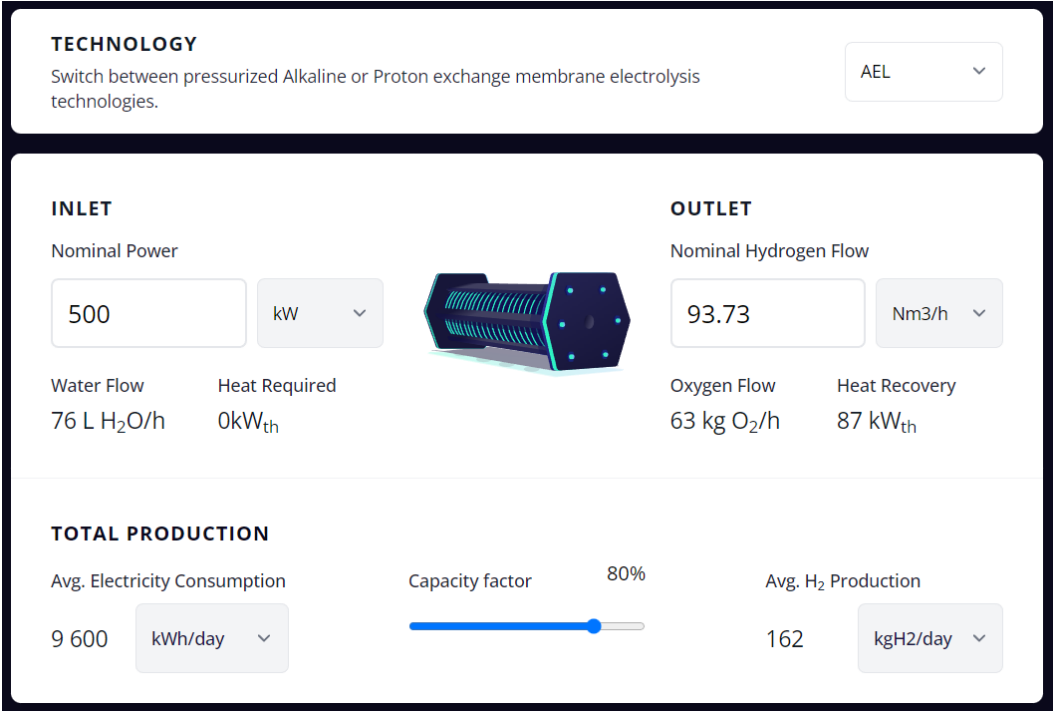


Figura 50: AEL [47]

Anexo I. Solid oxide electrolyzer

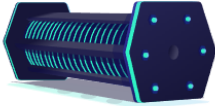
TECHNOLOGY
Switch between pressurized Alkaline or Proton exchange membrane electrolysis technologies. SOE ▾

INLET

Nominal Power
 kW ▾

Water Flow
131 L H₂O/h

Heat Required
129kW_{th}



OUTLET

Nominal Hydrogen Flow
 Nm³/h ▾

Oxygen Flow
110 kg O₂/h

Heat Recovery
0 kW_{th}

TOTAL PRODUCTION

Avg. Electricity Consumption
 kWh/day ▾

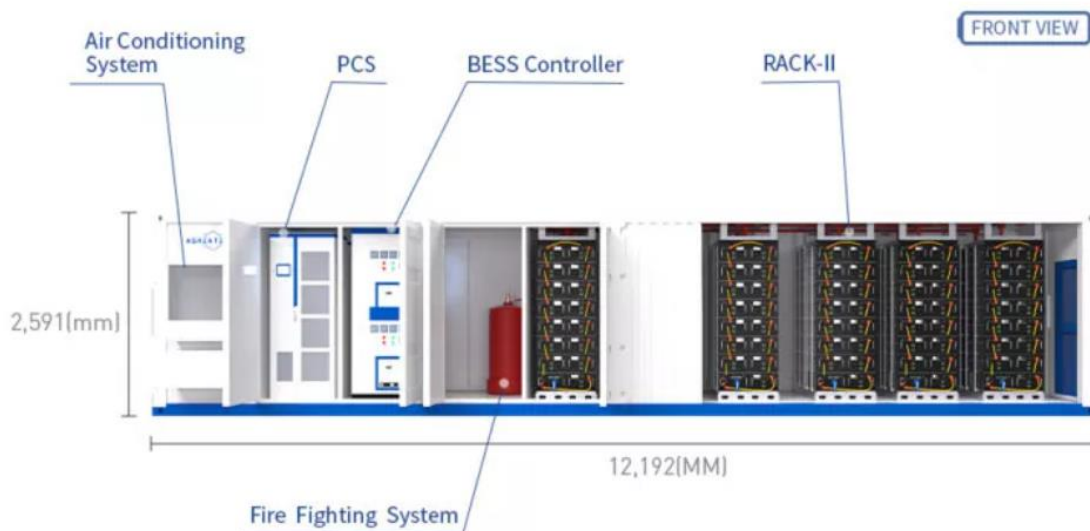
Capacity factor 90%

Avg. H₂ Production
 kgH₂/day ▾

Anexo J. Bateria



ATEN-500kW
AGREATE TECHNOLOGY



Container Depth 2,438(mm)

Electrical	ATEN 500-552	ATEN 500-1104	ATEN 500-1656
Rated Energy Capacity	552kWh	1104kWh	1656kWh
Rated DC Voltage	768V	768V	768V
Rated AC Power	500kW	500kW	500kW
Rated Grid Voltage	400V/480V	400V/480V	400V/480V
AC Rate of Current	720A/601A	720A/601A	720A/601A
Grid Frequency Range	50Hz/60Hz ± 2.5%	50Hz/60Hz ± 2.5%	50Hz/60Hz ± 2.5%
Isolation Method	3 Phase 4 Line Transformer	3 Phase 4 Line Transformer	3 Phase 4 Line Transformer

General Specifications

General	ATEN 500-552/strong>	ATEN 500-1104	ATEN 500-1656
Dimension (L/W/H)	6058/2438/2591mm	12192/2438/2591mm	12192/2438/2591mm
Weight	<16T	<26T	<30T
Protection Rating	IP54	IP54	IP54
Operating Temperature	-20 ~ 40°C	-20 ~ 40°C	-20 ~ 40°C
Max Altitude	3000m	3000m	3000m
Communication Interfaces	RS485, Ethernet, GPRS	RS485, Ethernet, GPRS	RS485, Ethernet, GPRS
Certification	IEC62619, UN38.3, CE, UL1973, UL9540A	IEC62619, UN38.3, CE, UL1973, UL9540A	IEC62619, UN38.3, CE, UL1973, UL9540A