

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



**Integração do vetor energético H₂ em sistemas elétricos
isolados, com alta penetração de fontes de energia renovável:
Modelação do sistema de Chipre com EnergyPLAN**

Miguel João Russo Da Fonte

Mestrado em Engenharia da Energia e Ambiente

Dissertação orientada por:
Professor Doutor Killian Lobato
Doutor Filipe Serra

2023

Agradecimentos

Quero agradecer ao professor Doutor Killian Lobato, pelos ensinamentos ao longo da dissertação e ao Doutor Filipe Serra pela disponibilidade e ajuda durante todo o período da elaboração da dissertação.

Um agradecimento especial aos meus pais e à minha irmã por me darem a possibilidade de me formar na faculdade, bem como pelo apoio ao longo destes anos.

Resumo

O aumento de fontes de energia renováveis variáveis no sistema elétrico gera problemas de excesso de produção ou consumo em tempo real, sendo necessário implementar fontes de flexibilidade no sistema elétrico.

Esta dissertação estuda a integração de hidrogénio como principal tecnologia de armazenamento para o sistema elétrico de Chipre, através da modelação em EnergyPLAN.

Realizaram-se três cenários em EnergyPLAN: cenário base, cenário 1 e cenário de armazenamento. O cenário de base/referência representa a situação energética atual em Chipre e tem como propósito fornecer uma base de comparação com outros cenários em estudo. Esta comparação permite avaliar os impactos potenciais das diferentes opções e identificar as soluções mais adequadas para alcançar metas energéticas. O cenário de referência foi utilizado juntamente com os dados reais do sistema elétrico atual para validar o EnergyPLAN.

No cenário 1 verificou-se que é possível aumentar as VREs - fontes renováveis variáveis - e diminuir as fontes poluentes. Houve um aumento de 53% na percentagem de eletricidade produzida por VREs em relação ao cenário base e uma diminuição na emissão de GEE em 9,2% em relação ao mesmo.

No cenário de armazenamento, através da implementação de H₂ como tecnologia de armazenamento conseguiu-se aumentar ainda mais a quantidade de VREs e diminuir a produção elétrica a partir de fontes convencionais. Aumentou-se em 156% a percentagem de eletricidade produzida por VREs e diminuiu-se em 20 % a emissão de GEE para a atmosfera, em relação ao cenário base (a meta de redução de GEE para 2030 em Chipre é 42%).

De uma perspetiva económica, verificou-se um custo de produção elétrico médio (LCOE) de 0,043 €/kWh, 0,040 €/kWh e 0,025 €/kWh para o cenário base, cenário 1 e cenário de armazenamento, respetivamente e, um custo de produção de hidrogénio (LCOH) de 12,9 €/kgH₂, um valor muito alto de acordo com a revisão global de hidrogénio para 2022.

Palavras-Chave: EnergyPLAN, Sistema elétrico, Hidrogénio, Consumo, Produção.

Abstract

The increase in variable renewable energy sources in the electrical system generates issues of excess production or consumption in real-time, requiring the implementation of flexibility sources in the electrical system.

This dissertation studies the integration of hydrogen as the primary storage technology for Cyprus' electrical system through modelling in EnergyPLAN.

Three scenarios were simulated in EnergyPLAN: the baseline scenario, scenario 1, and the storage scenario. The baseline/reference scenario represents the current energy situation in Cyprus and aims to provide a basis for comparison with other studied scenarios. This comparison allows for evaluating the potential impacts of different options and identifying the most suitable solutions to achieve energy goals. The reference scenario was used in conjunction with actual data from the current electrical system to validate EnergyPLAN.

In scenario 1, it was found that it is possible to increase variable renewable energy sources (VREs) and reduce polluting sources. There was a 53% increase in the percentage of electricity produced by VREs compared to the baseline scenario, and a 9,2% reduction in greenhouse gas emissions compared to the same scenario.

In the storage scenario, by implementing H₂ as a storage technology, it was possible to further increase the amount of VREs and reduce electricity production from conventional sources. The percentage of electricity produced by VREs increased by 156%, and greenhouse gas emissions were reduced by 20% compared to the baseline scenario (Cyprus' target for greenhouse gas reduction by 2030 is 42%).

From an economic perspective, the average electricity production cost (LCOE) was 0,043 €/kWh, 0,040 €/kWh, and 0,025 €/kWh for the baseline scenario, scenario 1, and the storage scenario, respectively. The hydrogen production cost (LCOH) was 12,9 €/kgH₂, a very high value according to the global hydrogen review for 2022.

Keywords: EnergyPLAN, Electric system, Hydrogen, Demand , Production.

Índice

Agradecimentos	iii
Resumo	v
Abstract.....	vii
Índice de figuras.....	xi
Índice de tabelas.....	xv
Índice de equações	xvii
Lista de abreviaturas	xvii
1 Introdução.....	2
1.1 Enquadramento.....	2
1.2 Objetivos	2
1.3 Estrutura da dissertação.....	2
2 Revisão Bibliográfica	4
2.1 Sistema Elétrico – Desafios e Soluções.....	4
2.2 Tecnologias de Armazenamento	7
2.2.1 Classificação das tecnologias de armazenamento	8
2.2.2 Hidrogénio como forma armazenamento	9
2.3 Estado de arte do armazenamento em ilhas.....	13
2.4 Ferramentas de Modelação.....	20
2.4.1 Breve Enquadramento Histórico	20
2.4.2 Ferramentas de Modelação – em detalhe	20
2.4.3 Tipos de ferramentas de modelação e porquê o EnergyPLAN.....	22
2.5 Plataforma EnergyPLAN.....	23
3 Método.....	26
3.1 Como é realizada uma simulação na plataforma EnergyPLAN	26
3.2 Caso de estudo: Chipre.....	27
3.2.1 Validação do EnergyPLAN.....	29
3.2.2 Exemplo do funcionamento da ferramenta EnergyPLAN através da explicação da execução do cenário de referência.....	31
3.2.3 Cenário 1	39
3.2.4 Cenário de armazenamento de hidrogénio	40
3.2.5 Como se determinaram os dados de entradas dos cenários em estudo?.....	43
3.2.6 Análise Financeira	44
4 Resultados	46
4.1 Cenário de Referência	46

4.2	Cenário 1	56
4.3	Cenário de armazenamento	60
4.4	Análise Financeira.....	65
5	Conclusões.....	67
5.1	Recomendações para trabalho futuro e limitações da dissertação.....	68
6	Referências	70
7	Anexos.....	78

Índice de figuras

Figura 2.1 - Plot de Ragone segundo Riaz et al. [48]	8
Figura 2.2 - Métodos de Armazenamento de hidrogénio adaptado de Moradi et al. [68]	11
Figura 2.3 - Fluxograma: Escolha da ferramenta de modelação ideal segundo Ringkjøb et al. [89]	22
Figura 2.4 - Estrutura da ferramenta EnergyPLAN [99]. É possível visualizar a interação entre os diferentes setores de um sistema energético no geral e do lado esquerdo os principais componentes onde é possível inserir os dados de entradas pretendidos de modo a simular um determinado sistema energético.	24
Figura 3.1 - Potencial fotovoltaico segundo Agathokleous et al. [102].....	28
Figura 3.2 - Velocidade do vento anual em Chipre segundo Agathokleous et al. [102].....	29
Figura 3.3 - Separador do consumo elétrico, onde o EnergyPLAN executa cálculos para o consumo horário a partir do ficheiro de distribuição horária inserido e o consumo elétrico anual (em TWh/ano). Apesar de não ter sido estudado nesta dissertação, é possível estudar o consumo flexível e o consumo fixo para importação/exportação. O valor 5,08 TWh/ano foi calculado no Excel através dos valores de produção e consumo anual retirados da TSO do Chipre [103]	32
Figura 3.4 - Representação das capacidades instaladas e eficiências elétricas das tecnologias de produção em funcionamento no Chipre nos dias atuais. As tecnologias de produção em operação no Chipre são centrais a biomassa, convencionais a petróleo e variáveis renováveis (eólica e solar PV). 33	33
Figura 3.5 - Neste separador é possível especificar a quantidade de combustível primário anual de cada um dos combustíveis possíveis e, em que centrais elétricas e térmicas é abastecido o respetivo combustível (é possível abastecer a mesma central com diferentes combustíveis primários).	34
Figura 3.6 - No subseparador "CO2" foi inserido o fator de emissão do petróleo em kg/GJ. O fator de emissão é um indicador que corresponde à relação entre a quantidade de poluição gerada e a quantidade de matéria-prima queimada/transformada.	35
Figura 3.7 - Separador "Cost-General" onde se encontram representados o preço do CO2 [€/tCO2] e a taxa de atualização para o sistema elétrico cipriota. De acordo com Connolly [100] é assumida tipicamente uma taxa de atualização de 3% quando se simula um sistema elétrico/energético em EnergyPLAN, sendo esta a utilizada nos cenários desta dissertação.	36
Figura 3.8 - Neste separador é possível visualizar o investimento por unidade, a esperança média de vida das centrais e os custos de operação e manutenção em percentagem (o autor explica como chegou a estes dados de dados de entrada mais à frente na dissertação, em 3.2.5) em relação às centrais convencionais (1478 MW) e centrais de biomassa (13 MW).	37
Figura 3.9 - Este separador é igual ao separador da figura anterior, no entanto relativamente às tecnologias de produção renovável em estudo (o autor explica como chegou a estes dados de dados de entrada mais à frente na dissertação, em 3.2.5). Atualmente no Chipre existem 158 MW de turbinas eólicas onshore e 200 MW de painéis solar PV.	37
Figura 3.10 - No separador dos custos de combustível primário e de acordo com Johnston et al. e a CDC Investment Works [113], [114] os dois valores correspondem ao preço dos combustíveis no mercado em €/GJ. Não se considerou custos de distribuição e refinaria do petróleo e biomassa, devido a não ter sido encontradas informações. Os impostos não se consideraram pelos mesmos motivos e em relação aos impostos de eletricidade para conversão de energia saem do âmbito do estudo desta dissertação.	38
Figura 3.11 - Representação dos dados de entradas do armazenamento de hidrogénio estudado num dos cenários desta dissertação. É possível visualizar que a carga (conversão de eletricidade em energia potencial) é definida por uma capacidade e eficiência elétrica, a descarga (conversão de energia	

potencial em eletricidade) é definida por uma capacidade e eficiência elétrica e o dispositivo de armazenamento é definido por uma capacidade. O círculo a verde no canto superior direito representa um número de medidas para reduzir o excesso de eletricidade produzida, sendo possível para o utilizador priorizar estas medidas. Segundo Lund et al. [99] para garantir estabilização da rede os autores do software EnergyPLAN sugerem que 30% da produção elétrica total deve ser proveniente de unidades de produção convencional..... 41

Figura 4.1 – Produção horária média mensal das diferentes tecnologias de produção e consumo horário em Chipre - Cenário de Referência. As centrais convencionais a petróleo são as principais fontes de produção elétrica em Chipre..... 47

Figura 4.2 – O gráfico de extremos e quartis representa a variabilidade do consumo elétrico do setor electroprodutor do Chipre em cada mês – Cenário de referência..... 47

Figura 4.3 – Consumo elétrico bruto médio horário mínimo, máximo e respetivos quartis do sistema electroprodutor cipriota referente ao cenário de referência..... 49

Figura 4.4 - Representação do consumo elétrico líquido médio mensal do Chipre em que é possível visualizar a proeminência que as fontes de energia renováveis variáveis têm no sistema elétrico cipriota. A “barriga” do pato mergulha a meio do dia nomeadamente no cenário 1 e no cenário de armazenamento, devido à quantidade instalada de fontes solar PV (ver subcapítulos referentes aos cenários 1 e cenário de armazenamento 4.2 e 4.3, respetivamente). No cenário de referência o mergulho da parte da manhã não é tão acentuado nos meses de outubro a abril devido à menor capacidade instalada das fontes de energia renováveis variáveis em relação aos restantes cenários. De maio a setembro no cenário de referência, o consumo líquido não apresenta o mergulho característico na” barriga” do pato, devido a nesta altura do ano o consumo ser nomeadamente suprido pela produção convencional. Abril é o mês onde se verifica um maior excesso de produção elétrica renovável em relação ao consumo. . 51

Figura 4.5 - Comportamento das tecnologias de produção no Chipre para o cenário de referência. A produção média da biomassa não está representada, devido à produção elétrica por parte desta tecnologia ser muito inferior às restantes (=13 MW), estando sempre a produzir à potência nominal. 54

Figura 4.6 - Os gráficos representam a temperatura seca durante o ano. Como se pode verificar pela visualização dos gráficos, as temperaturas no verão em Chipre são superiores em relação às temperaturas nos restantes meses do ano. 56

Figura 4.7 - Produção horária mensal das diferentes tecnologias de produção e consumo horário em Chipre - Cenário 1. O consumo elétrico anual é igual à produção elétrica anual total (=5,08 TWh/ano) e é o mesmo do cenário de referência. É de notar que a biomassa produz sempre à potência nominal (=20 MW) durante todo o ano..... 57

Figura 4.8 - Produção média horária de cada uma das tecnologias de produção instaladas na ilha. Existem centrais de biomassa instaladas na ilha (20 MW), estando as mesmas a produzir à potência nominal durante as 24 h. É possível verificar que abril é o único mês em que a produção elétrica solar PV (durante o dia.) atinge maiores valores comparativamente à produção elétrica convencional. 59

Figura 4.9 - Produção elétrica média mensal das tecnologias de produção implementadas na ilha e respetivo consumo do sistema electroprodutor cipriota – cenário de armazenamento..... 61

Figura 4.10 - Produção média horária das tecnologias de produção e armazenamento instaladas na ilha no ano de 2022. As tecnologias de armazenamento operam quando existe excesso de produção elétrica por parte das fontes de energia renováveis ou o consumo é superior à produção. A produção elétrica por parte das centrais a biomassa não está inserida nos gráficos devido à escala, no entanto o leitor já se encontra familiarizado que as centrais a biomassa produzem sempre à potência nominal (20 MW). No período entre as 10–16 h a produção elétrica por parte das centrais solar PV é superior à produção elétrica por parte das centrais convencionais durante todo o ano. O consumo bruto médio elétrico tem valores superiores aos cenários analisados anteriormente, manifestando o mesmo perfil que os cenários de referência e cenário 1..... 63

Figura 4.11 – Representação da eletricidade em excesso utilizada no eletrolisador para produção de hidrogénio e da eletricidade produzida pelas células de combustível. Como é possível visualizar, a operação do eletrolisador ocorre maioritariamente na Primavera. A linha a laranja representa o consumo de eletricidade proveniente do hidrogénio armazenado no tanque de armazenamento e utilizado na célula de combustível. Nos meses de verão até outubro não existe produção de hidrogénio, pois não existe eletricidade em excesso e a célula de combustível não se encontra em operação pois a produção elétrica iguala o consumo elétrico durante o ano, corroborando os gráficos da Figura 4.10. 64

Figura 7.1 - Exemplo onde é possível visualizar onde se encontra o dado de entrada para modificar o ficheiro de texto correspondente à distribuição horária (ver seta verde)..... 78

Figura 7.2 – Resultado do cenário de referência. Os círculos verdes fazem referência aos indicadores energéticos estudados nesta dissertação, como a eletricidade consumida e produzida pelas diferentes tecnologias de produção. É possível ver os resultados referentes ao consumo de combustível primário das centrais convencionais e de biomassa (TWh/ano), bem como da produção elétrica renovável (TWh/ano). No canto inferior direito é possível visualizar a quantidade de CO₂ emitido por ano em Mton..... 79

Figura 7.3 – Segunda folha do resultado do cenário de referência. Os círculos verdes no canto superior direito especificam a quantidade de eletricidade produzida por cada tecnologia de produção renovável (eólica e solar PV). O círculo do meio representa os custos anuais que o software simulou e em baixo está representado a percentagem de eletricidade produzida por VREs no sistema elétrico do Chipre..... 80

Figure 7.4 – Resultado do cenário 1. Os círculos verdes fazem referência aos indicadores energéticos estudados nesta dissertação, como a eletricidade consumida e produzida pelas diferentes tecnologias de produção. É possível ver os resultados referentes ao consumo de combustível primário das centrais convencionais e de biomassa (TWh/ano), bem como da produção elétrica renovável (TWh/ano). No canto inferior direito é possível visualizar a quantidade de CO₂ emitido por ano em Mton. 81

Figura 7.5 - Segunda folha do resultado do cenário 1. O círculo verde no canto superior direito especifica a quantidade de eletricidade produzida por cada tecnologia de produção renovável (eólica e solar PV). O círculo do meio representa os custos anuais que o software simulou e em baixo está representado a percentagem de eletricidade produzida por VREs no sistema elétrico do Chipre..... 82

Figura 7.6 - Resultado do cenário de armazenamento. Os círculos verdes fazem referência aos indicadores energéticos estudados nesta dissertação, como a eletricidade consumida e produzida pelas diferentes tecnologias de produção. É possível ver os resultados referentes ao consumo de combustível primário das centrais convencionais e de biomassa (TWh/ano), bem como da produção elétrica renovável (TWh/ano). No canto inferior direito é possível visualizar a quantidade de CO₂ emitido por ano em Mton..... 83

Figura 7.7 - Segunda folha do resultado do cenário de armazenamento. Os círculos verdes no canto superior direito especificam a quantidade de eletricidade produzida por cada tecnologia de produção renovável (eólica e solar PV). O círculo do meio representa os custos anuais que o software simulou e em baixo está representado a percentagem de eletricidade produzida por VREs no sistema elétrico do Chipre. 84

Índice de tabelas

Tabela 3.1 - Erro Relativo entre o cenário de referência e o cenário real	30
Tabela 3.2 - Desvio Padrão em relação ao consumo mensal	31
Tabela 3.3 - Capacidades instaladas das tecnologias de produção em Chipre - Cenário 1	40
Tabela 3.4 - Capacidades Instaladas - Dado de entradas EnergyPLAN. Os dado de entradas apresentados são o resultado da utilização de armazenamento energético na ilha, pois o autor conseguiu aumentar significativamente a capacidade instalada de solar PV.	42
Tabela 3.5 - Eficiências no armazenamento - Dado de entradas EnergyPLAN.	42
Tabela 3.6 – Custos das tecnologias de produção e armazenamento. Dado de entradas EnergyPLAN (ler subcapítulo seguinte para verificar como se chegou aos valores da tabela). Nota: Assumiu-se uma percentagem de operação e manutenção para as tecnologias de armazenamento de 3% pois não se encontrou qualquer custo de operação e manutenção na literatura.....	42
Tabela 3.7 – Custos das tecnologias de produção relativos aos cenários de referência e 1 utilizados para o cálculo dos dado de entradas [106]. No cenário de armazenamento os custos utilizados para o cálculo dos dado de entradas das tecnologias de produção foram assumidos devido ao facto de no futuro seja esperado que os custos das tecnologias renováveis diminuam e aumentem os custos das tecnologias poluentes. Os custos utilizados para o cálculo dos dado de entradas das tecnologias de armazenamento do cenário de armazenamento são encontradas nos seguintes artigos [115] –[118].	43
Tabela 3.11 - Custos utilizados para o cálculo do dado de entrada do tanque de armazenamento no cenário de armazenamento [115] e [116]	44
Tabela 4.1 - Valores reais e simulados da produção elétrica anual proveniente das tecnologias de produção implementadas em Chipre	46
Tabela 4.2 - Comparação da produção elétrica do cenário 1 com a produção elétrica do cenário de referência. Como se pode visualizar existe um aumento de 307 GWh/ano na produção elétrica proveniente de painéis solar PV e um aumento de 62 GWh/ano proveniente de biomassa. Em contrapartida, existe uma diminuição de 369 GWh/ano de eletricidade proveniente de fontes de energia convencionais.	57
Tabela 4.3 - Comparação da produção elétrica por parte das diversas tecnologias de produção implementadas na ilha. Com o aumento das centrais solar PV instaladas na ilha e integração de tecnologias de armazenamento, aumentou-se a produção elétrica proveniente de fontes solar PV em 996 GWh/ano em relação ao cenário de referência e 689 GWh/ano em relação ao cenário 1. A produção elétrica fóssil diminuiu a sua produção em 875 GWh/ano em relação ao cenário de referência e em 506 GWh/ano em relação ao cenário 1.	60
Tabela 4.4 - Custos fixos para o cenário de referência. Utilizados para o cálculo do LCOE do cenário de referência	65
Tabela 4.5 - Representação do LCOE médio de cada um dos três cenários. Através da equação foi possível calcular o LCOE de cada grupo de centrais elétricas implementadas na ilha e, posteriormente determinou-se através da média aritmética dos quatro grupos de centrais o LCOE médio. O cenário de armazenamento de acordo com o estudo nesta dissertação é o que tem o custo de eletricidade por unidade de eletricidade produzida mais barato.	65
Tabela 4.6 - Os custos variáveis são menores no cenário de armazenamento, ou seja, mais barato 24 M€ em relação ao cenário de referência. Esta diminuição nos custos variáveis é devido ao aumento das fontes de energia renováveis variáveis na ilha, nomeadamente de centrais solar PV e à diminuição das centrais convencionais na ilha. Os custos dos combustíveis primários são superiores no cenário 1 em relação ao cenário de referência devido ao aumento do número das centrais de biomassa neste cenário.	66

Tabela 4.7 - Custos fixos dos eletrolisadores implementados em Chipre no cenário de armazenamento. Estes valores foram calculados com base nas equações (6) e (7) e são valores aproximados. 66

Índice de equações

Equação 2.1 - Reações químicas que ocorrem no eletrolisador no processo de eletrólise da água	10
Equação 3.1 - Erro relativo em percentagem	29
Equação 3.2 - Desvio-Padrão em percentagem	30
Equação 3.3 - Custo dos investimentos totais em M€/ano	38
Equação 3.4 - Custo dos investimentos anuais de cada tecnologia em M€/ano	38
Equação 3.5 - Custo dos investimentos fixos de operação e manutenção de cada tecnologia em M€/ano	38
Equação 3.6 - LCOE (Levelized cost of electricity)	44

Lista de abreviaturas

CEEP	Critical excess electricity production	Produção crítica de eletricidade em excesso
DSM	Demand Side Management	Gestão do lado do consumo
GEE	Gases de efeito de estufa	-
LCOE	Levelized cost of electricity	Custo de produção da energia elétrica
LCOH	Levelized cost of hydrogen	Custo da produção do hidrogénio
PV	Photovoltaic	Fotovoltaico
TSO	Transmission System Operator	Operador do sistema de transmissão
V2G	Vehicle to grid	Veículo para a rede elétrica
VRE	Variable Renewable Energy	Energia variável renovável

1 Introdução

1.1 Enquadramento

O planeamento energético é essencial para planear uma transição eficaz de modo a atingir as devidas metas (redução de emissões e penetração de energias renováveis) com os melhores benefícios económicos para o sistema energético, e, portanto, para a sociedade, evitando imprevistos (ausência de flexibilidade). A modelação energética é uma das ferramentas mais poderosas para a investigação da performance de sistemas de energia e na idealização de diferentes cenários, bem como na análise das melhores opções no apoio aos decisores no planeamento de futuros sistemas energéticos.

A dissertação em desenvolvimento, tem por objetivo o estudo da introdução de hidrogénio como vetor energético, em conjunto com outras fontes renováveis, visando a sua progressiva descarbonização. Usar-se-á o software EnergyPLAN para simular a produção das fontes de energia renováveis e efetuar-se-á uma análise financeira do sistema.

A ferramenta EnergyPLAN foi testada com sucesso em diferentes sistemas energéticos com acoplamento de diferentes setores. Um dos seus principais recursos, que fez o EnergyPLAN ser largamente utilizado, é a possibilidade de aplicação a diferentes escalas. O software foi adotado a nível europeu e a uma baixa escala, como a nível municipal e ilha. Todavia, a sua principal desvantagem é a falta de capacidade de uma opção de otimização de capacidade de expansão [1].

Esta dissertação enquadra-se em alguns dos objetivos de desenvolvimento sustentável estabelecidas pela assembleia geral das Nações Unidas. De acordo com o site das Nações Unidas [2], a dissertação enquadra-se nas seguintes metas:

- Meta 7: “Energia acessível e limpa”;
- Meta 11: “Comunidades e cidades sustentáveis”
- Meta 12: “Consumo e produção responsável”;
- Meta 13: “Ação Climática”

1.2 Objetivos

O principal objetivo da tese em desenvolvimento é estudar a introdução de hidrogénio, como vetor energético, no sistema elétrico cipriota, de forma a possibilitar o armazenamento de energia e uma maior disseminação de fontes de energia renovável. Pretende-se conhecer as condições financeiras e qual o impacto que o H₂ tem no sistema elétrico de modo a possibilitar uma transição energética e a descarbonização progressiva e sustentável do próprio sistema.

1.3 Estrutura da dissertação

A presente dissertação está dividida por capítulos:

1. No **capítulo 1** enquadrei o trabalho no geral acerca do tema da dissertação e do principal objetivo do mesmo, sendo realizada a estrutura da dissertação;
2. No **capítulo 2** realizou-se a revisão bibliográfica, onde reuni da literatura alguns dos artigos científicos, de modo a obter-se uma compreensão atualizada sobre o tema da dissertação em estudo. Os artigos científicos estudados foram divididos em temáticas:
 - a. Sistema elétrico- desafios e soluções;

- b. Breve descrição acerca das tecnologias de armazenamento disponíveis na literatura, dando mais ênfase ao armazenamento de hidrogénio, que é a tecnologia que me proponho a estudar nesta dissertação e mais propriamente o hidrogénio fisicamente armazenado;
 - c. Estado de arte do armazenamento em ilhas;
 - d. Ferramentas de modelação – breve enquadramento histórico e tipos de ferramentas
 - e. Plataforma EnergyPLAN – como funciona vantagens e limitações;
3. No **capítulo 3** apresenta-se o método, constituído por duas partes: a primeira, onde é descrito como foi utilizada a ferramenta de modelação EnergyPLAN e uma segunda parte onde é caracterizada a nação onde se cumpriu o estudo com recurso ao EnergyPLAN, através da descrição passo a passo de cenários sobre o caso de estudo. É ainda realizada a validação do software EnergyPLAN e em como este é adequado para a simulação do sistema elétrico do Chipre, bem como a descrição de uma breve análise financeira aplicada ao estudo.
 4. No **capítulo 4** são apresentados os resultados das simulações em EnergyPLAN dos cenários de referência, cenário 1 e cenário de armazenamento. No final do capítulo são apresentados os resultados da breve análise financeira de cada um dos cenários, tendo em conta o método;
 5. No **capítulo 5** é realizada a conclusão da dissertação, onde são descritas as possíveis direções para pesquisas futuras com base nos resultados e limitações do estudo.

2 Revisão Bibliográfica

O interesse da união europeia (UE) no problema das ilhas encontra-se atualmente no seu pico [3]. Presentemente, devido às ilhas no geral possuírem uma grande dependência na importação de combustíveis fósseis, estão sujeitas às flutuações no preço do petróleo e à interrupção de cadeias de distribuição devido a eventos climáticos extremos podendo ficar isoladas por semanas [3].

Por outro lado, atualmente assiste-se a uma transição energética, no sentido de uma maior sustentabilidade e digitalização dos sistemas. Esta transição energética é traduzida maioritariamente pelo aumento de disseminação de fontes de energia renováveis não-despacháveis (VREs), ou seja, a disponibilidade de energia primária é variável ao longo do tempo, estando previsto que a geração solar e eólica cobrirão cerca de 30% e 20% do consumo elétrico na união europeia até 2030, respetivamente [4]. Na última década a distribuição de fontes de energia renováveis tem aumentado rapidamente e continuará a expandir-se atingindo valores de eletricidade produzida a partir destas fontes superiores a 50% [5] provocando dificuldade na gestão da rede elétrica, devido ao equipamento antigo (subestações).

Existe assim a necessidade urgente de melhorar a capacidade de a rede do sistema elétrico sustentar de forma confiável o fornecimento elétrico durante desequilíbrios transitórios, por exemplo com a implementação no sistema elétrico de um termo chamado flexibilidade. Segundo a associação internacional da energia, “A flexibilidade do sistema elétrico é a habilidade do mesmo de gerir de forma fidedigna e económica a incerteza do consumo e da produção durante uma determinada escala de tempo” [6].

Assim, aliando a transição energética que se assiste atualmente com a implementação de flexibilidade ao sistema elétrico é possível que a produção elétrica de ilhas se torne maioritariamente renovável, atingindo estas a independência energética [7].

2.1 Sistema Elétrico – Desafios e Soluções

A natureza transiente de algumas fontes de energia renováveis (energia solar e eólica), levanta algumas questões em relação à confiabilidade das mesmas. À medida que as VREs aumentam no sistema elétrico, é difícil equilibrar o consumo e a produção, sendo este o principal desafio a superar por parte dos operadores de sistema de transmissão e distribuição. Este problema cria indicadores de inflexibilidade, como por exemplo o aumento da taxa de *curtailment* (redução deliberada da produção do recurso renovável um pouco abaixo da capacidade máxima de geração), que ocorre por exemplo em países como a Alemanha [8] devido a várias causas, sendo uma delas o congestionamento das linhas de transmissão. Estas adversidades podem ser reduzidas ou mesmo suprimidas através de opções de flexibilidade, na parte da produção e do consumo [9], sendo a geração convencional (por parte de centrais poluentes) a opção de flexibilidade mais utilizada e barata por kW instalado [10]. Por conseguinte, é necessário substituir as fontes poluentes gradualmente devido à emissão de gases de efeito de estufa, tal como aferido no capítulo anterior, havendo outras opções de flexibilidade preferenciais para atenuar a variação entre a produção e o consumo.

O aumento da flexibilidade na parte do consumo traduz-se pelo aumento da eficiência energética e pelo aumento da gestão do lado do mesmo (DSM: demand side management) – em que o consumidor tem um papel importante na flexibilidade do sistema elétrico, na medida em que o seu consumo elétrico individual é gerido por fornecedores de serviços de energia, através do ato de desligar os equipamentos elétricos quando o preço da energia é elevado e voltar a ligar os mesmos à rede elétrica quando os preços da eletricidade estão baixos [11], fazendo com que cada consumidor tenha um papel ativo na operação da rede elétrica.

O armazenamento energético é outra medida de flexibilidade na parte da produção em que quando a energia elétrica limpa é produzida em excesso, esta é armazenada em diferentes tipos de dispositivos de armazenamento e utilizada quando o consumo elétrico é superior à produção, sendo que o processo ocorre em tempo real [12]. O armazenamento é realizado em diferentes escalas, estando disponíveis no mercado, um número elevado de tecnologias de armazenamento, tais como: baterias secundárias, centrais hidroelétricas reversíveis, armazenamento de energia em ar comprimido, hidrogénio, supercondensadores, flywheels e os veículos elétricos [13].

Outra das formas de atingir flexibilidade muito importante para o sistema elétrico é através da eletrificação do setor dos transportes. O setor dos transportes é um dos mais poluentes [14] tornando-se necessário para a descarbonização do sistema energético de cada país, sendo o aumento da implementação de veículos elétricos um dos indicadores necessários para tal.

A tecnologia *vehicle to grid* (V2G) é uma das possíveis opções de flexibilidade a aplicar neste setor, na qual o consumidor tem impacto na gestão da rede elétrica [15]. Esta é uma tecnologia que permite aos veículos elétricos interagirem com a rede elétrica não apenas para consumir energia, mas também para fornecer energia elétrica de volta à rede, possibilitando um fluxo bidirecional de energia elétrica entre os veículos elétricos e a rede, tornando os veículos fontes de armazenamento móvel de energia [15]–[17].

Estas fontes de armazenamento móvel facilitam a integração de VREs no sistema elétrico, já que conseguem armazenar o excesso de energia elétrica gerado pelas VREs podendo esse excesso ser despachado de volta à rede elétrica quando o consumo é superior à produção [18]–[20]. Assim os veículos elétricos, ajudam no balanço entre a produção e o consumo, contribuindo também como consequência para a regulação da tensão e frequência e gestão do pico do consumo da rede elétrica [21], [22].

No entanto, apesar de todas as contribuições positivas que a tecnologia V2G proporciona ao sistema elétrico, existem desafios a considerar para os dois lados (veículos elétricos e rede elétrica). Por um lado, as baterias dos veículos elétricos poderão degradar-se devido ao número elevado de ciclos de carregamento e descarregamento [23]–[25], necessitando de haver mais desenvolvimento tecnológico para diminuir o envelhecimento das mesmas. Por outro lado, os utilizadores dos veículos elétricos também necessitam de incentivos para participarem nestes programas de V2G, sendo essencial abordar preocupações relacionadas com a inconveniência de não ter um veículo sempre completamente carregado [26]–[28].

Do lado da rede elétrica, a tecnologia V2G introduz complexidade à gestão da rede, necessitando de haver coordenação por parte dos utilizadores dos veículos elétricos e operadores de rede, de modo que o sistema elétrico disponha de sistemas de controlo robustos para manter a estabilidade da rede [29], [30].

Não só nos veículos elétricos, como também em projetos renováveis a escolha da opção para armazenamento elétrico é importante. As baterias secundárias são a opção de escolha preferencial de armazenamento por parte de stakeholders na maioria de projetos de energia renováveis, nomeadamente baterias de íões de lítio, devido ao seu rápido tempo de resposta e eficiência elevada [31], sendo uma boa opção para os serviços de sistemas [9] ajudando a manter a estabilidade da rede através do controlo da frequência e da tensão.

No entanto, as baterias também têm desvantagens como a baixa energia específica e existe dependência do lítio para baterias mais eficientes, que é um metal alcalino limitado na natureza, sendo esperado ser substituído por sódio num futuro próximo [32]. As baterias secundárias têm um preço elevado para serem instaladas em larga-escala [12] e, por isso são bem-vindas outras formas de armazenamento energético, como o armazenamento hidroelétrico reversível e porventura o hidrogénio.

Atualmente, existe um grande debate acerca do hidrogénio como principal fonte de armazenamento no mundo, dado que em termos de densidade energética esta tecnologia não é rivalizada

[32], no entanto o hidrogénio também possui desvantagens como a baixa densidade volumétrica (apenas 0.0899 g/L à temperatura e pressão ambiente) o que dificulta o seu armazenamento e transporte [32]. Existem, portanto, diversas formas de armazenar o hidrogénio (ver subcapítulo 2.2), desde a compressão do gás ao armazenamento na sua forma líquida, de modo a tentar mitigar esta desvantagem.

Em comparação com as baterias secundárias ambas as tecnologias têm os seus pontos fortes e fracos, ou seja, enquanto as baterias convertem por si só a energia elétrica em energia química e vice-versa tendo como consequência eficiências muito mais elevadas (60-95%), o hidrogénio necessita de materiais para o processo de carga e a célula de combustível para o processo de descarga, obtendo-se “round-trip efficiencies” entre o 20-31% [32]. Por outro lado, o hidrogénio tem um LHV (low-heating value) mais de cem vezes superior à energia específica das baterias [32], o que significa que a quantidade de energia libertada durante a combustão do hidrogénio é muito superior à quantidade de energia que uma bateria consegue armazenar por unidade de massa.

Ainda assim, aos dias de hoje as baterias estão mais desenvolvidas e, por isso existem em diversos tamanhos em múltiplos dispositivos, desde os telemóveis, aos veículos elétricos até à principal fonte de armazenamento em ilhas, como é o caso da ilha da graciosa nos Açores [13], [33]. No futuro é possível que a tecnologia de hidrogénio complemente a tecnologia das baterias como fonte de armazenamento de longo-prazo [32].

O armazenamento hidroelétrico reversível é a par das baterias outro dos métodos de armazenamento energético mais investigados e desenvolvidos no mundo e um dos mais antigos [13], [34], sendo atualmente a tecnologia que representa a maioria da capacidade de armazenamento de energia instalada em todo o mundo [34].

Este sistema de armazenamento hidroelétrico reversível utiliza a energia potencial gravítica da água para armazenar e produzir eletricidade. Durante períodos em que a produção é superior ao consumo, o excesso de eletricidade é utilizado para bombear água do reservatório inferior para o superior, ficando a água armazenada aí para o período em que o consumo é superior à produção onde é novamente turbinada para o reservatório inferior.

Dependendo do tamanho dos reservatórios, é possível para esta tecnologia armazenar grandes quantidades de energia que variam de centenas de MW a vários GW, juntamente com eficiências de conversão dos 70-85% [13], [34], o que significa que grande parte da energia armazenada pode ser recuperada e convertida de novo em eletricidade.

No entanto também tem algumas desvantagens, como limitações geográficas. As centrais hidroelétricas reversíveis requerem condições geográficas específicas, como topografia adequada e acesso a grandes quantidades de água, o que pode limitar a sua implementação [13], [34], [35], sendo que em períodos climáticos de seca ou devido à variação das precipitações de um ano para outro, as centrais hidroelétricas ficam sujeitas a produção elétrica acima ou abaixo da média, causando um défice na disponibilidade de energia hidroelétrica [36].

Outra grande desvantagem é o alto investimento inicial, nomeadamente devido à construção dos reservatórios, infraestruturas associadas e linhas de transmissão [13], [34], sendo estes custos de construção elevados, especialmente em projetos de larga-escala.

Quanto aos projetos de centrais hidroelétricas reversíveis implementados pelo mundo, a China é o país que apresenta a maior capacidade instalada de centrais hidroelétricas, apresentando em 2021 uma capacidade de 355 GW [37] e, está previsto o aumento desta capacidade para os 410-420 GW, segundo o conselho de eletricidade da China [38]. No país encontra-se instalada a maior central hidroelétrica reversível do mundo em Fengning com uma capacidade de armazenamento de 40 GWh [39].

Os Estados Unidos da América estão entre os principais países em termos de capacidade hidroelétrica. O país possui uma variedade de projetos hidroelétricos em todo o país, sendo a central de

hidroelétrica do condado de Bath com um armazenamento de 24 GWh, a maior central reversível dos Estados Unidos da América [13].

No Japão, uma das instalações de armazenamento bombeado mais notáveis é a central hidroelétrica de Okutadami, localizada na província de Niigata. Esta central possui uma capacidade de armazenamento máxima de cerca de 12 GWh [40].

Na Europa diferentes países investiram nesta tecnologia. A Suíça é o país europeu com a maior capacidade instalada de centrais hidroelétricas reversíveis. Em Espanha destaca-se a central hidroelétrica Cortes La Muela com uma capacidade de armazenamento de 24 GWh [41], sendo em França que está localizada a maior central hidroelétrica reversível da Europa com uma capacidade de armazenamento de 34,8 GWh [42].

Na Austrália destaca-se a central hidroelétrica reversível Tumut 3, com uma capacidade de armazenamento de 1,8 GWh [43], um valor inferior comparando com outras centrais hidroelétricas reversíveis no mundo.

Em África, destaca-se na África do Sul a central hidroelétrica reversível de Drakensberg com uma capacidade de armazenamento de 27,6 GWh [44], sendo a maior em operação no continente africano.

Para além do armazenamento, existem outras formas de proporcionar flexibilidade ao sistema elétrico. O acoplamento de setores é outra potencial fonte de flexibilidade do sistema elétrico, sendo a Dinamarca um dos poucos países em que esta forma de armazenamento está bem desenvolvida [9], encontrando-se os setores de calor e eletricidade acoplados através de centrais de combinadas de calor e eletricidade e através de aquecimento urbano [12].

2.2 Tecnologias de Armazenamento

As tecnologias de armazenamento são uma das medidas de flexibilidade para que seja possível a implementação de um maior número de fontes de energia renováveis intermitentes num sistema energético [45], de modo que seja realizada uma transição energética gradual diminuindo a utilização de fontes de combustíveis fósseis nos diversos setores do sistema energético de uma determinada nação. Como consequência existe uma diminuição de emissões de CO₂ para a atmosfera aumentando a qualidade de vida de qualquer cidadão no mundo.

As fontes de energia renováveis variáveis têm o problema de não ter disponível a energia primária durante um determinado intervalo de tempo [46], sendo as nações atualmente dependentes de fontes de energia, maioritariamente, não renovável despacháveis para produção de energia elétrica. Para que os países não dependam destas fontes poluentes e transitem de forma rápida para o renovável é necessário que os decisores políticos tomem decisões com base na sustentabilidade e haja simultaneamente o desenvolvimento das tecnologias, como é o caso do armazenamento de energia.

Atualmente, existem diversos tipos de tecnologias de armazenamento, podendo ser visualizados no Plot de Ragone [47] – gráfico que mostra a energia específica em função da densidade de potência de um ou vários dispositivos de armazenamento.

Um exemplo do plot de Ragone pode ser visualizado na figura 2.1 :

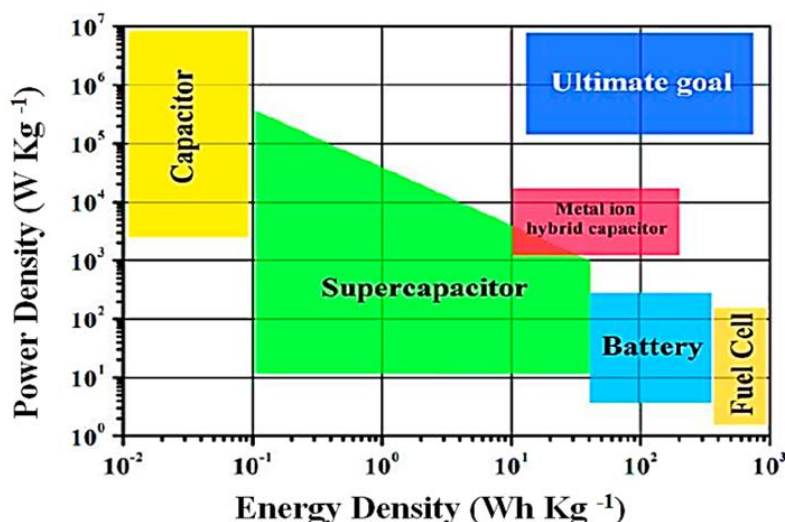


Figura 2.1 - Plot de Ragone segundo Riaz et al. [48]

2.2.1 Classificação das tecnologias de armazenamento

Atualmente existem diversas formas de classificação e categorização das tecnologias de armazenamento elétrico, através da dimensão da potência e capacidade de armazenamento que as diversas tecnologias podem atingir [49], ou através das cinco categorias gerais [50].

Nesta dissertação as tecnologias de armazenamento elétrico serão classificadas de acordo com as cinco categorias gerais, sendo a classificação utilizada em Connolly [49] mencionada apenas para conhecimento geral.

Os sistemas elétricos de armazenamento são classificados, segundo Guney et al. e Riaz et al. [48], [50] em:

- Armazenamento Mecânico – Estas tecnologias armazenam energia sob a forma de energia potencial e energia cinética e incluem armazenamento hidroelétrico por bombagem, armazenamento de energia com recurso a ar comprimido e armazenamento energético com recurso à flywheel;
- Armazenamento Eletroquímico – Tecnologias que utilizam reações eletroquímicas para armazenar eletricidade. Incluem baterias secundárias (bateria chumbo-ácido, bateria Ni-Cd);
- Armazenamento Químico – Tecnologias que convertem energia química em energia elétrica devido à reorganização das moléculas através da transferência de eletrões. São exemplos de armazenamento químico o hidrogénio, eletrolisadores e células de combustível;
- Armazenamento Elétrico – Dispositivos que armazenam eletricidade em campos elétricos e eletromagnéticos com o mínimo de perdas de energia. O armazenamento de energia magnética supercondutora e os supercondensadores são dois exemplos deste tipo de armazenamento;
- Armazenamento Térmico – Estes dispositivos de armazenamento absorvem energia térmica por aquecimento ou arrefecimento para produção de eletricidade ou para aquecimento e arrefecimento noutras aplicações. Este tipo de armazenamento pode ser através de calor sensível, calor latente ou armazenamento termoquímico.

2.2.2 Hidrogénio como forma armazenamento

Atualmente, o hidrogénio é maioritariamente aplicado na indústria química e petroquímica, para produção de ferro, aço, na indústria do vidro e de componentes eletrónicos e é um vetor energético muito versátil, pois pode ser produzido por várias fontes de energia, armazenado durante longos períodos por diferentes métodos, distribuído e utilizado, contribuindo para a segurança energética e independência externa de qualquer nação.

A sua produção dá-se maioritariamente através de combustíveis fósseis, nomeadamente através do processo que está mais desenvolvido, steam reforming do gás natural. Apesar de atualmente, a maior parte da produção de hidrogénio se realizar com recurso a energia primária não renovável, por meio de técnicas como a reformação a vapor do gás natural ou a gasificação de combustíveis sólidos, as técnicas como a eletrólise da água que utilizam eletricidade proveniente de fontes de energia primária renovável, começam a ganhar destaque [51], pois o processo não emite gases de efeito de estufa para a atmosfera, ajudando a prevenir o aquecimento global.

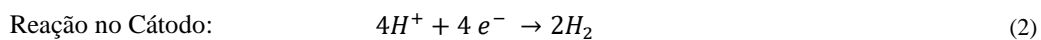
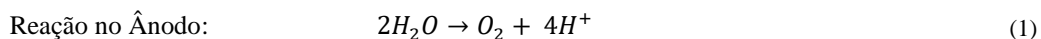
Devido a esta versatilidade, o hidrogénio é um grande candidato a ter um papel importante no futuro dos sistemas energéticos pois conecta diferentes partes do processo, desde a produção até ao consumidor final, podendo mesmo tornar-se o principal transportador de energia para todos os setores, formando uma economia de hidrogénio [52] – sistema onde o hidrogénio é o principal “player”, desde a sua produção, ao seu armazenamento e utilização, sendo utilizado como principal combustível para todos os setores do sistema energético.

A cadeia de valor do hidrogénio engloba três fases: produção; armazenamento, distribuição e abastecimento e utilização final. O hidrogénio produzido é distinguido com uma cor dependendo do processo de geração utilizado, distinguindo-se sete cores diferentes:

- Hidrogénio Cinzento - se gerado por reformação por vapor pois este processo emite CO₂ para a atmosfera, sendo um processo muito poluente;
- Hidrogénio Negro – se produzido por gasificação do carvão. Este processo é mais poluente que o anterior, pois emite uma maior quantidade de CO₂ para a atmosfera;
- Hidrogénio Azul – Também utiliza o processo de reformação por vapor, mas o CO₂ que seria emitido é capturado e armazenado, sendo posteriormente reutilizado para outros processos;
- Hidrogénio Rosa – Utiliza a energia elétrica produzida por energia nuclear para eletrólise da água. Devido a riscos radioativos e nem todos os países possuem esta forma de energia primária, não seria a principal opção;
- Hidrogénio Verde – Recorre à energia elétrica produzida por fontes de energia renováveis, através do processo de eletrólise da água. A geração de hidrogénio com recurso a este processo, não emite gases de efeito de estufa para a atmosfera.

A principal aposta da União Europeia para a transição energética e descarbonização do sistema energético europeu é o hidrogénio verde [53] juntamente com o processo de eletrólise da água. A eletrólise da água é um processo endotérmico, em que a energia dos produtos de reação é maior que a dos reagentes, sendo necessário aplicar energia na forma de eletricidade para que o processo ocorra.

É um processo onde existe dissociação da água em oxigénio e hidrogénio, em que a água reage no ânodo formando oxigénio e protões (H⁺), os protões deslocam-se através do eletrólito para o cátodo ao mesmo tempo que os eletrões se deslocam através de um circuito externo. No cátodo os protões reagem com os eletrões formando hidrogénio. As reações parciais podem ser visualizadas de seguida:



Equação 2.1 - Reações químicas que ocorrem no eletrolisador no processo de eletrólise da água

Atualmente, a literatura no seu global mostra-nos que uma economia dependente de hidrogénio é bastante debatível [55], pois existem ainda algumas questões por responder, como por exemplo: “Como será transportado o hidrogénio num novo comércio global de energia?”, “Tornar-se-á o hidrogénio o maior transportador de energia no futuro?”, “Que indústria será a principal impulsionadora para uma economia de hidrogénio difundida?” [56].

Como a economia de hidrogénio ainda não se encontra aplicada em larga escala e existem poucas empresas que fabricam eletrolisadores, os custos associados aos mesmos ainda são elevados. No entanto, já existem diversos projetos que estão a ser implementados na Europa e no mundo de modo a dar os primeiros passos para o desenvolvimento do hidrogénio como vetor energético principal.

Em Portugal, estão em desenvolvimento a produção, armazenamento e transporte de hidrogénio centralizado em Sines à escala europeia em parceria com os Países Baixos [53], em que a produção é realizada através de fontes de energia renovável, nomeadamente solar PV e eólica tendo os eletrolisadores uma capacidade esperada de 1 GW até 2030. O hidrogénio produzido será transportado via terrestre, com recurso a camiões-cisterna, exportado via marítima através de navios para os Países Baixos e injetado nas redes de gás tornando Portugal um dos principais exportadores de hidrogénio verde.

Outro projeto que já se encontra em marcha na Europa é o Heavy-duty Fuel Cell Road Demonstrator (FC4HD) [57], em que o principal objetivo é desenvolver um camião com 40 toneladas movido a hidrogénio, esperando que o sistema de células de combustível satisfará os requisitos médios dos veículos comerciais em termos de potência e eficiência.

Países do norte-oeste da Europa, desenvolverão infraestruturas de propulsão de hidrogénio para o setor dos transportes marítimos no âmbito do projeto H2SHIPS [58], reduzindo assim a poluição.

Fora da Europa, o projeto Yuri foi aprovado [59] e tem o potencial para tornar a Austrália um dos principais exportadores de hidrogénio. Este projeto tem como objetivo produzir hidrogénio e amónia para a indústria química, para abastecimento de navios, injeção nas redes de gás natural, para exportação a países na periferia como as Filipinas, Coreia do Sul e Japão e outros do sudoeste asiático.

No Canadá, o projeto Nujio-qonik tem como objetivo a produção de hidrogénio recorrendo à instalação de eletrolisadores com capacidade de 1,5 GW, através de energia elétrica provenientes de turbinas eólicas com capacidade total de 3 GW [60], [61]. Estando prevista a exportação de 250 mil toneladas de H₂ para o mercado global.

O projeto China's Sinopec estará em operação em junho de 2023 e consistirá na produção de 20,000 toneladas de hidrogénio verde com energia elétrica proveniente de uma central solar de 300 MW [62]. Esta central ocupará 630 hectares e custará 470,8 milhões de dólares, no entanto, devido a este projeto, as emissões globais de CO₂ serão reduzidas em 485 mil toneladas por ano.

Espera-se que a Namíbia seja o primeiro país do continente africano a introduzir a produção de hidrogénio verde, produzido a partir de energia solar PV [63], [64]. Espera-se que esteja em operação em 2024 e ajudaria o país a diminuir a dependência energética (40 % de eletricidade ainda é importada

da África do Sul [64]) de outros países vizinhos. O projeto será realizado pela HDF Energy [65], consistirá em uma central solar PV de 85 MW que alimentará eletrolisadores e está prevista a construção de uma linha de transmissão, um posto de abastecimento de hidrogênio e uma central de dessalinização. Este projeto ajudará na diminuição da pobreza energética que existe não só na Namíbia [66] como também por todo o continente africano [67].

Pelo mundo inteiro estão a fazer-se esforços para reduzir a pobreza energética e combater as emissões de gases de efeito de estufa com a aposta no hidrogênio, ainda que nos anos que vivemos atualmente haver obstáculos económicos. O estudo do hidrogênio por parte dos cientistas e investigadores também contribui para estes esforços e, para além de contribuições na parte da produção e dos vários projetos que decorrem atualmente, outro dos focos em que estes investigadores se focam é no armazenamento de hidrogênio, sendo por muitos considerado o calcanhar de Aquiles para o desenvolvimento de uma economia para o mesmo.

A obtenção da economia de hidrogênio na sua plenitude está no armazenamento do mesmo, pois de modo a haver distribuição deste gás é necessário aperfeiçoar esta tecnologia de modo a torná-la barata e segura. Existem diversas formas de armazenar hidrogênio e a sua aplicação pode ser dividida em dois grupos [68]: aplicações estacionárias e aplicações móveis.

As aplicações estacionárias podem ser descentralizadas, ou seja, muito próximos do local de produção e podem ser implementadas nos locais de utilização. O hidrogênio pode ser aplicado diretamente como combustível em veículos nos diversos setores e aplicado em tanques para transporte de longas distâncias – aplicações móveis.

Devido à sua densidade energética volumétrica baixa e por ser uma substância pequena e energética, ocorrem fugas nos reservatórios, sendo necessários tanques de armazenamento com um grande volume e muito bem isolados. O armazenamento de hidrogênio, pode ser dividido em armazenamento com base nos materiais e armazenamento da substância fisicamente, sendo possível visualizar na seguinte figura um esquema dos métodos de armazenamento de hidrogênio disponíveis:

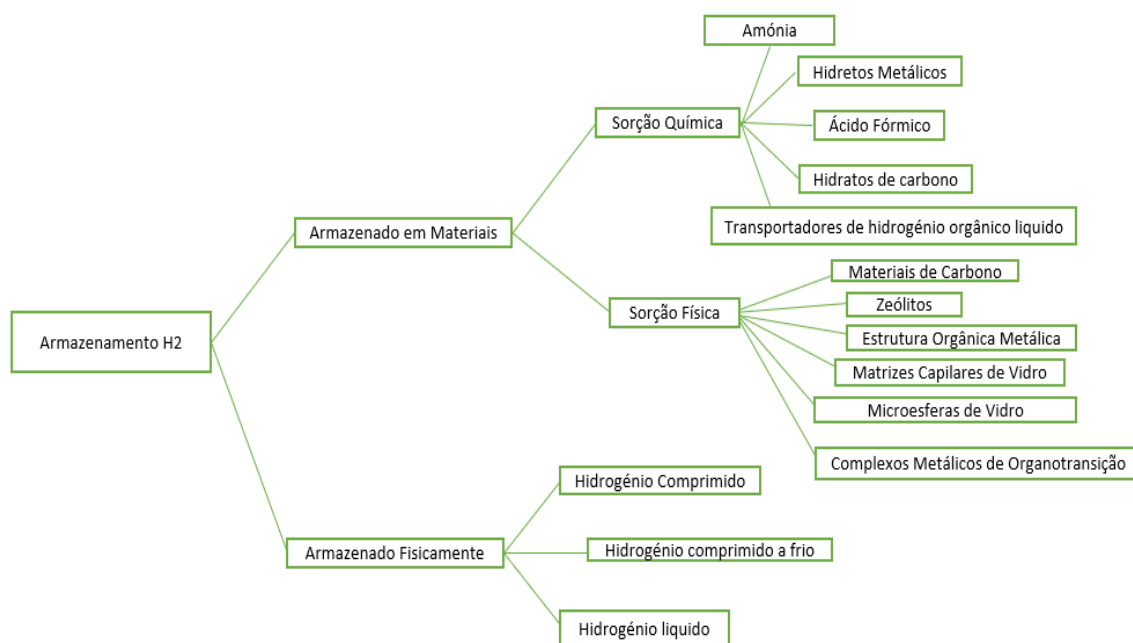


Figura 2.2 - Métodos de Armazenamento de hidrogênio adaptado de Moradi et al. [68]

O caso de estudo desta dissertação, utilizará o armazenamento físico de hidrogénio, por isso dar-se-á uma descrição deste método, sendo o armazenamento em materiais identificado apenas para conhecimento geral.

O armazenamento de hidrogénio pode ser comprimido em quatro tipos de reservatórios [68], [69], estando o tipo 5 ainda em fase de desenvolvimento:

- Tipo 1 – Reservatórios totalmente metálicos – O H_2 é comprimido a pressões de 500 bar, podendo ser utilizado para armazenamento em larga-escala. Este tipo de armazenamento é o mais barato e o mais pesado;
- Tipo 2 – Reservatório em aço revestido com fibra de carbono – Este reservatório é mais caro que o anterior e menos pesado, no entanto consegue armazenar hidrogénio a uma pressão mais elevada que o tipo anterior;
- Tipo 3 – Reservatório revestido com alumínio – Os investigadores e desenvolvedores, não conseguiram ainda que este tanque suportasse uma pressão de 700 bar, no entanto é confiável a uma pressão de larga-escala (500 bar). O alumínio utilizado é para selamento do reservatório;
- Tipo 4 – Reservatório revestido com um polímero altamente denso, utilizando fibra de carbono. O polímero tem de apresentar características de densidade elevada e o tanque consegue sustentar pressões na ordem dos 1000 bar. Em contrapartida, este reservatório ainda é dispendioso.

O transporte de hidrogénio gasoso pode ser realizado via terrestre e marítima ou através de pipelines. O transporte com recurso a pipelines é semelhante ao que ocorre atualmente com o gás natural, no entanto devido ao hidrogénio ser um gás muito menos denso e de menor densidade energética em relação ao gás natural, é necessário comprimi-lo aumentando a pressão nos próprios pipelines.

Assim, seria necessário a construção de novos pipelines para transporte e distribuição de hidrogénio, pois devido às diferentes densidades energéticas e apesar de poder ser diretamente injetado nos mesmos, se se utilizassem os pipelines existentes de transporte de gás natural, haveria muito mais fugas de hidrogénio.

Atualmente, existem cerca de 2600 km de pipelines de hidrogénio construídos pelos EUA [68] e estão a ser implementados no mundo diversos projetos, como na China, Japão e na Europa, sendo um exemplo a instalação do pipeline de hidrogénio na Alemanha [70], no entanto o objetivo continua a ser a conexão de meios de distribuição de hidrogénio entre países no mundo, criando a economia de hidrogénio referida acima.

No segundo método físico, armazenamento comprimido como gás frio, é reduzida a temperatura do hidrogénio por compressão para os -233 °C [68], não atingindo o ponto de condensação do mesmo (-250 °C). Introduzido por Aceves et al. [71], este tipo de armazenamento possibilita ultrapassar a barreira do transporte a longas distâncias (limite $\leq 500\text{ km}$) de uma forma económica e segundo Gao et al. [72] este tipo de armazenamento, consiste num reservatório de pressão metálico isolado de fibra de carbono e possibilita um abastecimento seguro e eficiente dos reservatórios, devido à existência nos tanques de invólucros em vácuo [68]. No entanto, esta tecnologia ainda não se encontra disponível para o mundo todo e o custo da infraestrutura ainda é dispendioso.

O hidrogénio na forma líquida também pode ser armazenado e, normalmente a mudança de fase do estado gasoso ao estado líquido ocorre a -250 °C . Manter o hidrogénio a esta temperatura é um desafio, pois à temperatura e pressão ambiente é um elemento que está em fase gasosa. Na forma líquida, o hidrogénio é armazenado em maiores quantidades por unidade de volume, o que facilita o seu transporte. Assim, é possível fornecer aos consumidores maiores quantidades de hidrogénio em

comparação se o transporte ocorre ou não em fase gasosa. No entanto, a condensação deste gás não é fácil e durante o processo pode perder-se até 40 % da energia, sendo que se perderia 10 % na compressão de hidrogénio gasoso [68].

O transporte do hidrogénio líquido, é feito via terrestre através de camiões, onde são transportadas pequenas quantidades de hidrogénio ou por via marítima com recurso a navios próprios, onde é transportada grandes quantidades do mesmo, sendo distribuído através de pipelines. A principal desvantagem do uso desta tecnologia continua a ser a mudança de fase, devido à energia que é requerida e manter a temperatura em que o hidrogénio se encontra em fase líquida durante o transporte.

Existem, portanto, diversas formas de produzir, armazenar e transportar hidrogénio sendo a sua introdução num determinado sistema electroprodutor, dependente do estudo que se pretende realizar, do objetivo e da escala a aplicar em cada país. Existem países que são quase ou totalmente dependentes de combustíveis fósseis e não se encontram interconectados com países vizinhos sendo importante que introduzam no seu sistema energético formas de armazenamento, como o hidrogénio, ajudando a contribuir para as metas de descarbonização energética, aumentando a aposta em fontes de energia renovável variável de forma económica.

O Chipre é um país ilha off-grid, não se encontrando interconectado com países vizinhos [73], logo seria vantajoso o estudo da introdução de hidrogénio como forma de armazenamento, verificando se é possível diminuir a dependência energética em relação a outros países e ao mesmo tempo aumentar a quantidade de fontes de energia renovável variável de forma económica.

2.3 Estado de arte do armazenamento em ilhas

As ilhas levantam problemas de flexibilidade e dificuldades como segurança energética, estabilidade do sistema, emissões de CO₂ e custos energéticos altos representando desafios que têm de ser superados [3]. As ilhas que não se encontram conectadas à rede continental, sofrem mais com estes desafios, por exemplo o custo de produção médio de eletricidade é maior em sistemas não-interconectados à rede elétrica [74] do que em sistemas conectados à rede do seu país (no caso de a ilha não ser uma nação). De modo a tornar as ilhas autossuficientes e na tentativa de contornar estes desafios, estudam-se vários projetos de planeamento energético com elevada disseminação de fontes de energia renovável variável no sistema elétrico com recurso a técnicas de apoio à flexibilidade, podendo-se encontrar na literatura vários exemplos.

Groppi et al. [3] fez uma análise de armazenamento de H₂ e baterias na ilha de Favignana (Itália), para aumentar a independência energética da ilha, recorrendo à ferramenta de modelação HOMER para simulação de cenários energéticos numa perspetiva tecno-económica, com o principal objetivo de verificar, se o H₂ armazenado para descarbonização de transportes públicos locais considerando transportes públicos abastecidos diretamente ou indiretamente através de células de combustível é viável. Primeiramente, avaliou-se as necessidades da ilha e o enquadramento legislativo, o potencial renovável da ilha e modelou-se os cenários previsíveis para a exploração dos recursos à disposição para cobrir as necessidades energéticas da ilha. Esta está situada no mar mediterrâneo, zona geográfica conhecida pela vasta irradiação solar. Por esta razão e depois de uma análise na plataforma GIS determinou-se que a integração de painéis solar fotovoltaicos seria uma solução exequível. Considerou-se que o excesso de produção elétrica com um valor menor que 1% como critério para a melhor escolha do sistema de armazenamento. O melhor cenário é identificado comparando a redução da emissão de GEE associado a cada uma das tecnologias de armazenamento, bem como à sua combinação. Nos três cenários simulados a percentagem de fontes de energia renováveis integradas no sistema não suplantou 11,3%, sendo a emissão total de CO₂ 8597 tonCO₂/ano no primeiro cenário (armazenamento de energia elétrica em excesso efetuado com recurso a baterias), menos 1046 tonCO₂/ano que o sistema atual da

ilha. No segundo cenário instalou-se um sistema de armazenamento de hidrogénio em substituição pelas baterias, produzindo-se 2519 kgH₂/ano que pode ser usado para abastecer autocarros elétricos, através de células de combustível ou diretamente como combustível emitindo para a atmosfera um total de 8716,76 tonCO₂/ano. Para o terceiro cenário utilizou-se as duas tecnologias como armazenamento, sendo a capacidade do eletrolisador dimensionada de modo a cobrir o consumo de todos os transportes públicos, sendo a quantidade de H₂ produzido igual a 868 kg/ano. As baterias são utilizadas para o armazenamento do excesso de eletricidade produzida, minimizando assim o consumo de combustível, tendo as emissões de CO₂ um valor de 8581,38 tonCO₂/ano, obtendo-se o menor valor dos cenários analisados. Concluiu-se que o sistema de armazenamento híbrido com baterias e H₂ é a opção mais viável, dado que emite menos quantidade de CO₂.

Rughoo et al. [75] explorou o potencial de produção de hidrogénio utilizando excesso de eletricidade proveniente de renováveis de sistemas autónomos PV-bateria na ilha das Maurícias, através de um algoritmo de otimização. Dimensionou-se um eletrolisador de forma a utilizar o excesso de eletricidade produzida, no entanto o dimensionamento apenas com base no excesso de energia elétrica leva ao seu sobredimensionamento, que apesar de produzir grandes quantidades de H₂ os seus custos aumentam significativamente, ou ao subdimensionamento, produzindo-se baixas quantidades de H₂ levando a que o problema não fique solucionado. Aplicou-se um algoritmo de otimização de forma a encontrar o dimensionamento ideal para o eletrolisador, sendo de acordo com os resultados 20 MW a capacidade ideal, produzindo-se um total de 272,6 milhões tonH₂/ano a um preço de 2,85 €/kgH₂ (preço relativamente baixo).

Loisel et al. [76] dimensionou um sistema de produção, armazenamento e consumo através de uma ferramenta de equilíbrio, em que os resultados são dados em eletricidade gerada por cada tecnologia instalada em séries horárias, com recurso a cenarização, de modo a ocorrer transição energética na ilha de Yeu em França. Atualmente, a ilha está conectada à rede elétrica nacional e contém apenas 0,2 MW de painéis solar PV instalados, tendo a ilha potencial para instalar uma maior quantidade de fontes de energia renováveis, sendo as seguintes incluídas como dado de entrada no software aplicado: eólica on-shore e offshore, solar PV, energia das marés, energia das ondas e biomassa.

Segundo o método, aplicaram-se as seguintes soluções para prever o consumo e, posteriormente utilizadas nos dois cenários simulados:

- Baixos valores de consumo com recurso a DSM e sem recurso ao mesmo;
- Valores altos de consumo com recurso a DSM e sem recurso ao indicador.

Aplicou-se também mudanças no setor da mobilidade, em que ocorre substituição de veículos movidos a diesel por veículos movidos a hidrogénio, sendo a produção do mesmo realizado com recurso a fontes de energia renováveis e tendo em conta os encargos económicos do sistema a hidrogénio, como o eletrolisador, o tanque de armazenamento e os componentes eletrónicos.

De modo a verificar qual o melhor conjunto de tecnologias renováveis a instalar em 2030 e segundo as medidas de previsão de consumo e mobilidade, simulou-se dois cenários através do software de despacho de centrais elétricas:

- Cenário de independência elétrica económica – cenário real em que a ilha se encontra conectada à rede nacional, sendo o objetivo verificar que quantidade de fornecimento energético é necessário para equilibrar o consumo, com o mínimo de curtailment, de modo que o excesso de eletricidade produzida seja exportado para a rede elétrica.
- Cenário off-grid – É simulado um sistema de energia renovável com armazenamento de hidrogénio, sendo o cenário hipotético em que a ilha não se encontra conectada à rede elétrica, realizado apenas para verificar que quantidade de sistemas de armazenamento e geração seriam necessários instalar na ilha.

Tendo em conta os custos de instalação de cada tecnologia de produção e após ter-se simulado diversos dimensionamentos de capacidades instaladas por cada tecnologia, para o cenário em que existe conexão à rede elétrica nacional a potência total instalada na ilha em 2030 é de 30 MW, sendo a capacidade máxima por cada tecnologia de 6 MW. Da capacidade instalada, o excesso é distribuído da seguinte forma: 38 % proveniente de eólica, 19% proveniente de marés, 23% oriundo de ondas, 9% proveniente de solar PV, 2% de biomassa e 10% de importações. Importa-se 7 GWh, exporta-se 18 GWh anualmente e a taxa de geração elétrica é 131% do consumo da ilha, ou seja, 31% da energia em excesso é exportada para o continente, o que sucede uma independência energética de 86 %.

No cenário off-grid, o hidrogénio é utilizado apenas no setor da mobilidade, sendo as baterias de iões lítio a principal solução para armazenar a eletricidade gerada em excesso. Os resultados da simulação mostram-nos que a geração de eletricidade com recurso a fontes de energia renováveis variáveis requerem uma elevada capacidade instalada de produção e armazenamento, levando a curtailment, sendo os projetos sobredimensionados em comparação com as necessidades anuais da ilha. Simularam-se os três subcenários seguintes:

- Integração de 100% fontes de energia renováveis com armazenamento através de baterias;
- Integração de fontes de energia renováveis e turbinas a gás;
- Integração de fontes de energia renováveis com armazenamento através de baterias e turbinas a gás

Segundo os resultados, o sistema 100% renovável exige elevadas capacidades de fontes de energia renováveis instaladas e de armazenamento, o que leva a investimentos financeiros muito altos (1000 M€ em armazenamento e 155 M€ em geradores renováveis). De modo a diminuir o investimento, é necessário renunciar a parte da percentagem de fontes de energias renováveis instaladas e instalar fontes de energia convencionais, como turbinas de gás natural.

Um cenário em que o investimento na geração e armazenamento seja baixo, haja uma disseminação de fontes de energia renováveis juntamente com fontes de energia convencionais, o armazenamento ocorra com recurso a baterias de iões lítio, e se estes factos não comprometerem a independência energética estamos perante o melhor resultado possível.

Logo, tendo em consideração que a ilha de Yeu se encontra conectada à rede elétrica do continente e as soluções para a aumentar a flexibilidade do sistema do lado do consumo não são economicamente viáveis em termos de operação e implementação e sabendo que o sistema conectado pode instalar até 30 MW de fontes de energia renováveis com um custo de 112M€, a melhor quota de renováveis integradas seria 55% com apoio de fontes convencionais (turbina a gás) ou uma quota de 30 % de fontes de energia renováveis variáveis com um sistema de armazenamento com recurso a baterias e fontes de energia convencional, como o gás. No entanto, este último sistema integrado seria financeiramente mais caro (0,341 €/kWh), em comparação com o primeiro (0,161€/kWh).

Enevoldsen et al. [77] investigou os desafios e oportunidades de realizar a instalação de um sistema híbrido hidrogénio-eólica através da comparação económica e ambiental com o sistema atual implementado na ilha Mykines (Grécia) (65% fontes de energia fóssil) de características off-grid. Esta ilha, tem uma alta afluência turística no Verão o que tem consequências no consumo de eletricidade nesta altura do ano (quadriplica). Os dados para prever as condições do vento, foram retirados do software Wind Pro e foram realizadas entrevistas aos habitantes e aos peritos em energia de modo a saber qual o consumo e produção de energia e qual a atual e futura capacidade tecnológica de eletrolisadores e células de combustível. De acordo com as especificações de Mykines, o sistema elétrico atual tem as seguintes características: geradores Diesel com uma capacidade de 120 kW, sendo o consumo de eletricidade de 157,21 kWh, em que a velocidade do vento foi de 9,3 m/s e 10,9 m/s para alturas de 10 m e 50 m de altura respetivamente.

O sistema que tentar-se-á implementar na ilha, é um sistema 100% renovável off-grid, que consiste em:

- 4 turbinas eólicas de 22 kW cada;
- 1 eletrolisador de 42 kW de capacidade, produzindo 8 Nm³/h de hidrogénio;
- 2 reservatórios de armazenamento com 15 Nm³ de capacidade e pressão de 30 bar;
- com 50 kW de células de combustível.

A produção de eletricidade é maior no outono (54000 kWh em Outubro e 51300 kWh em Janeiro) em que o recurso primário está disponível em maior quantidade, armazenando-se o excesso de produção elétrica na forma de H₂. No verão, quando existe uma maior afluência de turistas na ilha o consumo atinge valores superiores em relação a outras estações do ano (consumo de 15085,5 kWh em Junho e 18864,25 kWh em Julho), no entanto a produção de eletricidade por parte das turbinas eólicas é suficiente para suprir o consumo nesta altura do ano, apesar de em Junho e Julho a produção de eletricidade ser menor comparativamente aos outros meses do ano (35100 kWh em Junho e Julho).

Calculou-se os custos do sistema, tendo as turbinas eólicas um custo total de 146791 \$, sendo o seu LCOE_{WT}=0,03 \$/kWh. O sistema de H₂ (eletrolisador, armazenamento e células de combustível) têm um custo total de 641824 \$ e um custo de operação e manutenção de 5988 \$/ano. O sistema elétrico tem assim um LCOE_{SE} = 0,53 \$/kWh. O sistema a Diesel que atualmente está em vigor na ilha tem um custo de 922219 \$ e um preço de 589712 \$ tendo um LCOE=0,23\$/kWh e de LCOE=0,39\$/kWh no pior caso e no melhor caso, respetivamente.

De acordo com os resultados apresentados, o sistema atualmente em operação na ilha é o mais maduro em relação ao sistema eólica e hidrogénio, produzindo energia a um custo menor por kWh, no entanto o novo sistema não emite GEE, tendo um melhor desempenho ambiental. É também necessário um melhoramento da eficiência das células de combustível e do eletrolisador, de modo a tornar a nova tecnologia competitiva com as eficiências praticadas pelo sistema Diesel. Assim, poderá ser possível implementar um sistema 100% renovável substituindo-o pelo sistema convencional em operação.

Child et al. [78] realizou um conjunto de simulações na ferramenta de modelação EnergyPLAN, de modo a verificar se é possível atingir um sistema energético sustentável em 2030 nas ilhas Åland no norte da Europa.

Para isso e de acordo com o método realizou-se um planeamento para o futuro dos setores elétrico, aquecimento e transportes em comparação com os setores atualmente em operação, através de nove cenários utilizando algumas estratégias importantes a seguir.

Os cenários foram realizados com o seguinte método para os setores em estudo: para o setor elétrico, a produção de eletricidade é 100% doméstica sem importação de eletricidade ao continente ou existe a utilização de interconexões com a Suécia e a Finlândia. Se a ilha funcionar em modo off-grid, a produção em excesso é descartada (processo conhecido como curtailment) e a interconexão à Suécia ou Finlândia só é colocada em operação em caso de emergência. Caso a ilha funcione em modo on-grid, estamos perante uma situação em que as importações/exportações são possíveis em qualquer circunstância da operação do sistema elétrico.

O setor do aquecimento foi classificado com a estratégia da utilização de bombas de calor ≥ 1 MWe ou < 1 MWe, estando relacionado em como o mercado doméstico reage ao excesso de eletricidade produzida no setor elétrico.

O setor dos transportes foi classificado de três formas diferentes: se a importação de biocombustíveis é permitida ou não, se a produção de combustíveis é realizada na ilha ou recorre-se a importações e de acordo com a percentagem de eletrificação dos veículos na ilha.

Nos diferentes cenários, o consumo de eletricidade e calor têm de se encontrar sempre equilibrados, com as caldeiras elétricas e as bombas de calor a utilizar sempre o excesso de energia

elétrica da produção. Foram também introduzidos no planeamento armazenamento energético sob a forma elétrica, térmica e V2G em todos os cenários exceto no último.

Os nove cenários realizados para a ilha Åland são os seguintes:

- Cenário 1 – Cenário de referência ao ano de 2014, que tem como objetivo representar o sistema energético atual e verificar a validação do EnergyPLAN;
- Cenário 2 – Cenário de transição para 2020 em que o objetivo foi obter um balanço energético anual 100% sustentável, ou seja, só a eletricidade produzida a partir de fontes de energia renováveis é que é importada ou exportada se estiver em excesso;
- Cenário 3 – Cenário 100% sustentável em que a ilha opera em modo off-grid. Todos os combustíveis são produzidos na ilha, logo a importação de eletricidade foi assumida como privativa. No entanto, o excesso de eletricidade é considerado disponível para exportação;
- Cenário 4 – Cenário semelhante ao anterior, em que apenas é permitido a importação de biocombustíveis para o setor do transporte;
- Cenário 5 – Cenário em que a importação e exportação de eletricidade, combustível primário e biocombustível é permitido;
- Cenário 6 – Cenário que se foca na produção *in situ* de eletricidade juntamente com a exportação do excesso da mesma. Este cenário tem como objetivo encontrar a solução mais barata para o sistema energético sem restrições, tendo em conta a quantidade de eletricidade importada e exportada;
- Cenário 7 e 8 – Cenários em que o foco se encontra na mobilidade elétrica, utilizando apenas os combustíveis produzidos na ilha. Os dois cenários diferem apenas na percentagem de eletrificação considerada para os veículos elétricos. O cenário 7 considera uma percentagem de 50% e o cenário 8 considera uma percentagem de 100% de veículos elétricos em operação;
- Cenário 9 – Cenário que reflete as mudanças do consumo descritas nos cenários de 2030, mantendo o valor elevado das importações dos cenários 2014 (cenário 1) e 2020 (cenário 2).

De acordo com os resultados, o consumo anual de combustível é mais baixo em cenários que adotam importação de eletricidade, com exceção do cenário 6 que importa combustível e biocombustível. O cenário 8 que tem a maior percentagem de veículos eletrificados entre os cenários planeados, apresenta um menor consumo anual de combustível e em todos os cenários exceto no cenário 6, a exportação apresenta um valor baixo e, como consequência existe curtailment.

A produção de eletricidade na ilha é devido ao solar PV e energia eólica, sendo que as centrais térmicas providenciam back-up (ou ajudam a equilibrar a produção quando esta não está ao nível do consumo).

Os valores dos custos oscilam entre os 225-247 M€/ano para os diversos cenários, sendo o cenário que tem uma maior percentagem de veículos elétricos o que tem um menor custo anual e contrariamente os cenários que contêm combustíveis fósseis importados têm associados custos maiores. No entanto, os cenários em que os custos anuais são mais acentuados, nomeadamente nos cenários onde a produção é doméstica criam mais emprego.

Em conclusão, a implementação de tecnologias de geração solar e eólica podem substituir a importação de combustíveis fósseis que está em vigor atualmente para as ilhas Åland. As opções de flexibilidade apresentadas neste estudo como V2G e outras soluções de armazenamento como o armazenamento de combustíveis primários contribuem para a sustentabilidade e viabilidade de um sistema energético livre de combustíveis fósseis em 2030.

Dorotić et al. [79] definiu e simulou um sistema energético totalmente descarbonizado, com implementação de veículos elétricos como opção de flexibilidade para a ilha de Korčula na Croácia. O clima nesta região é mediterrâneo e é uma ilha adequada para a instalação de fontes de energia renovável, dado que a irradiação global horizontal é de 1500 kWh/m²ano e inclui zonas em que os fatores de capacidade das tecnologias de produção podem atingir valores acima dos 40%. No entanto, nos dias de hoje na ilha as fontes de energia são importadas do continente, como a biomassa, petróleo, sendo a eletricidade proveniente de cabos submarinos.

O objetivo do estudo foi aumentar a percentagem de fontes de energia renováveis que produzam eletricidade, diminuir a emissão de CO₂ na ilha por parte das tecnologias de produção poluentes e aumentar as medidas de eficiência energética na ilha.

Para definir o sistema energético, Dorotić et al. utilizaram a ferramenta de modelação EnergyPLAN para analisar os setores residencial, turismo e transporte. Este estudo analisa um sistema energético 100% renovável variável e a seleção da capacidade instalada das tecnologias de produção foram realizadas através de um procedimento de otimização discreta.

Os autores calcularam o consumo energético do ano de referência, definiram o consumo energético do ano final e otimizaram a capacidade de fornecimento do ano final num conjunto de condições fronteira. As condições fronteira são as seguintes: capacidades de fornecimento incluem apenas fontes de energia renováveis variáveis (solar e eólica) e toda a eletricidade importada é igual à eletricidade exportada.

De modo a verificar estas condições, definiram-se duas funções objetivas: minimização dos custos de investimento e minimização do total de eletricidade importada e exportada, sendo que nenhuma combinação de geração solar e eólica satisfaz estas duas funções.

Após o estudo foi concluído que a melhor configuração de tecnologias de produção para a ilha é apresentada nas seguintes combinações: 30 MW solar PV instalado e 22 MW de turbinas eólica, 6 MW solar PV e 40 MW de turbinas eólicas, em que a primeira solução apresenta menor quantidade de eletricidade importada e exportada e a segunda solução apresenta um menor custo financeiro. Estas duas soluções são utilizadas para análise adicional, para o impacto da redução da percentagem de V2G na ilha.

De acordo com os resultados, no caso das duas combinações a eletricidade total importada e exportada aumentou com a redução da percentagem de carregamento inteligente. Para os parâmetros em estudo de acordo com as previsões, as emissões de CO₂ diminuem, com 2030 a ser o ano em que as emissões de CO₂ diretas se extinguem. A importação de eletricidade diminui 80% no ano de 2030 em comparação com 2011 e a exportação de eletricidade atinge valores próximos de 20% em 2030. A percentagem de produção elétrica a partir de renováveis aumentou mais de 100% em 2030 comparativamente aos valores de 2011.

Determinou-se o LCOE do sistema, atingindo o valor de 0,126 €/kWh, tendo a instalação um impacto socioeconómico significativo nas comunidades locais, com a criação de novos postos de trabalho.

Por fim, os autores concluíram que a abordagem da otimização discreta para prever um sistema 100% renovável variável juntamente com o indicador de flexibilidade V2G utilizado como tecnologia demand response pode ser significativamente melhorada.

Marczinkowski et al. [80] estudou a integração de fontes de energia renováveis nas ilhas da Madeira, Orkney e Samsø, de modo a verificar se é possível a transição energética renovável, com diminuição de utilização de combustíveis fósseis. Estas ilhas fazem parte do projeto SMILE [81], que tem como objetivo a criação de tecnologias de rede inteligente prontas para serem implementadas no mercado e, para isso estuda e avalia tecnologias de rede inteligente e acoplamento de setores nas ilhas que fazem parte do projeto.

O artigo descreve o processo de recolha de dados e as fases da integração de fontes de energia renováveis, bem como os cenários a simular no EnergyPLAN nas três ilhas. Posteriormente, são apresentados resultados sob a forma de tabelas, apresentando o impacto que a integração de fontes de energia renovável variável tem no sistema energia de cada ilha em estudo.

Os dados necessários para simular a produção e consumo do setor elétrico e do setor do aquecimento na ferramenta de modelação são as capacidades instaladas das fontes de energia, as eficiências elétricas destas fontes, os custos associados e os perfis de distribuição horária. Estes dados, aplicados ao EnergyPLAN representam o sistema energético o mais próximo possível da realidade. Posteriormente, foi realizada uma classificação do sistema energético nas três ilhas e consiste nas seguintes fases:

- Fase 1- Introdução de fontes de energia renovável no sistema energético até 20%;
- Fase 2- Aumento da disseminação de fontes de energia renovável, com requerimento de opções de flexibilidade;
- Fase 3- Sistema Energético dependente de 100% de fontes de energia renovável.

No caso das ilhas em estudo, Samsø encontra-se mais desenvolvida em termos de integração de fontes de energia renovável no sistema energético (fase 2) com 60% das mesmas (solar PV, eólica, solar térmico, biomassa) integradas no sistema energético em 2015, esperando-se que atinja a fase 3 em 2030. As ilhas da Madeira e Orkney, atingiram a primeira fase em 2014 com penetração no sistema energético de 11% e 18% de renováveis, respetivamente. Espera-se que atinjam a fase 2 em 2030 com 50% de produção energética proveniente de renováveis. De acordo com o artigo, não se sabe quando é que estas duas ilhas atingirão a fase 3.

De acordo com os resultados, existe um aumento do consumo de eletricidade nos cenários de referência das três ilhas para os cenários em 2030. Existe uma diminuição do consumo no setor do aquecimento e do transporte, mantendo-se o consumo do setor industrial para 2030.

As capacidades instaladas das tecnologias de produção também sofreram alterações, sendo integrado no sistema energético mais centrais solar PV nas três ilhas, mais turbinas eólicas na ilha de Orkney e Madeira, planeia-se integrar fontes de energia geotérmica para 2030 e aumentar as centrais hidroelétricas na ilha da Madeira. Com o aumento das fontes de energia renováveis, prevê-se que em 2030 a produção de eletricidade de centrais convencionais diminua nas ilhas Orkney e Madeira e, como consequência o consumo de combustíveis fósseis por parte das ilhas sofra uma diminuição.

Após simulação no EnergyPLAN, os indicadores relevantes para a transição energética nas ilhas sofreram alterações. O consumo de combustíveis fósseis na ilha de Samsø é reduzido em 68% entre 2015 e 2030, na ilha da Madeira em 40% e em Orkney em 34%. Com esta redução, as emissões de CO₂ também diminuíram em 66%, 33% e 40%, em Samsø, Orkney e Madeira, respetivamente.

A percentagem de eletricidade proveniente de fontes de energia renováveis aumentou 25% na ilha de Samsø, 20% na ilha de Orkney e da Madeira e os consumidores utilizaram 96% de eletricidade produzida de fontes de energia renováveis em 2030 (aumento de 2% em relação ao cenário de referência) na ilha de Samsø, 19% na ilha de Orkney (aumento de 19% em relação ao cenário de referência) e 71% na ilha da Madeira (42% acima em relação a 2014).

Apesar do aumento das capacidades de fontes de energia renováveis instaladas nas ilhas, a importação de eletricidade registou um aumento ligeiro na ilha de Samsø (0,3 GWh), no entanto na ilha de Orkney ocorreu uma diminuição de 7 GWh de eletricidade importada.

Registou-se também um aumento de excesso de eletricidade produzido nas ilhas de Samsø e Madeira e uma diminuição do excesso de produção na ilha de Orkney.

Devido ao excesso de produção de eletricidade renovável, na ilha de Samsø houve um aumento de eletricidade exportada na ilha e em Orkney houve uma redução de eletricidade exportada. Na ilha da Madeira como não existe opção de importação/exportação, o excesso de produção aumentou

ligeiramente para 0,2 GWh comparativamente a 2014, havendo um Critical excess electricity production de 0,02%.

Quanto aos custos socioeconómicos, houve uma redução na ilha de Samsø de 900 m€ em 2030 relativamente ao cenário de referência e um aumento nas ilhas de Orkney e Madeira de 1,9 M€ e 21,5 M€. O aumento significativo dos custos do sistema energético na ilha deve-se a esta não estar interconectada ao continente.

Como é apresentado nos resultados acima, este estudo mostrou que é possível aumentar a percentagem de fontes de energia renováveis no sistema energético em ilhas off-grid e interconectadas ao continente, mostrando que é possível executar uma transição energética diminuindo a utilização de combustíveis fósseis.

2.4 Ferramentas de Modelação

2.4.1 Breve Enquadramento Histórico

Os software de sistemas de energia variam em termos de requisitos de dados e aptidão por parte do utilizador. Desde 1970 que está disponível uma grande variedade de ferramentas para o estudo de sistemas de energia.

Em 1974 Hudson e Jorgenson [82] foram pioneiros no desenvolvimento de um software económico juntamente a um software energético e Jay Forrester iniciou esforços para modelação global em larga escala [82]. Entre os anos 70 e 90, iniciou-se uma divergência de opiniões, que continua até aos dias de hoje, sobre modeladores top-down e bottom-up [83], por não haver conhecimento suficiente sobre os pontos fortes, fracos e limitações de cada software, bem como acerca das projeções da qualidade da energia que era consumida. De modo a suplantar estas divergências, desenvolveu-se o software híbrido, que combina pelo menos um software macroeconómico e um conjunto de softwares bottom-up, sendo esta forma combinada realizada através de “soft-linking” [84], processo de transferência de dados manual, parâmetros e coeficientes separando-os dos seus softwares anteriores e integrando-os neste novo software híbrido. Esta integração pode ainda ser realizada de uma forma automática, “hard-linking”.

Ainda na década de 70 foi desenvolvido o software WASP (Wien automatic system planning package), permitindo ao utilizador encontrar um plano de expansão ótimo para um sistema de geração energética durante um longo período e dentro das restrições definidas pelo planeador [85]. A partir da segunda metade dos anos 80 devido às preocupações iniciais acerca do meio ambiente, surgiram os primeiros software energia-ambiente, em que se tentavam inserir no software problemas relacionados com o aquecimento global e agravamento das emissões de GEE.

Na década de 90 nasceram novos software (regionais e globais) já com as preocupações ambientais inseridas, tais como o software pacífico-asiático, o RAINS (Regional Air Pollution Information and Simulation), softwares como o LEAP (software utilizado pela convenção das nações unidas sobre alterações climáticas) e MARKAL, sendo estes dois últimos atualizados [86] com os problemas levantados pelo aquecimento global na década anterior.

2.4.2 Ferramentas de Modelação – em detalhe

Como aferido no subcapítulo 2.1 converter um sistema energético dependente de combustíveis fósseis num sistema onde as fontes de energia renovável têm o papel principal pode ajudar a resolver

desafios como a questão das alterações climáticas e segurança no fornecimento energético. Identificar o potencial das energias renováveis, torna-se então um ponto de interesse no planeamento energético e de modo a verificar o impacto da implementação de fontes de energia renováveis no sistema energético e que efeitos estas podem ter no mesmo, recorre-se a uma análise com recurso a ferramentas computacionais [87].

Connolly et al. [87] realizou uma comparação detalhada das ferramentas usadas para analisar a integração de fontes de energias renováveis em vários sistemas de modo a ajudar o utilizador a escolher qual a ferramenta que melhor se adequa ao seu trabalho. Não existe, portanto, uma ferramenta de modelação ideal. De modo a estruturar os software é possível categorizar os mesmos através do seu propósito, abordagem e metodologia.

Segundo Després et al. [88] e Ringkjøb et al. [89] as ferramentas de modelação enquadram-se segundo os seguintes propósitos:

- Ferramentas de análise ao sistema elétrico – ferramentas desenvolvidas para estudar em detalhe este tipo de sistema;
- Apoio à decisão de operação - ferramentas desenvolvidas para otimizar a operação do sistema elétrico. Estes tipos de ferramentas operam em escalas de tempo curtas, no entanto operam em maior escala que ferramentas de análise ao sistema elétrico;
- Apoio à decisão de Investimento – ferramentas que otimizam o investimento no sistema elétrico/energético. Estas ferramentas normalmente são de longo prazo;
- Cenário – Ferramentas que investigam cenários a longo prazo no setor elétrico.

Segundo Connolly et al. [87] e Després et al. [88] podem-se distinguir diferentes tipos de software, e segundo a metodologia usada pelos mesmos podem ser classificados em:

- Simulação - em que é providenciado de uma forma quantitativa a geração e consumo energético baseados em dados técnicos e drivers (salário, população, preços da energia) com o objetivo de modelar uma determinada tomada de decisão, sem qualquer tipo de restrição;
- Otimização – otimiza a operação de um determinado sistema energético utilizando uma abordagem de programação linear (PL), no entanto a abordagem poderá ser não linear [89]. Define um conjunto de tecnologias ótimo para atingir uma determinada meta, com restrições e a custos baixos;
- Balanço – explica o comportamento da produção, consumo e custos numa economia com diversos mercados.

Estas ferramentas podem então ser categorizadas quanto à abordagem em três tipos:

- Top-Down – segundo Jacobsen [90] e e.g. Silva et al. [91] ferramentas top-Down são ferramentas macroeconómicas baseadas em princípios e técnicas de modelação com o objetivo de incluir todas as interações económicas importantes para a sociedade;
- Bottom-up – Identifica e analisa as tecnologias energéticas, descrevendo as evoluções dos sistemas energéticos como resultantes de uma miríade de decisões sobre a adoção da tecnologia;
- Híbrido – Ferramentas que integram características de ambos os software anteriores, limitando os pontos fracos de ambos.

A resolução espaço temporal é outro dos critérios a ter em conta aquando da escolha da ferramenta de modelação. O time-step pode ir de menos de 1 segundo (software de análise da rede elétrica) a várias décadas (software de equilíbrio económicos de longo prazo), podendo ser modelados sistemas energéticos independentes, como por exemplo um edifício a sistemas energéticos globais, como um continente [88].

Na imagem seguinte é possível visualizar um fluxograma ilustrando uma possível categorização de softwares energéticos segundo Ringkjøb et al. [89]:

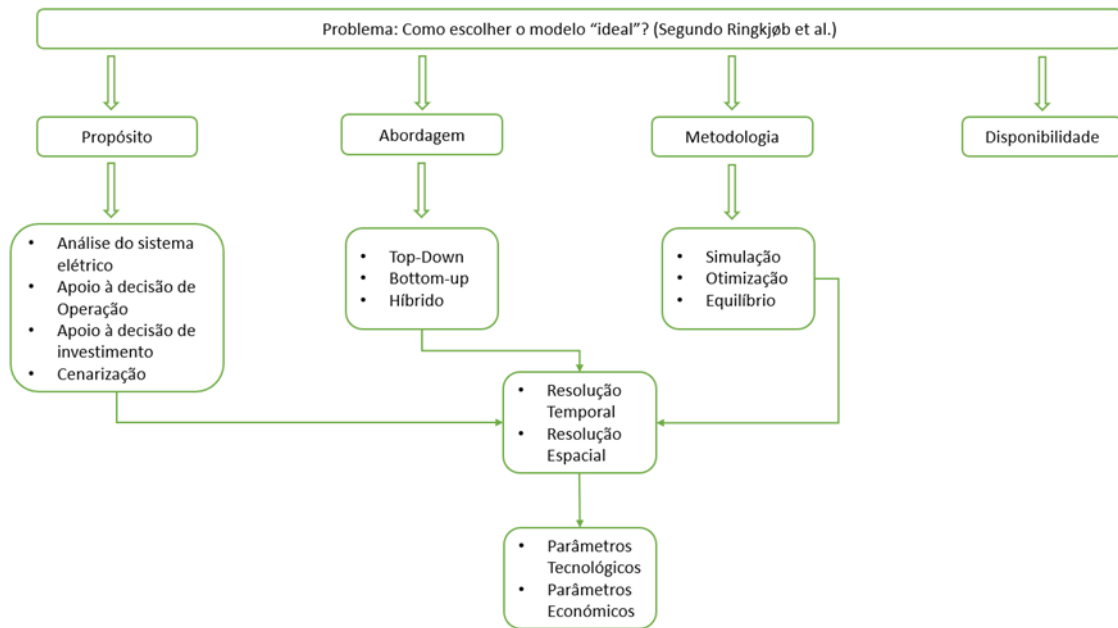


Figura 2.3 - Fluxograma: Escolha da ferramenta de modelação ideal segundo Ringkjøb et al. [89]

2.4.3 Tipos de ferramentas de modelação e porquê o EnergyPLAN

Após percorrer o fluxograma desde o problema, é possível optar por diferentes tipos de ferramentas de modelação. Existem ferramentas de simulação, otimização e equilíbrio e a escolha do software depende sempre do objetivo do utilizador [92].

As ferramentas de simulação são utilizadas para simular um comportamento de um determinado sistema elétrico/energético, fornecendo insights e visualização de resultados através de um resultado. Já as ferramentas de otimização são utilizadas para encontrar uma solução ótima para um problema energético específico, tendo em consideração restrições e critérios pré-definidos [89].

No caso do estudo de armazenamento energético em ilhas, existem alguns software conhecidos utilizados para planeamento energético, como o H₂RES, HOMER, TIMES/MARKAL e o EnergyPLAN [93].

O HOMER (Hybrid Optimization of Multiple Energy Resources), é uma ferramenta de modelação e otimização energética e é maioritariamente utilizado para análise do setor elétrico, mais propriamente para análise de micro-redes [93] sendo adequado para modelar sistemas de energia de pequena e média escala [94]. No entanto, segundo o seu site [95], esta ferramenta tem um custo de 125\$/mês.

O TIMES (The integrated MARKAL-EFOM System), desenvolvido pela IEA é outro software de otimização energética utilizado para planeamento energético em ilhas, sendo esta ferramenta mais utilizada a nível nacional e continental [94], existindo poucos estudos que utilizam o TIMES ao nível de uma ilha [93]. Segundo o site do software [96], esta ferramenta é complexa, o que obrigaria a um

dispêndio significativo de tempo de treino por parte do utilizador para a sua aprendizagem e implementação.

O H₂RES é uma ferramenta de simulação que se concentra na integração de fontes de energia renováveis e armazenamento de energia. Segundo o seu site [97] o objetivo é minimizar os custos anuais de operação de um sistema energético, no entanto esta ferramenta caiu em desuso dado que o último artigo que utilizou o software para simular sistemas energéticos foi publicado em 2011 [93], [94]. Outra das limitações deste software é o facto desta ferramenta de modelação não ser monitorizada pelos próprios desenvolvedores [98], tornando a própria desatualizada.

Para identificar a ferramenta de modelação necessária à realização da simulação nesta dissertação, é ideal ter em conta que, como aferido em 2.4.2 nenhuma ferramenta de modelação é a ferramenta ideal, tudo depende do objetivo dos utilizadores.

O objetivo deste trabalho é o estudo da introdução de H₂ com elevada disseminação de fontes de energia renováveis variáveis no sistema elétrico do Chipre, logo procurou-se uma ferramenta que: analisasse o impacto do H₂ e das fontes de energia renováveis variáveis no sistema elétrico, necessitasse de pouco tempo de treino para o utilizador, fosse financeiramente apelativa ou mesmo gratuita para o utilizador, considerasse o H₂ como solução de armazenamento e utilização e o custo de todo o planeamento fosse simulado.

Tendo em conta Connolly et al. [87] que analisou cerca de 68 ferramentas de modelação, em que apenas 37 foram escolhidas para a análise final e segundo a Figura 2.3, optou-se pelo EnergyPLAN percorrendo o fluxograma desde a declaração do problema até à escolha do software. Por outro lado, segundo uma revisão realizada por Prina et al. [93] em 2021, a maioria dos estudos utilizam o EnergyPLAN, em detrimento de softwares como por exemplo o HOMER, H2RES e TIMES para a modelação de sistemas de energia em ilhas, sendo atualmente a ferramenta de modelação de eleição.

De todas as plataformas analisadas, o EnergyPLAN pareceu o mais adequado pois segundo o fluxograma: está disponível sem custos financeiros para o utilizador, tem um software stand-alone (não necessitando de ligação à internet), tem um propósito de cénarização e de apoio à decisão de investimento, tem uma abordagem bottom-up em que a metodologia é a de simulação, a sua resolução temporal é horária, sendo que a simulação poderá ser realizada de uma escala local a uma escala continental, tornando a ferramenta versátil.

De modo a construir um sistema energético contendo uma elevada penetração de fontes de energia renovável, algumas propriedades que fazem parte de determinado software são cruciais. O EnergyPLAN não é diferente, pois contém alguns desses parâmetros tecnológicos e económicos em que é possível serem simulados, tais como:

- Geração convencional, armazenamento energético e geração renovável nos setores que podem ser incluídos no setor elétrico (indústria, residencial, transporte);
- Importação e exportação de eletricidade e importação de combustível primário;
- Possibilidade de o sistema simulado estar ou não interconectado;
- Diversos custos de tecnologias de produção, armazenamento nos diversos setores que fazem parte do setor elétrico.

No subcapítulo seguinte, explicar-se-á de forma sucinta como funciona o EnergyPLAN

2.5 Plataforma EnergyPLAN

Criado por H. Lund e desenvolvida desde 1999 pelo grupo de investigação e planeamento energético da universidade de Aalborg [87], o EnergyPLAN é uma das ferramentas de modelação mais utilizadas para avaliação de sistemas energéticos com grande disseminação de fontes de energia renováveis [1]. Foi desenvolvido com a capacidade para o utilizador considerar combinações diferentes

de sistemas energéticos, de uma forma rápida e fácil e para análise de sistemas energéticos a nível nacional, no entanto também pode ser aplicado a outros contextos geográficos, como cidades, municípios, continentes e ilhas tornando o EnergyPLAN numa ferramenta versátil. É uma ferramenta determinística, ou seja, utiliza valores únicos como dados de entrada não tendo elementos estocásticos, sendo programada e mantida em Delphi Pascal.

A ferramenta está disponibilizada no site www.energyplan.eu e pode ser executada a partir de outras plataformas como o Excel ou Matlab. O principal propósito da ferramenta é assistir no design de estratégias de planeamento energético numa análise tecno-económica, sendo o utilizador capaz de simular diferentes combinações de sistemas energéticos relativamente rápido e fácil (a simulação de cada cenário demora menos de 10 segundos [1]).

O programa está estruturado de forma que qualquer utilizador que não esteja familiarizado com a ferramenta, possa utilizá-lo de forma relativamente fácil. De forma a simular um sistema energético, é necessário introduzir valores de entrada para cada uma das secções/separadores do EnergyPLAN, estando o diagrama do software representado pela figura 2.4:

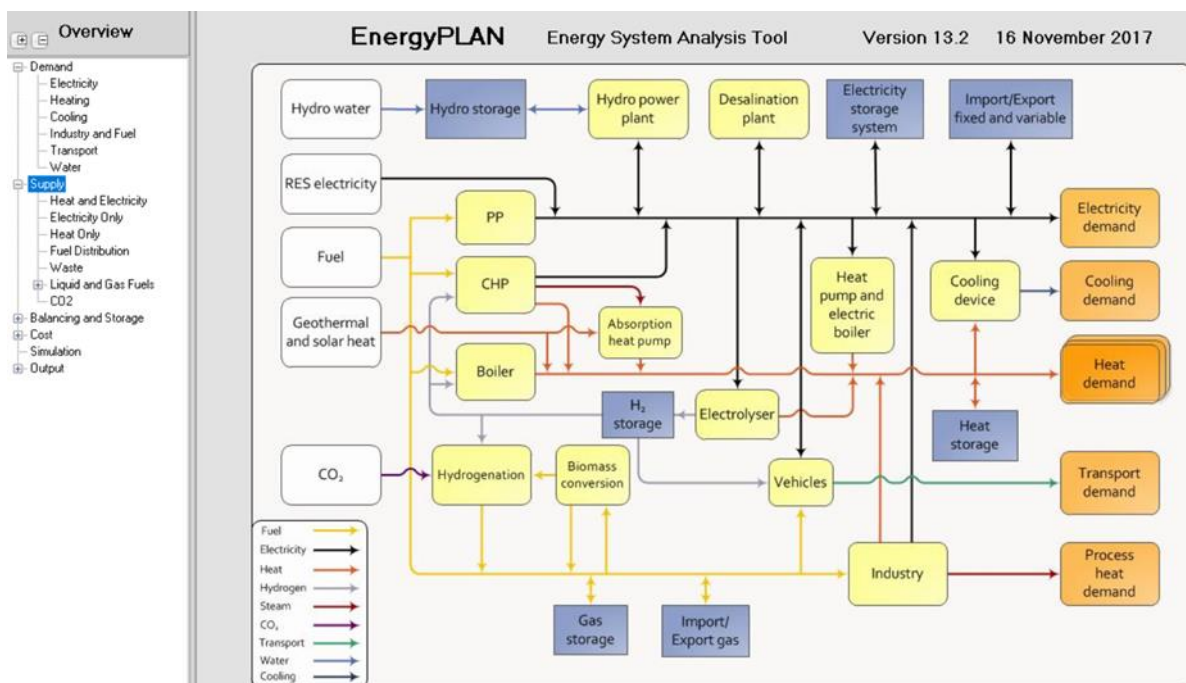


Figura 2.4 - Estrutura da ferramenta EnergyPLAN [99]. É possível visualizar a interação entre os diferentes setores de um sistema energético no geral e do lado esquerdo os principais componentes onde é possível inserir os dados de entradas pretendidos de modo a simular um determinado sistema energético.

Os tipos de dados de entrada que são necessários de modo a ser possível realizar uma simulação são [100]: um consumo anual (em TWh/ano), a capacidade da unidade instalada (em MW) e a distribuição horária do consumo e/ou produção total anual.

A distribuição horária é inserida no software no formato ficheiro de texto e guardada na pasta “Distributions”, de forma a estar disponível na ferramenta. Tem obrigatoriamente de ter 8784 valores em que cada linha do ficheiro corresponde a uma hora e os valores inseridos são entre 0 e 1 (0-100%), representando a produção e/ou consumo normalizados.

Assim, o EnergyPLAN calcula a produção e/ou consumo de cada unidade de instalação horariamente através da multiplicação de cada valor inserido no ficheiro pelo valor da capacidade instalada introduzida também como dado de entrada.

No anexo, encontra-se um exemplo de onde é possível inserir uma distribuição horária em ficheiro de texto.

Os dados de entrada podem ser inseridos ao longo dos cinco separadores diferentes, cada um com as suas particularidades de acordo com as pretensões do utilizador. As cinco secções são divididas de forma geral da seguinte forma:

1. O separador do consumo nos setores do aquecimento/arrefecimento, eletricidade, transporte e indústria;
2. O separador da produção, onde se encontram dados de entrada das diferentes tecnologias de produção de energia (renováveis e não renováveis) incluindo unidades de conversão de energia (centrais de gasificação e biogás e centrais de hidrogenação);
3. O separador do armazenamento energético, onde se encontram dados de entrada para armazenamento elétrico, térmico e de combustível primário (gás, petróleo e metanol);
4. Os custos (custos de combustível, impostos, custos de investimento, custos operação e manutenção fixos e variáveis e câmbio entre eletricidade e o gás);
5. No separador da simulação, é possível escolher a estratégia de simulação pelo utilizador. As duas estratégias possíveis de escolha são as seguintes: simulação técnica e simulação mercado-económica;
6. No separador Resultado é possível apresentar gráficos: produção/consumo elétrico das diferentes tecnologias de produção em diferentes tipos de intervalo de tempo (diário a anual), a produção/consumo de calor do sistema de “district heating” e o consumo/produção da rede de gás.

Após uma simulação no EnergyPLAN (ver em Anexo o resultado), os resultados são produções e consumos anuais e mensais de cada uma das tecnologias de produção, consumos de combustível primário, emissões de CO₂, custos totais e importações/exportações de eletricidade e fluxos de dinheiro de/para o mercado externo de eletricidade.

Apesar dos resultados destes indicadores aparecerem numa resolução temporal anual e mensal, a apresentação do resultado, pode também ser feita de hora a hora se, assim o utilizador desejar e, os resultados poderão ser exportados para uma folha de cálculo, para uma análise mais detalhada dos mesmos.

Quanto às limitações do software e, no caso do EnergyPLAN existe falta de uma ferramenta de análise de otimização. Em ilhas a limitação maioritária encontra-se na ausência de softwares que, com uma resolução horária conseguem analisar o sistema energético, que integra diversos setores de consumo, sendo capazes de aplicar o problema de otimização multi-objetiva [94]. No caso deste trabalho, não existe esse problema, devido ao facto de a análise ser exclusiva ao setor elétrico.

Outras limitações do EnergyPLAN surgem na revisão de Prina et al. [93] pois existem estudos em que apenas a simulação não é suficiente, por exemplo em estudos onde se analisa a rede elétrica, é necessária uma resolução temporal na ordem dos ms e no caso do EnergyPLAN a resolução temporal é horária, ou seja, esta ferramenta não tem em conta a robustez e a confiabilidade das restrições da rede elétrica.

O software EnergyPLAN foca-se em todo o sistema e como consequência, a precisão de unidades individuais não é capturada e o tempo de espera associado a uma determinada simulação é curta, sendo por isso requerida experiência ao utilizador em cada simulação realizada [101].

Nos capítulos seguintes e com a utilização do EnergyPLAN como ferramenta de simulação para o estudo desta dissertação dar-se-á resposta à principal pergunta de investigação:

- Qual o impacto da utilização de H₂ como vector energético para armazenar energia elétrica no sistema electroprodutor cipriota?

3 Método

3.1 Como é realizada uma simulação na plataforma EnergyPLAN

Na secção 2.5, foi dado a conhecer como é que o utilizador realiza uma simulação em EnergyPLAN em termos gerais e práticos. Aqui dar-se-á a conhecer ao leitor de forma sucinta, como é que a ferramenta executa uma simulação, numa abordagem computacional, tendo como exemplo as simulações realizadas pelo autor nesta dissertação para o estudo do sistema elétrico do Chipre.

No geral e, segundo Lund et al. [1], o procedimento de simulação pode ser dividido em quatro estágios:

1. Computação inicial;
2. Computação inicial não envolvendo o balanço elétrico;
3. Simulação
 - a. Simulação técnica do sistema energético;
 - b. Simulação mercado-económica do sistema energético;
4. Computação das consequências socioeconómicas.

Na computação inicial quando o utilizador insere dados, o EnergyPLAN realiza automaticamente cálculos de produção horária de eletricidade proveniente de fontes de energia renováveis variáveis. Por exemplo, se o utilizador inserir a capacidade de uma central solar PV e um ficheiro de distribuição horária, o programa realiza imediatamente o cálculo da produção elétrica horária. A prioridade na produção na ferramenta e, de acordo com o manual [99], dá prioridade à eletricidade produzida por fontes de energia renováveis variáveis, como a energia eólica e solar PV para suprir o consumo, tendo as centrais convencionais prioridade apenas depois das renováveis. Se o consumo ainda for superior à produção ou for necessária produção elétrica para estabilização da rede elétrica, então as centrais convencionais tornam-se prioritárias.

Na etapa 2, o EnergyPLAN realiza computações iniciais no setor do calor, indústria que não foram explorados nesta dissertação.

Na etapa 3, o utilizador pode escolher realizar a simulação técnica ou a simulação mercado-económica. Se escolhida a primeira, o EnergyPLAN procura identificar a solução que consome menos combustível e, na segunda o EnergyPLAN identifica a solução mais barata de cada unidade de produção [1], assumindo que no mercado de eletricidade todos os operadores das centrais almejam lucro económico. Nesta dissertação o autor escolheu utilizar a simulação técnica, pois segundo Lund et al. [99] esta estratégia é mais precisa para simular sistemas energéticos com elevada disseminação de fontes de energia renovável variável.

Na etapa 4, o EnergyPLAN identifica as consequências socioeconómicas do sistema energético simulado, como custos totais e emissões de CO₂.

No subcapítulo seguinte farei uma descrição do Chipre energeticamente e do estudo realizado nesta dissertação, com utilização do software EnergyPLAN. Neste estudo, simulou-se três cenários: o cenário de referência, o cenário 1 e o cenário de armazenamento para Chipre. O principal objetivo foi verificar se é possível o hidrogénio ser o principal “player” no armazenamento energético em larga-escala, no sistema elétrico cipriota.

3.2 Caso de estudo: Chipre

Chipre é uma nação ilha que se situa no mar mediterrâneo ao sul da Turquia e é a terceira maior ilha do mediterrâneo, estando localizada a 35° de latitude e 33° de longitude não estando interconectada à rede elétrica de outros países, sendo considerado um país isolado energeticamente. Como o sistema energético é isolado, a eletricidade é maioritariamente produzida por fontes de energia primária importadas de outros países nomeadamente petróleo, sendo o país dependente 98% energeticamente de terceiros [102]. Quem gere como a eletricidade é produzida é a Electricity Authority of Cyprus (EAC) [103], sendo esta a corporação pública responsável pela geração, transmissão, distribuição e fornecimento de energia elétrica no Chipre. O país tem em funcionamento três centrais elétricas convencionais com uma capacidade instalada total de 1478 MW (Dhekelia, Moni e Vasilikos) produzindo 5000 milhões de kWh todos os anos [102].

No entanto, também existe produção de eletricidade através de fontes de energia renováveis, proveniente de parques eólicos, centrais solar PV e uma menor percentagem de fontes descentralizadas de biomassa e, de acordo com os dados retirados da agência internacional para as energias renováveis (IRENA) [104] a capacidade total instalada de solar PV, eólica e biomassa em relação à capacidade total renovável instalada na ilha é 54%, 43% e 4% respetivamente.

Segundo Adun et al. [101], de entre os países da União Europeia, Chipre é um dos que tem uma menor percentagem de renováveis situando-se nos 10%, isto devido à nação ter começado a sua transição energética mais tarde em relação à maioria dos países da UE e o estatuto tecnológico não ser o mesmo em relação a estes países. O facto de o Chipre ter começado tarde a transição energética é como dito acima devido a ser considerado um país importador e dependente da energia de outras nações. O seu sistema elétrico ser maioritariamente constituído por centrais convencionais, contribui para a emissão de gases de efeito de estufa.

De acordo com Adun et al. [101], Chipre tem como objetivo a redução de gases de efeito de estufa em 42 % para 2030, sendo as emissões devido ao setor de eletricidade responsável por 47 % das mesmas em relação às emissões totais no país. É necessário reduzir a utilização das centrais convencionais, substituindo-as por centrais renováveis solar PV e eólica, já que o aumento da percentagem renovável da ilha está diretamente ligado à redução de emissões de CO₂.

Chipre tem o maior potencial solar [101] da União Europeia, sendo um país com 340 dias em que o sol brilha por ano. No verão, Chipre tem cerca de 12 h de sol diárias e no Inverno cerca de 6 h de sol diárias, tendo um potencial fotovoltaico de aproximadamente 1500-1800 kWh/kWp segundo a Figura 3.1 e apesar do seu potencial, a energia solar é utilizada atualmente, sobretudo em sistemas de aquecimento residencial.

A orografia de Chipre é particular, apresentando diferentes tipos de relevo [105] desde montanhas com diferentes altitudes, a planícies. Esta particularidade, traduz-se pelas diferentes direções em que o vento sopra, sendo o regime do mesmo impactado por três fatores: ciclones orientais, grandes diferenças de temperatura entre o oceano e a superfície terrestre e as cadeias montanhosas. Na Figura 3.2 pode-se visualizar que apesar do potencial eólico não ser tão elevado, com ventos maioritariamente entre os 3-4 m/s, existem zonas que acabam por apresentar ventos dos 4-5 m/s aos 10 m de altura [101], apresentando-se boas candidatas à instalação de turbinas eólicas.

Este potencial renovável que o Chipre proporciona refletir-se-á no seu sistema energético futuro, tal como previsto pelos especialistas que redigiram o PNEC cipriota [106] e também terá impacto no seu sistema elétrico. Atualmente, a capacidade instalada de centrais convencionais no sistema elétrico cipriota é constituída por 80 % da capacidade instalada total no país, sendo 20% constituído por fontes de energia renovável variável como turbinas eólicas e painéis solar PV [107].

De modo a reduzir a capacidade instalada das fontes de energia convencionais e atingir emissões zero em 2050, Chipre tem de reduzir a utilização e em certos casos descontinuar centrais convencionais que utilizam combustíveis fósseis como principal fonte de energia primária.

Assim, os setores que são atualmente dominados por combustíveis fósseis, serão eletrificados [108] emergindo novas tecnologias como os veículos elétricos e o hidrogénio no setor dos transportes, as bombas de calor no setor residencial [109], [110] e as caldeiras elétricas no setor industrial. Esta transição leva a um aumento de consumo elétrico nos vários setores dos sistemas energéticos de Chipre, estando mesmo previsto um aumento na geração elétrica global em 1,8% para o ano de 2050 [111]. O aumento deste consumo pode ser compensado com fontes de energia renováveis variáveis, tendo Chipre um potencial solar significativo e eólico decente.

O potencial solar e eólico cipriota pode ser consultado nas figuras 3.1 e 3.2, respetivamente:

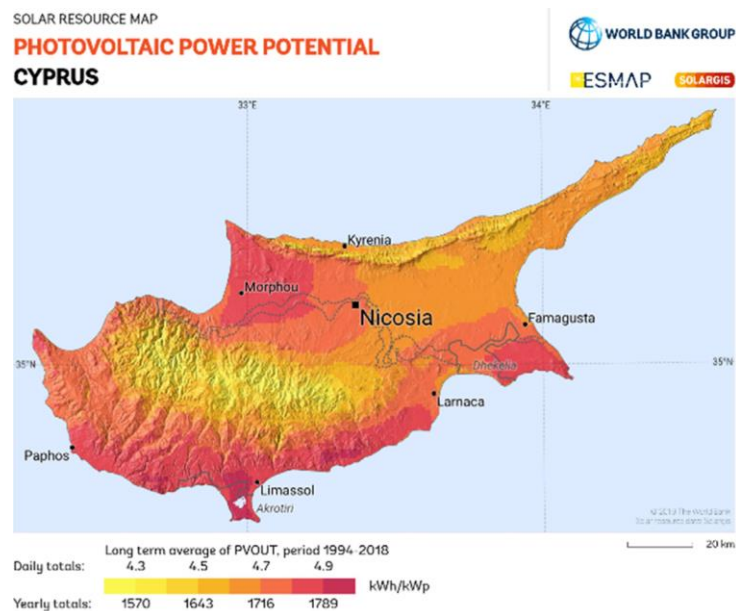


Figura 3.1 - Potencial fotovoltaico segundo Agathokleous et al. [102]

Determinou-se também o desvio-padrão em cada mês de modo a verificar o quão dispersos estão os dados de consumo obtidos relativamente aos dados de consumo real. Para o cálculo utilizou-se a seguinte equação:

$$\sigma [\%] = \frac{|E_{prod} - E_{cons}|}{\overline{E_{cons}}} \quad (4)$$

Equação 3.2 - Desvio- Padrão em percentagem

em que σ é o desvio padrão, $|E_{prod} - E_{cons}|$ é o módulo entre a energia produzida no cenário de referência e a energia consumida no mesmo cenário e $\overline{E_{cons}}$ é a média aritmética do consumo mensal.

Nas tabelas 3.1 e 3.2 é possível visualizar o erro relativo e o desvio-padrão em cada mês do ano, respetivamente:

Tabela 3.1 - Erro Relativo entre o cenário de referência e o cenário real

Meses	Erro Relativo em relação ao consumo mensal real [%]
Jan	7,4
Fev	9,6
Mar	0,7
Abr	1,2
Mai	3,9
Jun	2,4
Jul	6,6
Ago	7,6
Set	5,1
Out	2,2
Nov	0,5
Dez	6,8
Média Anual	4,5

Tabela 3.2 - Desvio Padrão em relação ao consumo mensal

Meses	Desvio Padrão (%)
Jan	4,1
Fev	0,2
Mar	0,8
Abr	0,5
Mai	4,1
Jun	3,6
Jul	0,5
Ago	1,2
Set	0,7
Out	2,8
Nov	2,9
Dez	0,7
Média Anual	1,9

Visualizando as tabelas acima verifica-se um erro relativo médio anual de 4,5 % e um desvio – padrão médio anual de 1,9% que se consideram valores próximos de zero, o que mostra que os valores de consumo do cenário de referência não diferem dos valores de consumo elétrico real e o valor médio de desvio padrão mostra que os dados de consumo obtidos no cenário de referência não estão dispersos em relação aos valores de consumo real.

Assim, considera-se a ferramenta de simulação EnergyPLAN válida para estimar sistemas elétricos futuristas para o Chipre.

De seguida, explicar-se-á o estudo no software, através dos três cenários simulados.

3.2.2 Exemplo do funcionamento da ferramenta EnergyPLAN através da explicação da execução do cenário de referência

Inicialmente, como o leitor já está familiarizado, para a simulação do sistema elétrico cipriota o utilizador tem de obter dados de entrada.

Iniciou-se, a simulação do cenário de referência pela inserção de dados de entrada no separador do consumo onde pode ser visualizado na figura seguinte:

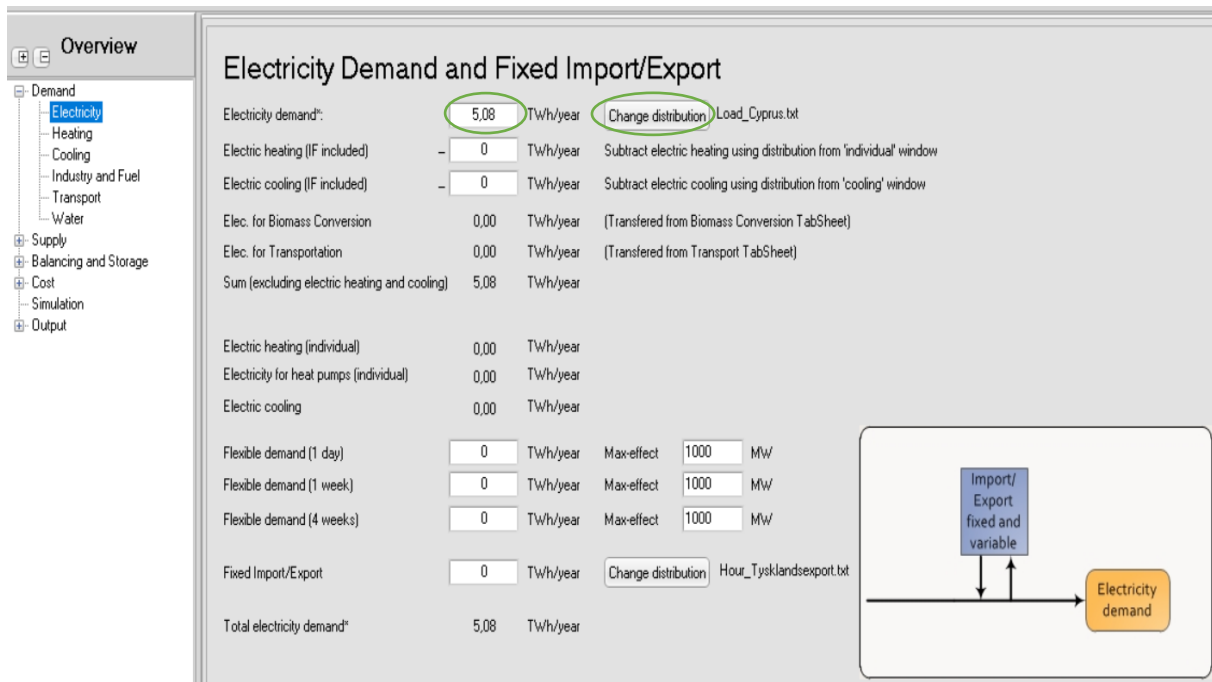


Figura 3.3 - Separador do consumo elétrico, onde o EnergyPLAN executa cálculos para o consumo horário a partir do ficheiro de distribuição horária inserido e o consumo elétrico anual (em TWh/ano). Apesar de não ter sido estudado nesta dissertação, é possível estudar o consumo flexível e o consumo fixo para importação/exportação. O valor 5,08 TWh/ano foi calculado no Excel através dos valores de produção e consumo anual retirados da TSO do Chipre [103]

Neste caso, como é possível verificar na figura acima o Chipre tem um consumo fixo de 5,08 TWh/ano e no ficheiro horário de distribuição encontra-se o consumo normalizado como explicado no subcapítulo 2.5.

O EnergyPLAN fará a multiplicação do valor de consumo elétrico anual por cada um dos 8784 valores (um em cada linha de texto) do ficheiro, sendo o resultado o consumo horário. O resultado pode ser visualizado posteriormente no resultado da simulação.

Como se está a estudar apenas o sistema elétrico, não foi inserido qualquer dado de entrada nos restantes setores (calor, indústria e transporte) no separador do consumo. No setor da produção, inseriu-se as centrais elétricas responsáveis pela produção elétrica no país, através das respetivas capacidades e eficiências elétricas. Nas figuras seguintes é possível visualizar onde se insere estes dados:

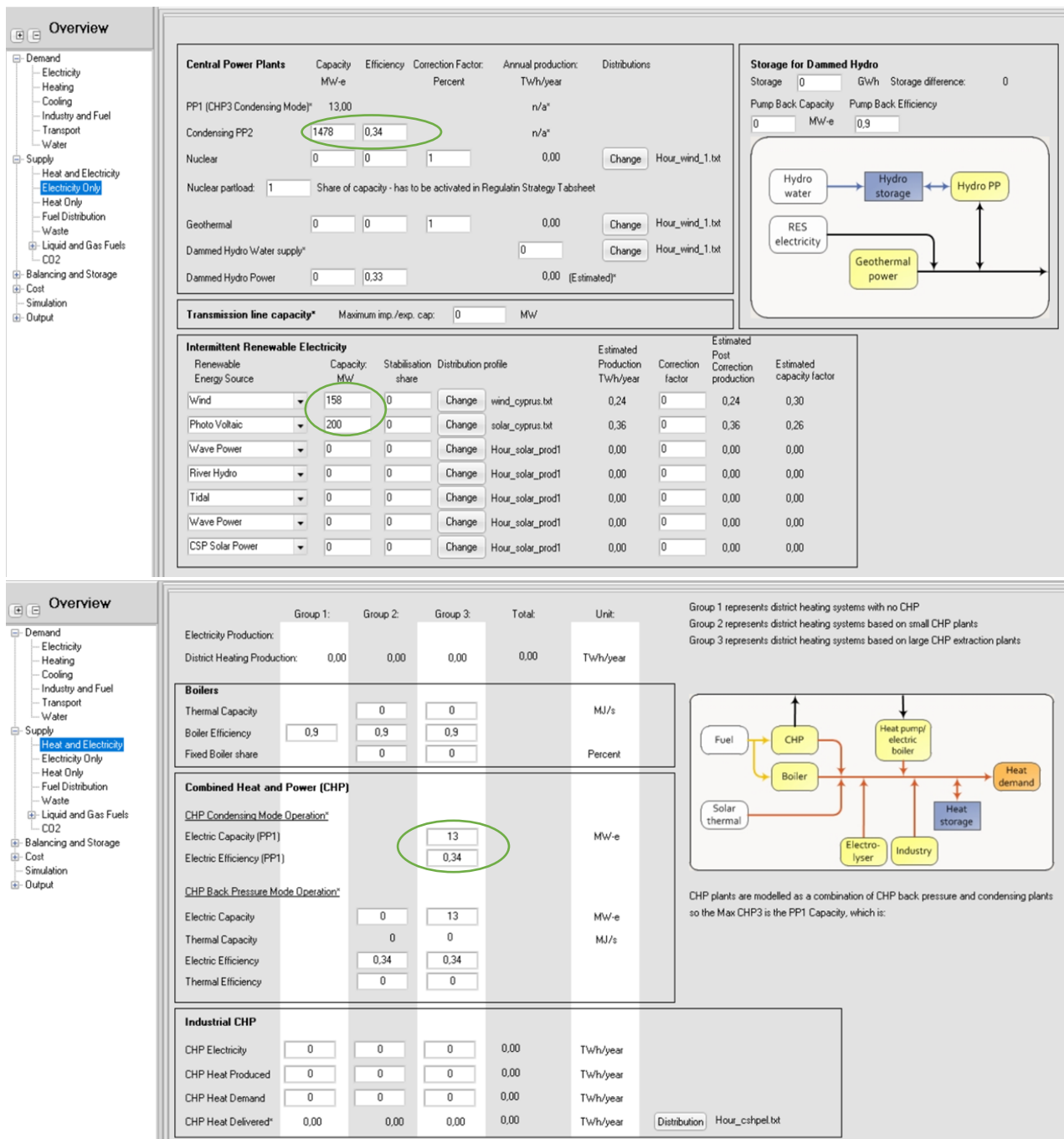


Figura 3.4 - Representação das capacidades instaladas e eficiências elétricas das tecnologias de produção em funcionamento no Chipre nos dias atuais. As tecnologias de produção em operação no Chipre são centrais a biomassa, convencionais a petróleo e variáveis renováveis (eólica e solar PV).

O sistema elétrico do Chipre atualmente tem em funcionamento centrais convencionais a petróleo, centrais descentralizadas de biomassa, turbinas eólicas e centrais solar PV. Na segunda imagem da Figura 3.4, está representada com um círculo verde os dados de entrada das centrais a biomassa, através da eficiência elétrica (0,34) e da capacidade instalada (13 MW). Estas centrais de produção combinada de calor e eletricidade são flexíveis, ou seja, funcionam em “full condensing mode”, quando a geração é apenas de eletricidade ou em “full cogeneration mode”, quando a geração é de calor e eletricidade de forma integrada. No caso desta dissertação a produção elétrica foi modelada em “full condensing mode”.

No primeiro círculo verde está a capacidade instalada de centrais convencionais a petróleo (1478 MW) e respetiva eficiência (0,34). De realçar que as centrais convencionais a petróleo em operação no Chipre são três (ver subcapítulo 3.2), no entanto para ser realizada a modelação em EnergyPLAN o autor teve de inserir a capacidade instalada no software, como se existisse apenas uma central convencional de petróleo.

Para modelar as centrais renováveis variáveis é possível definir quatro funcionalidades:

1. Capacidade instalada;
2. Percentagem de estabilização;
3. Distribuição horária;
4. Fator de correção.

O Chipre tem duas fontes de energia renováveis variáveis na ilha: turbinas eólicas e solar PV, sendo as capacidades instaladas na ilha 158 MW e 200 MW, respetivamente.

A percentagem de estabilização é a percentagem da capacidade instalada que contribui para estabilização da rede elétrica (neste caso de estudo é de 0 %, pois apenas as grandes centrais convencionais contribuem para estabilização da rede elétrica).

O ficheiro de distribuição horária inserido nesta secção tem o mesmo modo de funcionamento que o ficheiro de distribuição do consumo explicado acima.

O fator de correção, é um valor adimensional entre 0 e 1 e ajusta o ficheiro de distribuição, aumentando o fator de capacidade da respetiva tecnologia de produção. Esta funcionalidade é importante para ajustar o fator de capacidade se estivermos a modelar por exemplo fontes de energia renováveis no futuro.

Voltando às tecnologias de produção fóssil e biomassa, para haver produção de eletricidade Chipre necessita de importar o combustível primário de terceiros. Este combustível primário é especificado no separador “Fuel distribution” no software, como se pode verificar na seguinte figura:

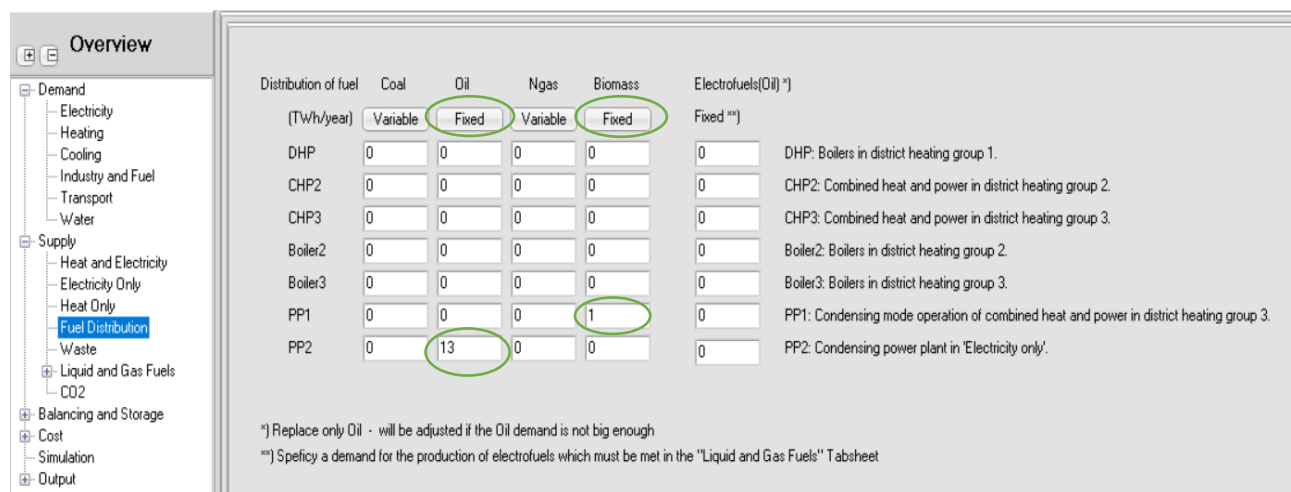


Figura 3.5 - Neste separador é possível especificar a quantidade de combustível primário anual de cada um dos combustíveis possíveis e, em que centrais elétricas e térmicas é abastecido o respetivo combustível (é possível abastecer a mesma central com diferentes combustíveis primários).

O utilizador pode escolher o tipo de abastecimento das centrais, em dois tipos de abastecimento: variável ou fixo. Se o abastecimento fixo for escolhido, então o valor inserido como dado de entrada é o valor que a central consome durante o ano, no entanto se o abastecimento variável for escolhido então o combustível é proporcionalmente distribuído com outros combustíveis variáveis.

No caso do sistema elétrico cipriota em estudo, as centrais convencionais em operação funcionam a petróleo e a biomassa, logo a quantidade mínima necessária de petróleo e biomassa necessárias para abastecimento das centrais durante todo o ano é de 13 TWh/ano e 1 TWh/ano, respetivamente, sendo escolhido o abastecimento fixo. É de realçar que se a quantidade anual de petróleo e/ou biomassa fosse inferior aos valores acima aferidos, o software simularia importação de gás para atingir os requisitos mínimos de abastecimento anual.

As centrais convencionais emitem gases de efeito de estufa para a atmosfera e o EnergyPLAN calcula a quantidade de CO₂ emitida pelas centrais se for especificado a quantidade do gás incorporado no combustível. O EnergyPLAN tem disponível o separador do CO₂, como se pode verificar na figura seguinte em que é possível inserir como dado de entrada a quantidade incorporada deste gás.

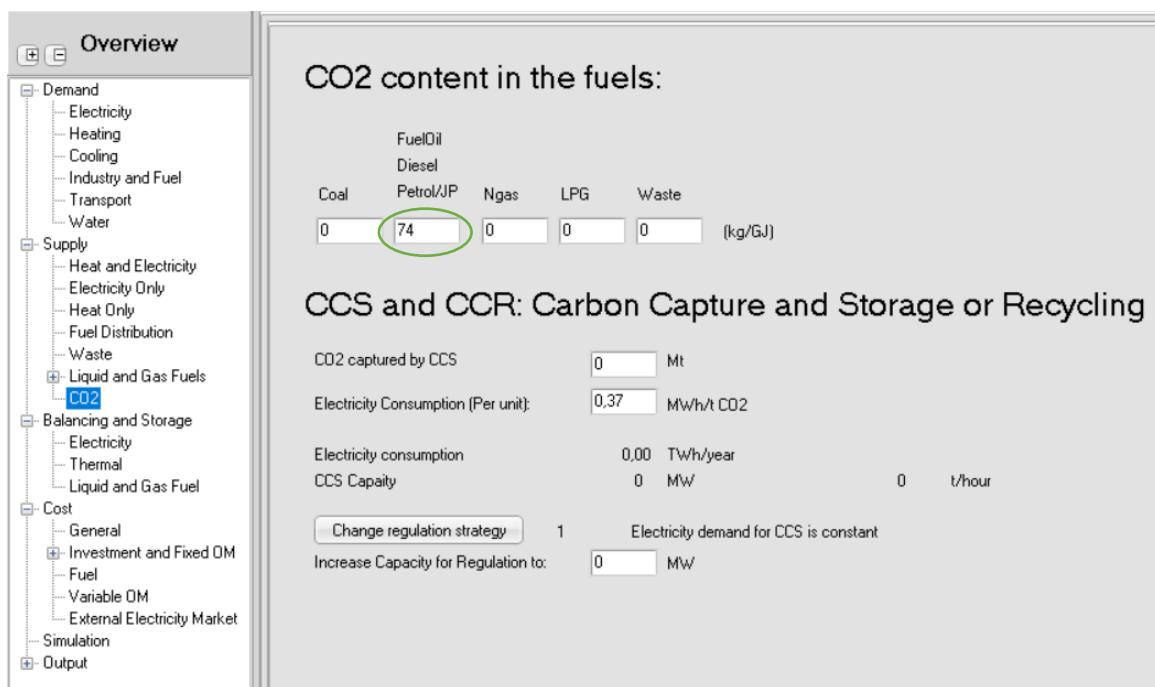


Figura 3.6 - No subseparador "CO2" foi inserido o fator de emissão do petróleo em kg/GJ. O fator de emissão é um indicador que corresponde à relação entre a quantidade de poluição gerada e a quantidade de matéria-prima queimada/transformada.

Segundo a Forest Research [112] o CO₂ incorporado no petróleo é de 74 kg/GJ, emitindo 3,422 MtonCO₂ anualmente, como se pode verificar pela visualização do resultado do cenário de referência cipriota (ver em [Anexo](#)).

Na parte económica da ferramenta é possível calcular os custos do sistema elétrico cipriota em quatro categorias de acordo com o separador da ferramenta: custos no geral, custos de investimento e operação e manutenção fixos, custos de combustível primário, custos de operação e manutenção variáveis e mercado externo de eletricidade.

No separador "General" é onde se insere o preço do CO₂, associado aos impactos negativos da emissão deste gás para a atmosfera e a taxa de atualização, para o cálculo da soma dos custos de investimento anual e fixos de operação e manutenção anual.

No separador dos custos de investimento, insere-se como dado de entrada o capital requerido para a compra de determinada tecnologia (o dado de entrada é em M€/unidade, dependendo da tecnologia), a esperança de vida dessa tecnologia e a percentagem de investimento que diz respeito aos custos de operação e manutenção fixos.

Nos custos de combustível primário, é possível inserir como dado de entrada o preço de compra do combustível primário, os custos de distribuição e refinação do combustível primário, os impostos associados, bem como impostos sobre a eletricidade para conversão de energia.

No separador de custos variáveis de operação e manutenção insere-se como o nome indica esses mesmos custos para cada tecnologia.

No separador do mercado de eletricidade externo, é definido o preço de mercado para a eletricidade dependendo do tipo do mesmo.

Nas figuras seguintes é possível visualizar os dados de entradas em alguns destes separadores acima mencionados, para o sistema elétrico cipriota atual:

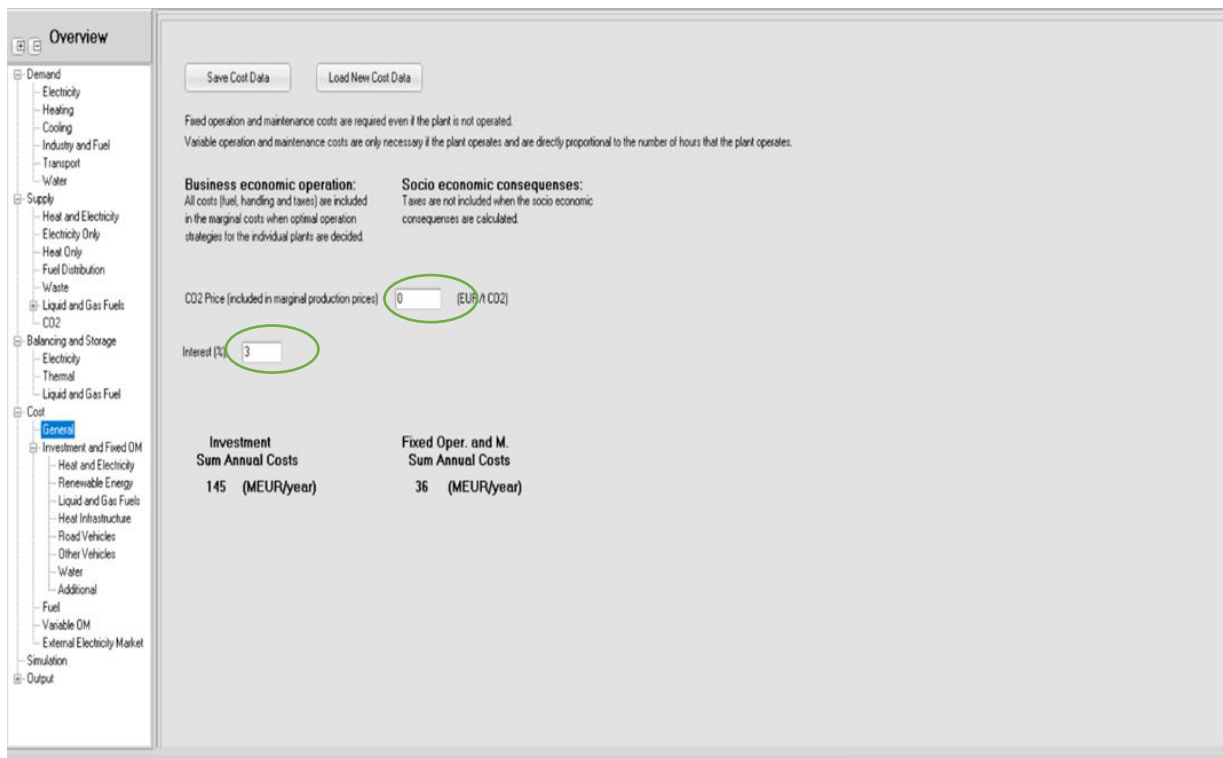


Figura 3.7 - Separador "Cost-General" onde se encontram representados o preço do CO2 [€/tCO2] e a taxa de atualização para o sistema elétrico cipriota. De acordo com Connolly [100] é assumida tipicamente uma taxa de atualização de 3% quando se simula um sistema elétrico/energético em EnergyPLAN, sendo esta a utilizada nos cenários desta dissertação.

Prod. type	Investment	Period	O. and M.		Total Inv. Costs	Annual Costs (MEUR/year)				
			Unit	MEUR pr. Unit		Years	% of Inv.	MEUR	Investment	Fixed Opr. and M.
			Small CHP units	0 MW-e		0	0	0	0	0
Large CHP units	13 MW-e	1,4	20	1,36	18	1	0			
Heat Storage CHP	0 GWh	0	0	0	0	0	0			
Waste CHP	0,00 TWh/year	0	0	0	0	0	0			
Absorp. HP (waste)	0 MW-th	0	0	0	0	0	0			
Heat Pump gr. 2	0 MW-e	0	0	0	0	0	0			
Heat Pump gr. 3	0 MW-e	0	0	0	0	0	0			
DHP Boiler group 1	0 MW-th	0	0	0	0	0	0			
Boilers gr. 2 and 3	0 MW-th	0	0	0	0	0	0			
Electr Boiler Gr 2+3	0 MW-e	0	0	0	0	0	0			
Large Power Plants	1478 MW-e	1,2	20	1,34	1774	119	24			
Nuclear	0 MW-e	0	0	0	0	0	0			
Interconnection	0 MW	0	0	0	0	0	0			
Pump	0 MW-e	0	0	0	0	0	0			
Turbine	0 MW-e	0	0	0	0	0	0			
Pump Storage	0 GWh	0	0	0	0	0	0			
Indust. CHP Electr.	0,00 TWh/year	0	0	0	0	0	0			
Indust. CHP Heat	0,00 TWh/year	0	0	0	0	0	0			

Figura 3.8 - Neste separador é possível visualizar o investimento por unidade, a esperança média de vida das centrais e os custos de operação e manutenção em percentagem (o autor explica como chegou a estes dados de dado de entrada mais à frente na dissertação, em 3.2.5) em relação às centrais convencionais (1478 MW) e centrais de biomassa (13 MW).

Prod. type	Investment	Period	O. and M.		Total Inv. Costs	Annual Costs (MEUR/year)				
			Unit	MEUR pr. Unit		Years	% of Inv.	MEUR	Investment	Fixed Opr. and M.
			Wind	158 MW-e		1,39	25	3,8	220	13
Wind offshore	0 MW-e	0	0	0	0	0	0			
Photo Voltaic	200 MW-e	0,863	20	2	173	12	3			
Wave power	0 MW-e	0	0	0	0	0	0			
Tidal Power	0 MW	0	0	0	0	0	0			
CSP Solar Power	0 MW	0	0	0	0	0	0			
River of hydro	0 MW-e	0	0	0	0	0	0			
Hydro Power	0 MW-e	0	0	0	0	0	0			
Hydro Storage	0 GWh	0	0	0	0	0	0			
Hydro Pump	0 MW-e	0	0	0	0	0	0			
Geothermal Electr.	0 MW-e	0	0	0	0	0	0			
Geothermal Heat	0 TWh/year	0	0	0	0	0	0			
Solar thermal	0 TWh/year	0	0	0	0	0	0			
Heat Storage Solar	0 GWh	0	0	0	0	0	0			
Indust. Excess Heat	0 TWh/year	0	0	0	0	0	0			

Figura 3.9 - Este separador é igual ao separador da figura anterior, no entanto relativamente às tecnologias de produção renovável em estudo (o autor explica como chegou a estes dados de dado de entrada mais à frente na dissertação, em 3.2.5). Atualmente no Chipre existem 158 MW de turbinas eólicas onshore e 200 MW de painéis solar PV.

Figura 3.10 - No separador dos custos de combustível primário e de acordo com Johnston et al. e a CDC Investment Works [113], [114] os dois valores correspondem ao preço dos combustíveis no mercado em €/GJ. Não se considerou custos de distribuição e refinaria do petróleo e biomassa, devido a não ter sido encontrado informações. Os impostos não se consideraram pelos mesmos motivos e em relação aos impostos de eletricidade para conversão de energia saem do âmbito do estudo desta dissertação.

Se se visualizar a Figura 3.8 e Figura 3.9, o utilizador ao colocar os três dado de entradas necessários faz com que o EnergyPLAN calcule o custo total de investimento e os custos anuais de forma automática. Para o cálculo destes custos a ferramenta executa as seguintes equações de acordo com o exemplo seguinte:

$$I_{solarPV} = C_{solarPV} \times P_{solarPV} \quad (5)$$

Equação 3.3 - Custo dos investimentos totais em M€/ano

em que $C_{solarPV}$ (MW) é a capacidade instalada de painéis fotovoltaicos, $P_{solarPV}$ (M€/MW) é o preço por unidade instalada.

$$A_{solarPV} = \frac{I_{solarPV} \times i}{1 - (1 + i)^{-n}} \quad (6)$$

Equação 3.4 - Custo dos investimentos anuais de cada tecnologia em M€/ano

em que $I_{solarPV}$ é o custo de investimento total, i é a taxa de atualização e n é a esperança média de vida da central.

$$A_{OM} = P_{OM} \times I_{solarPV} \quad (7)$$

Equação 3.5 - Custo dos investimentos fixos de operação e manutenção de cada tecnologia em M€/ano

em que P_{OM} são os custos anuais fixos de operação e manutenção dado em percentagem do custo de investimento.

3.2.3 Cenário 1

O objetivo deste cenário foi verificar se é possível tornar mais sustentável o sistema elétrico atual do Chipre tendo em consideração as capacidades instaladas das diferentes tecnologias de produção que estão implementadas.

O cenário 1 aborda a possibilidade de aumento das fontes de energia renováveis variáveis e diminuição das fontes de energia convencionais, nomeadamente as centrais convencionais que operam com recurso a petróleo, no sistema electroprodutor cipriota sem implementação de métodos de flexibilidade e mantendo o consumo atual do cenário anterior (consumo elétrico=5,08 TWh/ano), através da manipulação dos dados de entradas do cenário de referência no EnergyPLAN.

Tendo em conta a afirmação do parágrafo anterior e sabendo que o Chipre tem uma disponibilidade solar significativa, considerou-se as seguintes características para o sistema electroprodutor cipriota no cenário 1 em relação ao cenário de referência:

- Diminuição da capacidade das centrais convencionais em aproximadamente 46%;
- Manteve-se a capacidade instalada das turbinas eólicas (158 MW);
- Aumento da capacidade das centrais solar PV em aproximadamente 85%;
- Aumento da capacidade das centrais a biomassa em aproximadamente 54%;

O autor chegou aos valores de dados de entrada utilizados para simulação do cenário 1, através de tentativa e erro tendo em conta os alertas que a própria ferramenta gera. Uma simulação em EnergyPLAN, pode gerar seis tipos diferentes de alerta [99] e, com base nestes alertas o software faz ajustes até um resultado ser recuperado e apresentado sob a forma de página em formato PDF, podendo ser copiado diretamente para o Excel ou o resultado pode ser mostrado diretamente na plataforma [101]. Nesta dissertação, o utilizador apenas se deparou com metade dos alertas que o EnergyPLAN gera.

O primeiro alerta é o sinal *Critical excess electricity production* (CEEP), que indica que existe produção elétrica em excesso, quando todo o consumo do sistema elétrico é providenciado. A ferramenta ajusta-se pela redução da capacidade das fontes de energia renováveis até que o sinal desapareça do ecrã.

O segundo sinal é o *Grid/Stab Problem*, em que a produção elétrica não atinge a produção mínima necessária para a estabilização da rede elétrica. Como já referido nesta dissertação e segundo Lund et al. [99] o software dá às centrais convencionais e às centrais de cogeração de grande-escala o papel de estabilizar a rede elétrica e, quando a percentagem mínima de produção elétrica em cada hora for atingida e proveniente das centrais acima mencionadas então o sinal irá desaparecer.

O terceiro alerta é o *PP/Import Problem*, que aparece quando a capacidade das centrais despacháveis é insuficiente para suprir o consumo e, como consequência importa-se eletricidade. Para resolver o alerta, o utilizador tem de aumentar a capacidade das centrais despacháveis ou aumentar a capacidade da linha de transmissão [99].

Quando o primeiro e o terceiro alerta aparecem juntos, indica que existe excesso de eletricidade no sistema por parte de fontes de energia renováveis em horas que o consumo é providenciado e existem horas em que a produção renovável não é suficiente para suprimir o consumo e não existe geração convencional disponível para suprimi-lo, sendo o sistema elétrico obrigado a importar eletricidade. De modo a resolver este problema, tem de diminuir-se a capacidade das fontes de energia renováveis e aumentar a capacidade das centrais convencionais.

Após resolvidos os alertas, a simulação final do cenário I foi realizada com os valores de dado de entrada visualizados na tabela seguinte. É de realçar que os dados de entradas considerados para realização do cenário 1 são idênticos ao cenário de referência, com exceção das capacidades instaladas.

Tabela 3.3 - Capacidades instaladas das tecnologias de produção em Chipre - Cenário 1

Cenário 1			
Biomassa [MW]	Eólica [MW]	Solar PV [MW]	Centrais Convencionais [MW]
20	158	369	798

3.2.4 Cenário de armazenamento de hidrogénio

O aumento da percentagem de fontes de energia renovável variável numa determinada ilha é um desafio, devido às características transientes da produção elétrica. Para resolver estas dificuldades, é necessário inserir medidas de flexibilidade, como o armazenamento da energia elétrica sob a forma de hidrogénio.

O objetivo do cenário de armazenamento de hidrogénio realizado nesta dissertação foi verificar se é possível introduzir hidrogénio no sistema electroprodutor cipriota de modo a haver um aumento da percentagem de fontes de energia renovável variável no Chipre para valores superiores aos simulados no cenário 1 e diminuição das emissões de gases de efeito de estufa, de modo a cumprir com os objetivos nacionais descritos no plano de energia e clima do Chipre [106].

Para a simulação de um cenário que contenha armazenamento energético, é necessário colocar na ferramenta dado de entradas correspondentes ao mesmo no respetivo separador. Segundo Lund et al. e Connolly [1], [99], [100], o armazenamento elétrico descrito no EnergyPLAN replica o armazenamento hidroelétrico por bombagem, por ser considerada a forma de armazenamento mais utilizada atualmente. No entanto, o armazenamento pode ser utilizado para modelar qualquer tipo de armazenamento que tenha uma capacidade de carga e descarga (como baterias, eletrolisadores e células de combustível) e um dispositivo de armazenamento definido por uma capacidade.

A simulação de armazenamento elétrico ocorre para evitar o excesso de eletricidade produzida pelas tecnologias de produção e o software executa o armazenamento da seguinte forma [99]:

- Se existir excesso de eletricidade produzida (produção > consumo) a uma determinada hora a capacidade de armazenamento do tanque é calculada e a quantidade de eletricidade requerida pelo dispositivo de carga é identificado como o valor mínimo dos três valores seguintes:
 1. Excesso de eletricidade produzida;
 2. Capacidade de armazenamento disponível a dividir pela eficiência do dispositivo de carga;
 3. Capacidade máxima do dispositivo de carga.
- Se por outro lado o consumo > produção a uma determinada hora, o software identifica a quantidade de energia no tanque de armazenamento e a eletricidade produzida na turbina é identificada como o menor dos seguintes três valores:
 1. Eletricidade importada ou a produção de eletricidade da central elétrica;
 2. Valor do armazenamento na hora anterior multiplicado pela eficiência da turbina;
 3. Capacidade máxima da turbina.

É de realçar que os cálculos que o software realiza são repetidos até que a quantidade de conteúdo armazenado no final do ano é igual à quantidade no início do ano.

Devido às diferenças no conteúdo armazenado entre o início e o final do período de cálculo, podem surgir erros no próprio cálculo. Para corrigir esses erros, o cálculo é repetido até que o conteúdo armazenado no final seja igual ao do início.

Na figura seguinte é possível visualizar os componentes para simular armazenamento elétrico em EnergyPLAN:

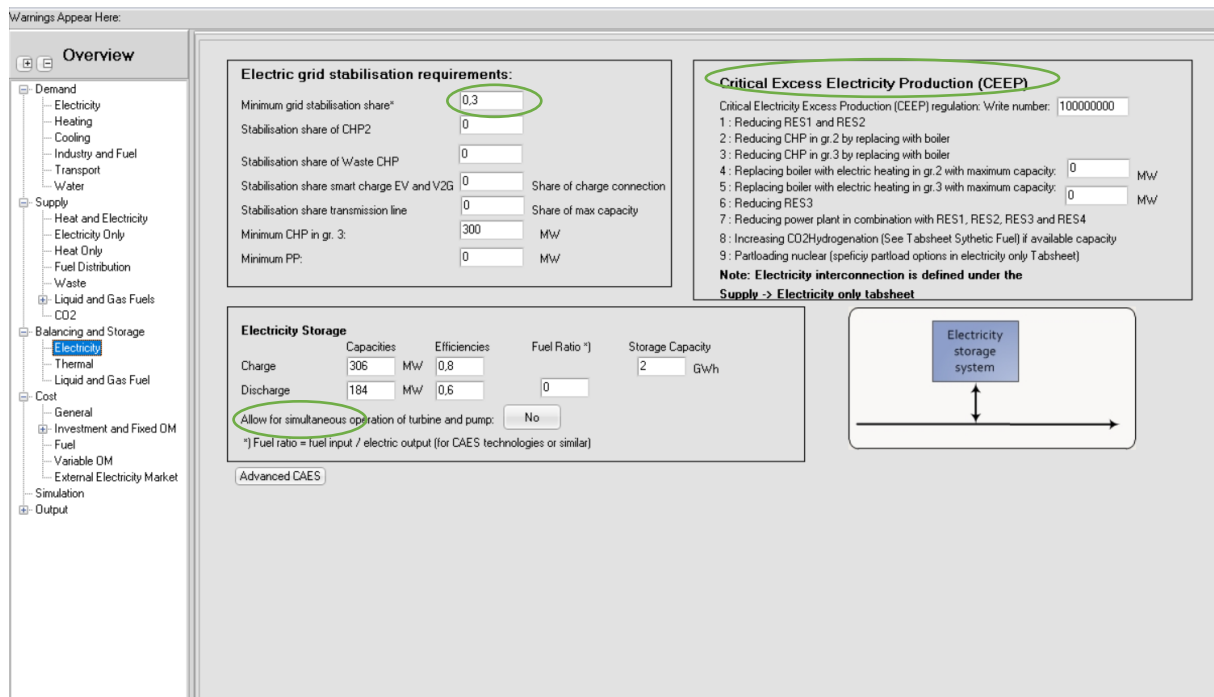


Figura 3.11 - Representação dos dados de entrada do armazenamento de hidrogénio estudado num dos cenários desta dissertação. É possível visualizar que a carga (conversão de eletricidade em energia potencial) é definida por uma capacidade e eficiência elétrica, a descarga (conversão de energia potencial em eletricidade) é definida por uma capacidade e eficiência elétrica e o dispositivo de armazenamento é definido por uma capacidade. O círculo a verde no canto superior direito representa um número de medidas para reduzir o excesso de eletricidade produzida, sendo possível para o utilizador priorizar estas medidas. Segundo Lund et al. [99] para garantir estabilização da rede os autores do software EnergyPLAN sugerem que 30% da produção elétrica total deve ser proveniente de unidades de produção convencional.

O armazenamento elétrico escolhido nesta dissertação foi utilizado para modelar um armazenamento de hidrogénio, em que a carga é definida como o eletrolisador (conversão de eletricidade em hidrogénio), a descarga é definida como a célula de combustível (conversão de hidrogénio em eletricidade) e o dispositivo de armazenamento é definido como um tanque de hidrogénio à superfície.

O autor decidiu simular 306 MW de eletrolisadores e 184 MW de células de combustível instalados e um tanque à superfície com 2 GWh de armazenamento para o hidrogénio produzido disponível.

Estes valores foram obtidos através de tentativa e erro, ou seja, aumentar a capacidade instalada dos eletrolisadores acima dos 306 MW e das células de combustível acima dos 184 MW produzem a mesma quantidade de hidrogénio, eletricidade e os custos totais aumentam significativamente. Diminuir a capacidade instalada dos eletrolisadores abaixo de 306 MW e abaixo dos 184 MW das células de combustível apesar de ser mais barato produz uma menor quantidade de hidrogénio e eletricidade.

Para além dos dados de entradas relativos ao separador do armazenamento de hidrogénio, teve-se em consideração as seguintes características para o sistema elétrico cipriota em relação ao cenário de referência:

- Considerou-se o ano de 2022 para o futuro e, uma percentagem de aumento em relação ao valor de consumo real de 2,76% (igual a 5,22 TWh/ano);
- Chipre é um país isolado e, portanto, não se encontra interconectado com países vizinhos;
- Aumentou-se a capacidade instalada de solar PV em 200%;
- Diminuição da capacidade instalada de centrais convencionais em aproximadamente 46%;
- Manteve-se a capacidade eólica instalada de 158 MW em relação aos dois cenários anteriores;
- Aumento da capacidade instalada das centrais a biomassa em 54%;

Nas tabelas seguintes é possível visualizar os dados de entradas de cariz tecnológico e económico considerados para a simulação do cenário de armazenamento. Alguns dados de entradas são iguais aos dois cenários anteriores, como os custos de importação da biomassa e do petróleo, o preço do CO₂ e a taxa de atualização considerada para o estudo.

Tabela 3.4 - Capacidades Instaladas - Dado de entradas EnergyPLAN. Os dados de entradas apresentados são o resultado da utilização de armazenamento energético na ilha, pois o autor conseguiu aumentar significativamente a capacidade instalada de solar PV.

Cenário de armazenamento			
Capacidade Instalada Biomassa [MW]	Capacidade Instalada Eólica [MW]	Capacidade instalada Solar PV [MW]	Capacidade instalada convencional [MW]
20	158	600	804

Tabela 3.5 - Eficiências no armazenamento - Dado de entradas EnergyPLAN.

Cenário de armazenamento	Eletrolisador	Célula de Combustível
Eficiência Elétrica [%]	80	60

Tabela 3.6 – Custos das tecnologias de produção e armazenamento. Dado de entradas EnergyPLAN (ler subcapítulo seguinte para verificar como se chegou aos valores da tabela). Nota: Assumiu-se uma percentagem de operação e manutenção para as tecnologias de armazenamento de 3% pois não se encontrou qualquer custo de operação e manutenção na literatura

	M€/MW	Investimento de O&M [%]	Anos
Centrais Convencionais	1,7	1,34	20
Eólica	0,5	3,8	25
PV	0,5	2	20
Biomassa	1,4	1,36	20
Eletrolisador	0,77	3	20
Célula de Combustível	2,47	3	10
Armazenamento à superfície	6	3	30

Após os dados de entradas do armazenamento elétrico, juntamente com os dados de entradas acima mencionados realizou-se a simulação do cenário de armazenamento da dissertação em estudo (ver em [Anexo](#)).

3.2.5 Como se determinaram os dados de entradas dos cenários em estudo?

Para determinar os dados de entradas económicos dos cenários de referência, cenário 1 e do cenário de armazenamento introduzidos no software foram utilizados os valores de custos de investimento e fixos de operação e manutenção seguintes:

Tabela 3.7 – Custos das tecnologias de produção relativos aos cenários de referência e 1 utilizados para o cálculo dos dados de entradas [106]. No cenário de armazenamento os custos utilizados para o cálculo dos dados de entradas das tecnologias de produção foram assumidos devido ao facto de no futuro seja esperado que os custos das tecnologias renováveis diminuam e aumentem os custos das tecnologias poluentes. Os custos utilizados para o cálculo dos dados de entradas das tecnologias de armazenamento do cenário de armazenamento são encontradas nos seguintes artigos [115]–[118].

Cenários	Referência e 1		Armazenamento	
	Custos de Investimento	Custos de O&M	Custos de Investimento	Custos de O&M
Centrais Convencionais	1200	16,1	1700	22
Eólica	1394	53	500	25
PV	863	17,3	500	5
Biomassa	1400	19	1400	19
Eletrolisador Alcalino	-	-	773	23
Célula de Combustível	-	-	2472	74

A partir destes valores juntamente com cálculos simples foi possível determinar os dados de entradas de investimento das tecnologias de produção e armazenamento.

Do mesmo modo, os dados de entradas do investimento económico do tanque de armazenamento foram realizados com base nos seguintes custos de investimento e de operação e manutenção:

Tabela 3.8 - Custos utilizados para o cálculo do dado de entrada do tanque de armazenamento no cenário de armazenamento [115] e [116]

Cenário de armazenamento	Tanque à superfície
Custos de Investimento [€/kWh]	6
Custos de O&M [€/kWh]	0,18

Quanto ao tipo de tecnologia de armazenamento a implementar na ilha, segundo a International Energy Agency [116] os eletrolisadores alcalinos, são um dos eletrolisadores mais estudados e uma das tecnologias mais maduras, sendo uma das opções. Apesar do eletrolisador de membrana polímera (PEM) também ser uma tecnologia madura [116] é economicamente mais caro que o alcalino e tem uma esperança de vida menor [117].

Para a célula de combustível, as células de combustível de óxido de sólido são das mais utilizadas porque são as mais maduras no mercado e é uma tecnologia que começou a estar disponível para aplicações em larga-escala [118], o que torna também esta tecnologia uma das melhores opções.

3.2.6 Análise Financeira

Realizou-se uma análise financeira simples, pelo cálculo do custo de produção (LCOE e LCOH) de cada uma das tecnologias de produção em cada um dos três cenários estudados.

O LCOE é um indicador competitivo segundo a agência internacional de energia (IEA) [119] e considera para cada tecnologia de produção, o custo de investimento anuais e os custos de operação e manutenção fixos. Este indicador energético é uma estimativa do custo da produção de energia e é dado em euro por unidade de energia produzida.

No estudo desta dissertação, para determinar o LCOE de cada cenário utilizou-se os custos fixos já calculados (ver subcapítulo 3.2.2) e a eletricidade produzida de cada central em operação na ilha durante o ano. Através da seguinte equação calculou-se o LCOE para cada central em operação na ilha:

$$LCOE \left[\frac{\text{€}}{\text{kWh}} \right] = \frac{(A_{\text{investimento}} + A_{OM})}{E_{\text{anual}}} \quad (8)$$

Equação 3.6 - LCOE (Levelized cost of electricity)

em que $A_{\text{investimento}}$ [€/ano] é o custo de investimento anual de uma determinada central (ver equação (6)), A_{OM} [€/ano] é o custo anual de operação e manutenção de cada central (ver equação (7)) e E_{anual} [kWh/ano] (ver Tabela 4.3) é a energia elétrica produzida por cada central ao longo do ano.

O LCOH é o indicador que define o custo de produção de hidrogénio verde, através de custos de investimento anuais e dos custos de operação e manutenção de toda a infraestrutura de produção. O cálculo do LCOH é semelhante ao cálculo do LCOE (ver equação (8)), no entanto o denominador é a produção anual de hidrogénio através dos eletrolisadores implementados na ilha. A produção anual de hidrogénio é calculada a partir da eletricidade em excesso (calculada pela ferramenta e dada nos resultados), ou seja, quando a produção é superior ao consumo.

4 Resultados

4.1 Cenário de Referência

Após ter disponíveis todos os dados de entradas necessários para a determinação do cenário de referência, realizou-se a sua simulação no EnergyPLAN.

De acordo com os resultados da simulação do cenário de referência (ver em Anexo), a produção e o consumo do setor elétrico foram 5,07997 TWh/ano e 5,08002 TWh/ano, respetivamente.

Neste cenário, a simulação da produção e do consumo de eletricidade total determinou um excesso de consumo de 47 MWh/ano, que não é relevante para o tamanho do sistema que se está a simular e, portanto, encontra-se dentro das expectativas.

No caso do cenário de referência simulado, ao realizar-se o balanço horário durante o ano verificou-se que quando este não é zero, o excesso de produção ou consumo elétrico horário é de +1 MW ou -1 MW e, segundo Connolly [100] o EnergyPLAN tem uma tolerância de ± 1 MW em que a casa decimal pode ser maior ou menor 0,5.

Assim considera-se que no cenário de referência deste estudo a produção elétrica total é igual ao consumo elétrico total (produção = consumo = 5,08 TWh/ano).

Os resultados dos resultados simulados do cenário de referência e dos valores reais do sistema elétrico atual do Chipre considerados como dado de entrada para a simulação do mesmo estão identificados nas seguintes tabelas:

Tabela 4.1 - Valores reais e simulados da produção elétrica anual proveniente das tecnologias de produção implementadas em Chipre

	Eólica [GWh]	Solar PV [GWh]	Biomassa [GWh]	Centrais Convencionais [GWh]
Real	245	383	114	4343
Simulado	235	364	114	4367

Como é possível verificar na tabela anterior e no gráfico da potência horária média mensal da produção e do consumo na figura seguinte, a produção convencional produz a maior parte da eletricidade do sistema elétrico cipriota.

A percentagem de eletricidade produzida por fontes de energia renováveis e as emissões de CO₂ anuais são 11,8 % e 3,422 MtonCO₂, respetivamente, ou seja, valores longe das metas de descarbonização do Chipre [106] e insuficientes para a redução das emissões de gases de efeito de estufa por parte da ilha.

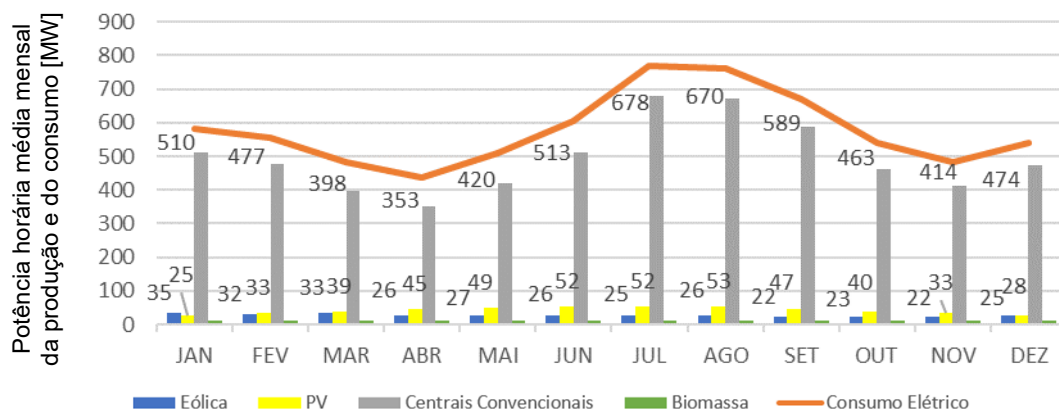


Figura 4.1 – Produção horária média mensal das diferentes tecnologias de produção e consumo horário em Chipre - Cenário de Referência. As centrais convencionais a petróleo são as principais fontes de produção elétrica em Chipre

De acordo com o gráfico, existe uma maior quantidade de eletricidade produzida e consumida no verão em relação às outras estações do ano. A eletricidade produzida por fontes de energia solar PV é a que mais produz durante o ano das fontes de energia renováveis instaladas na ilha, porque Chipre tem uma maior disponibilidade solar.

Consegue-se também aferir que ao longo do ano o consumo tem uma variabilidade significativa, sendo possível verificar de forma mais pormenorizada no gráfico seguinte de extremos e quartis.

Nos meses de verão, é onde a variabilidade é mais significativa e os meses de abril e novembro são os meses onde a variabilidade é menos significativa.

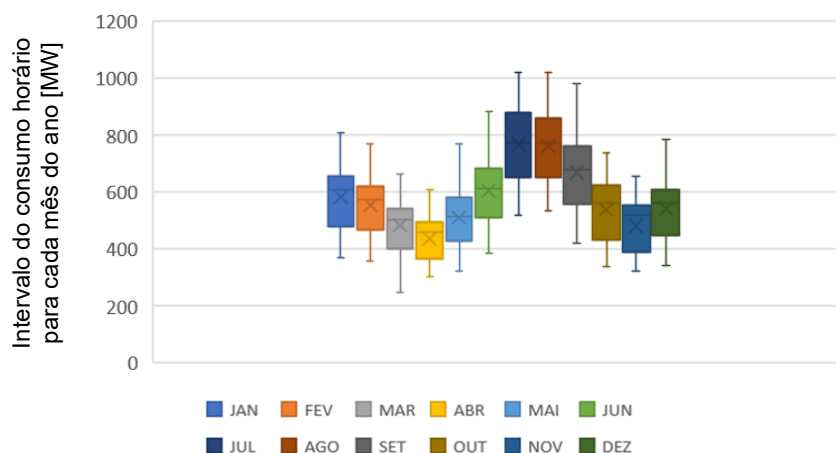
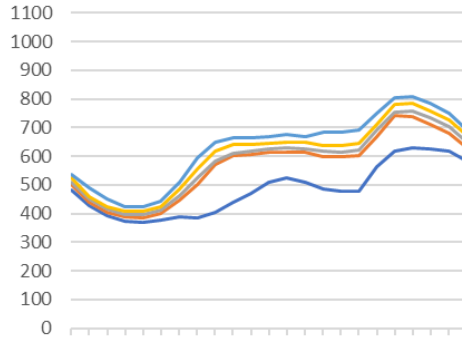


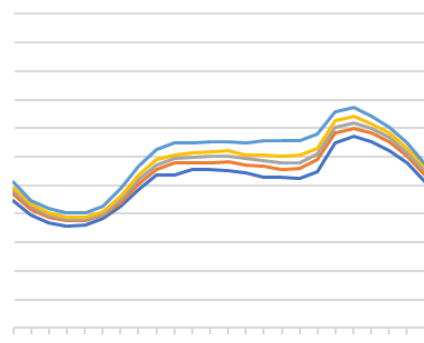
Figura 4.2 – O gráfico de extremos e quartis representa a variabilidade do consumo elétrico do setor electroprodutor do Chipre em cada mês – Cenário de referência

De modo a ter-se uma noção mais pormenorizada do comportamento do consumo elétrico bruto ao longo de um dia típico, representou-se o consumo horário médio, mínimo e máximo de cada hora do dia através 12 gráficos que caracterizam os doze meses do ano.

Consumo médio horário, mínimo, máximo e respetivos quartis [MW]

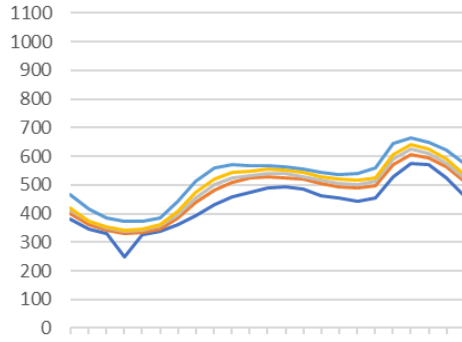


janeiro

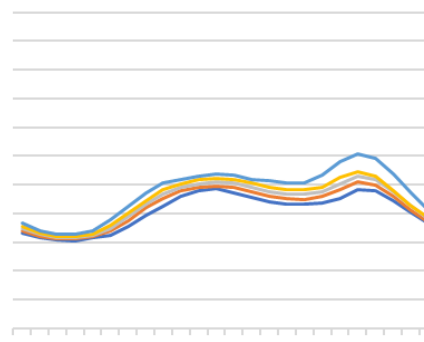


fevereiro

Consumo médio horário, mínimo, máximo e respetivos quartis [MW]

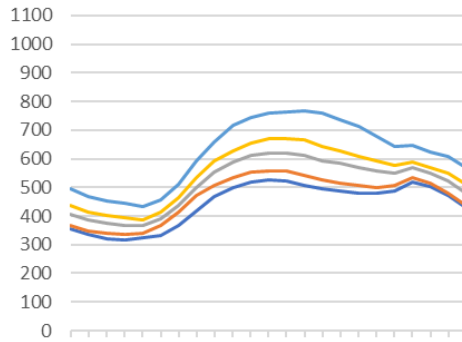


março

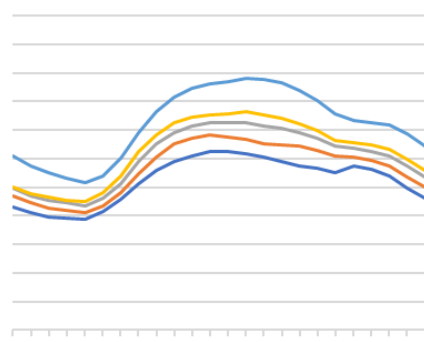


abril

Consumo médio horário, mínimo, máximo e respetivos quartis [MW]

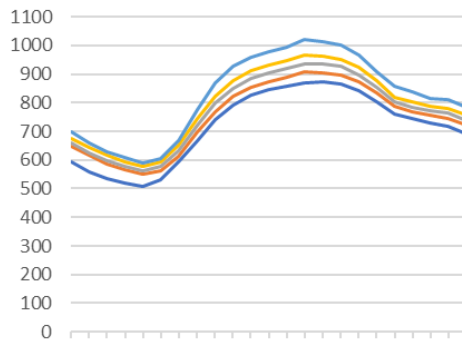


maio

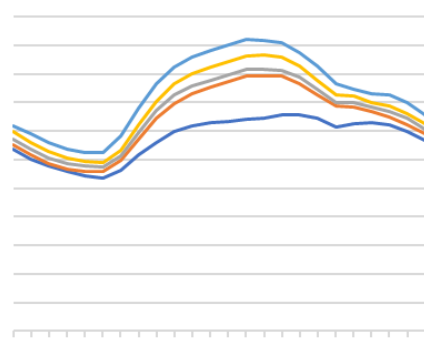


junho

Consumo médio horário, mínimo, máximo e respetivos quartis [MW]



julho



agosto

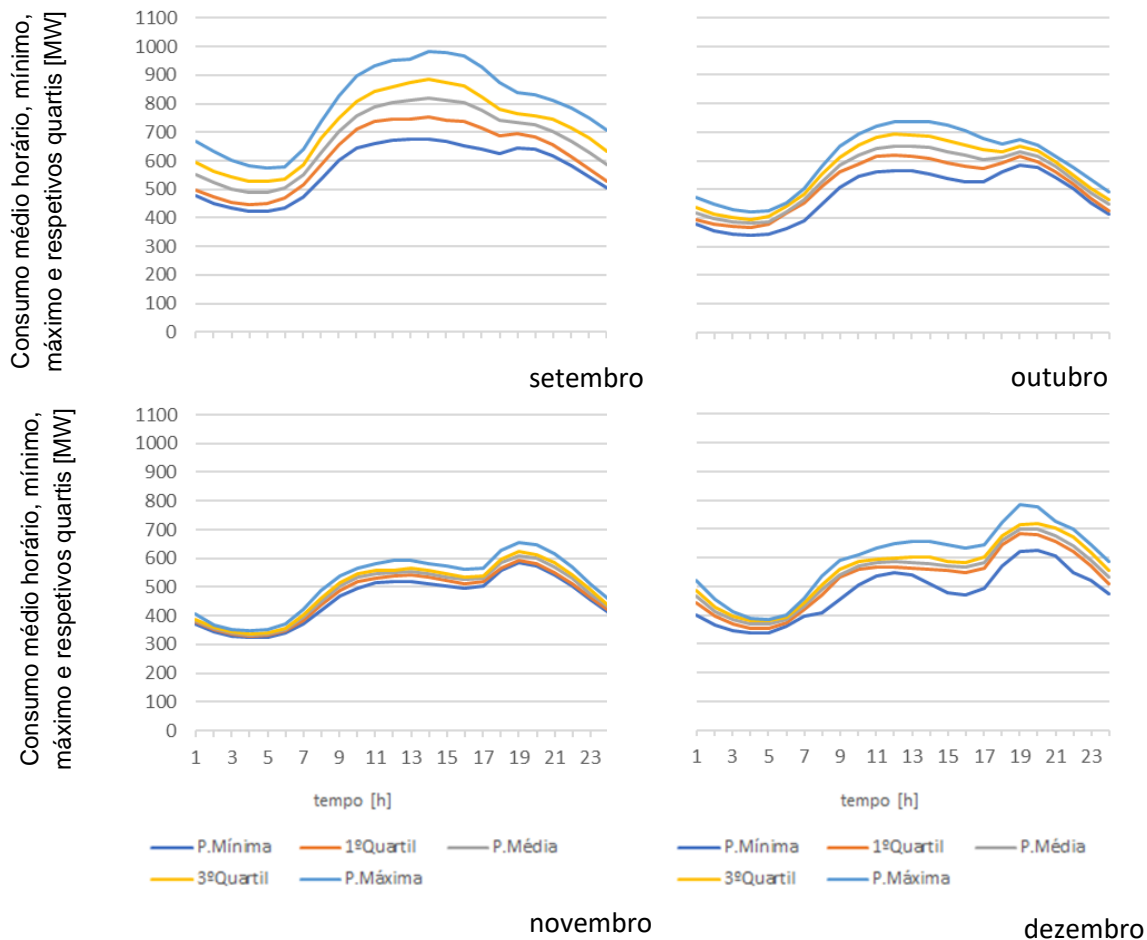


Figura 4.3 – Consumo elétrico bruto médio horário mínimo, máximo e respetivos quartis do sistema electroprodutor cipriota referente ao cenário de referência.

Os gráficos representam o consumo elétrico bruto dos diferentes meses ao longo do ano para o cenário de referência. O consumo elétrico bruto é definido como toda a eletricidade que é utilizada num determinado país e inclui todas as perdas antes da mesma estar disponível ao consumidor final. As perdas incluem: perdas na geração, linhas de transmissão e distribuição e alguma eletricidade produzida utilizada pelas próprias centrais elétricas onsite em iluminação e outro equipamento elétrico.

Pela visualização dos gráficos acima pode-se dividir a análise em duas partes: maio a outubro e de novembro a abril. Na primeira parte (maio a outubro) a curva do consumo bruto segue um padrão semelhante à produção solar PV, em que o consumo atinge os menores valores de madrugada, aumentando os seus valores e atingindo o pico durante o dia quando as pessoas seguem o seu quotidiano normal e diminuindo ao final da tarde. A partir daqui dá-se um ligeiro aumento dos valores em maio, junho, agosto, setembro e outubro e uma diminuição progressiva até ao final da noite no mês de julho.

Na segunda parte (novembro a abril) o consumo bruto atinge os menores valores durante a madrugada e aumenta o mesmo durante o dia. Ao longo da tarde o consumo tem um perfil mais consistente e estável, contribuindo para o melhoramento da estabilização da rede elétrica e ao final da tarde dá-se um aumento dos valores do mesmo. Ao final da noite o consumo volta a diminuir.

De modo a calcular a quantidade efetiva de eletricidade que é consumida em Chipre, determinou-se o consumo elétrico líquido do país. O consumo elétrico líquido é definido como a

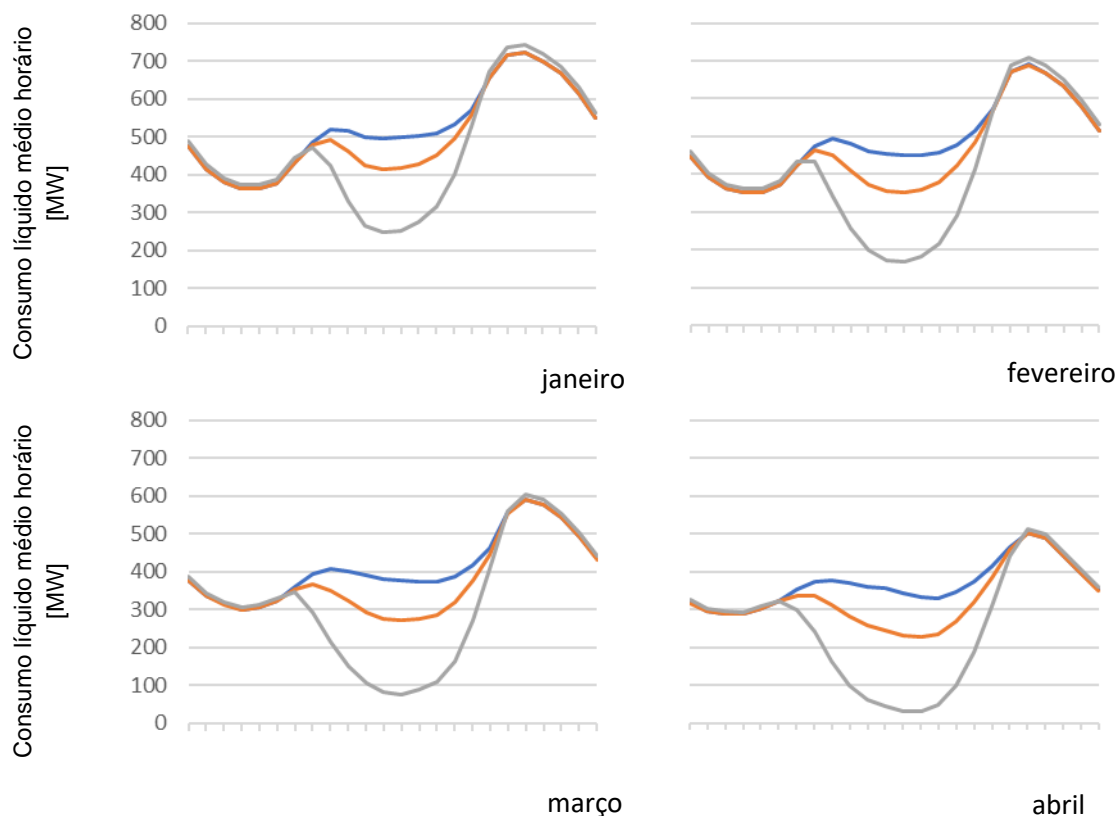
diferença entre o consumo elétrico bruto e a geração elétrica distribuída [120] – [124] (solar PV, eólica e biomassa no caso de Chipre) e é calculado subtraindo a geração distribuída ao consumo elétrico bruto. Permite avaliar o impacto que a energia elétrica produzida a partir de fontes de energia solar PV e biomassa têm no sistema elétrico e é o consumo ao qual a geração despachável (neste estudo as centrais convencionais a petróleo) terão de responder.

O perfil de consumo elétrico líquido é também conhecido como *duck curve* e é o nome dado e divulgado pela primeira vez pelo sistema operador independente da Califórnia em 2013 devido ao gráfico do consumo ser semelhante a um pato. Tradicionalmente, a curva assemelha-se à silhueta de um pato, com um mergulho profundo a meio do dia e uma subida íngreme ao final da tarde.

A energia solar PV gera eletricidade durante o dia, quando o recurso primário está disponível, levando a um aumento no fornecimento de energia durante esse período. No entanto, este aumento na produção não está alinhado com o pico do consumo, que ocorre tipicamente ao final da tarde e início da noite quando as pessoas regressam a casa.

Como resultado, há uma queda significativa do consumo ao meio-dia, quando a energia elétrica proveniente de solar PV é abundante, seguido de um aumento acentuado do mesmo quando as pessoas chegam a casa ao final da tarde e utilizam a eletricidade para cozinhar, aquecimento/arrefecimento e iluminação.

De seguida, estão representados os gráficos do consumo elétrico líquido para os doze meses do ano, para os três cenários estudados.



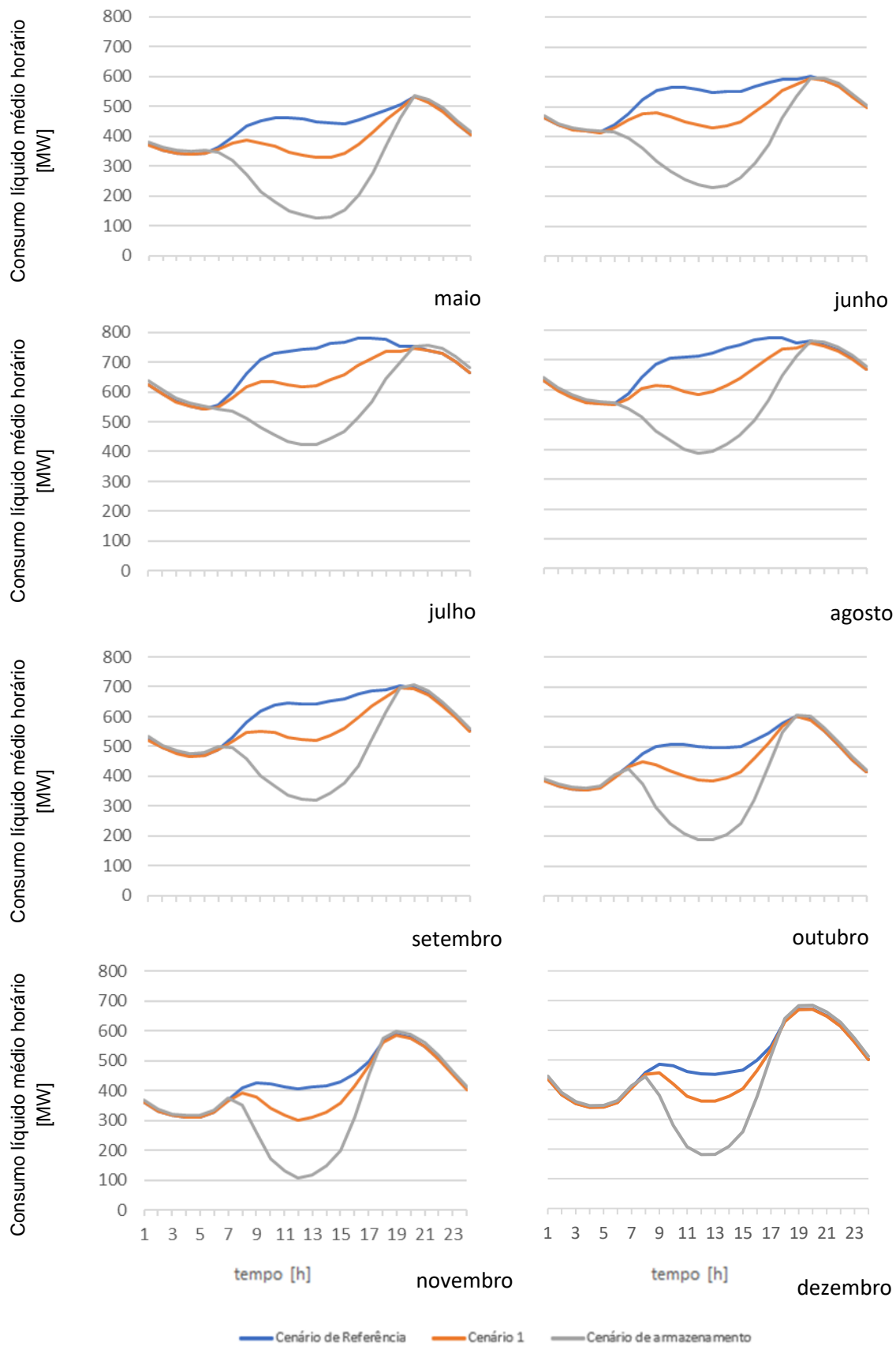


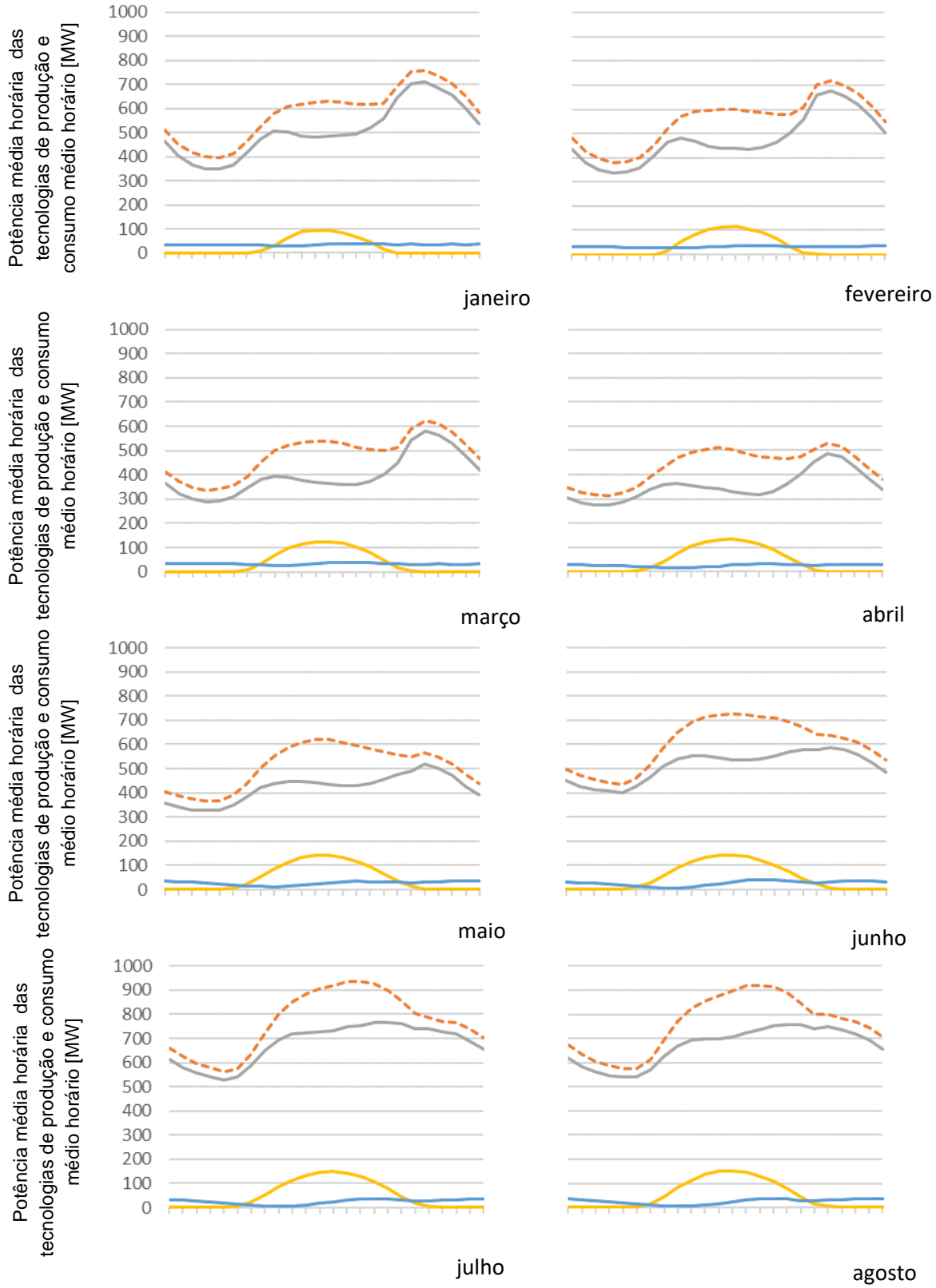
Figura 4.4 - Representação do consumo elétrico líquido médio mensal do Chipre em que é possível visualizar a proeminência que as fontes de energia renováveis variáveis têm no sistema elétrico cipriota. A “barriga” do pato mergulha a meio do dia nomeadamente no cenário 1 e no cenário de armazenamento, devido à quantidade instalada de fontes solar PV (ver

subcapítulos referentes aos cenários 1 e cenário de armazenamento 4.2 e 4.3, respectivamente). No cenário de referência o mergulho da parte da manhã não é tão acentuado nos meses de outubro a abril devido à menor capacidade instalada das fontes de energia renováveis variáveis em relação aos restantes cenários. De maio a setembro no cenário de referência, o consumo líquido não apresenta o mergulho característico na "barriga" do pato, devido a nesta altura do ano o consumo ser nomeadamente suprido pela produção convencional. Abril é o mês onde se verifica um maior excesso de produção elétrica renovável em relação ao consumo.

É possível referir pela análise anterior dos gráficos que, à medida que se instala mais quantidade de fontes de energia renováveis variáveis no sistema elétrico (nomeadamente solar PV) a barriga do pato vai mergulhando mais profundamente, criando um problema potencial de geração elétrica em excesso durante este período, levando aos operadores de sistema a desperdiçar a eletricidade em excesso, através do processo chamado "curtailment".

De modo que o processo de "curtailment" não ocorra, é necessário implementar as medidas de flexibilidade mencionadas em 2.1. Nesta dissertação estudou-se o hidrogénio na forma de armazenamento elétrico como forma de implementação de flexibilidade do sistema elétrico (ver subcapítulo 4.3).

Para se corroborar e correlacionar a produção elétrica de cada tecnologia de produção e o consumo elétrico bruto e perceber o comportamento do mesmo ao longo do ano, analisou-se a produção elétrica horária. Nos gráficos seguintes, é possível visualizar os doze gráficos representando o comportamento de cada tecnologia de produção ao longo do ano.



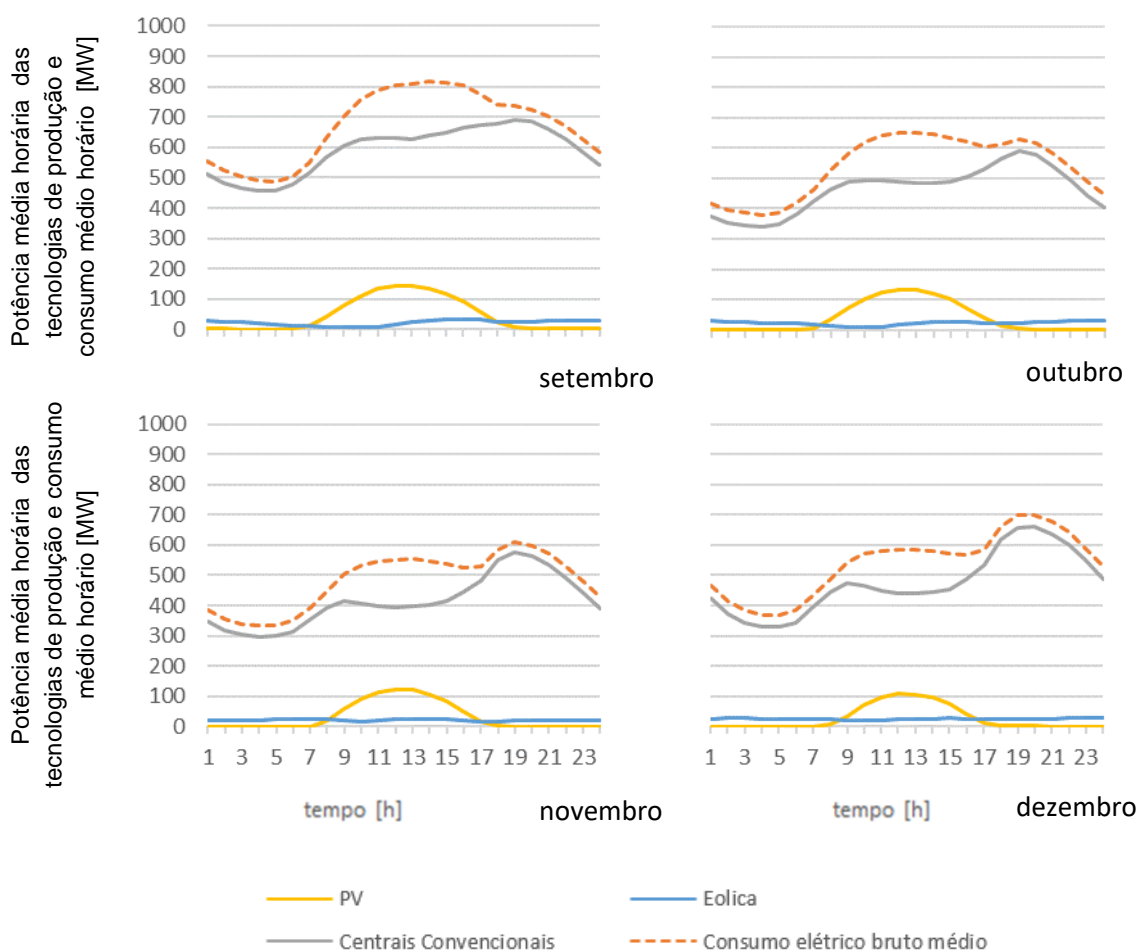
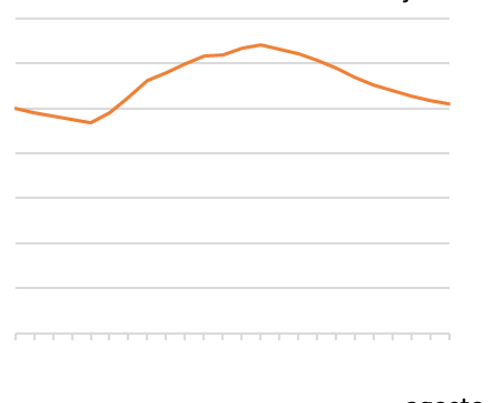
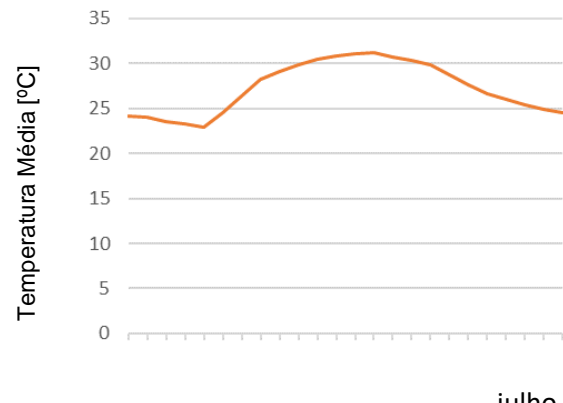
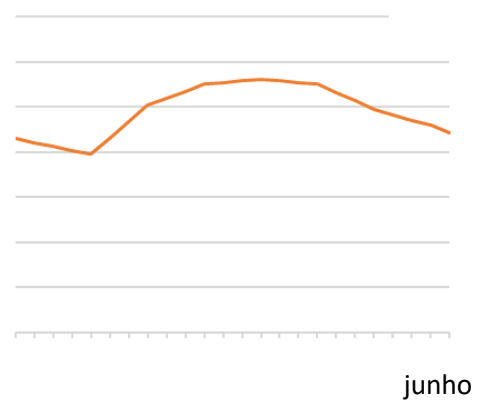
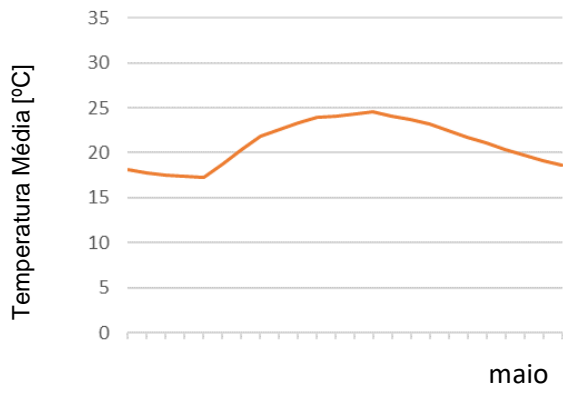
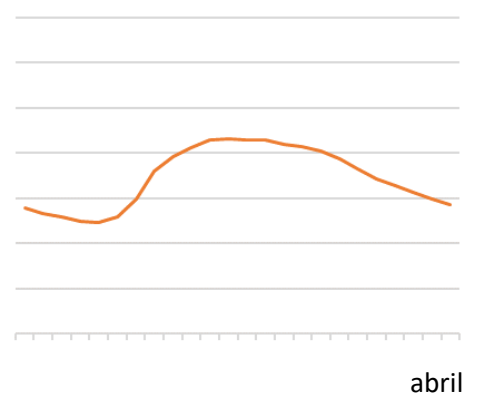
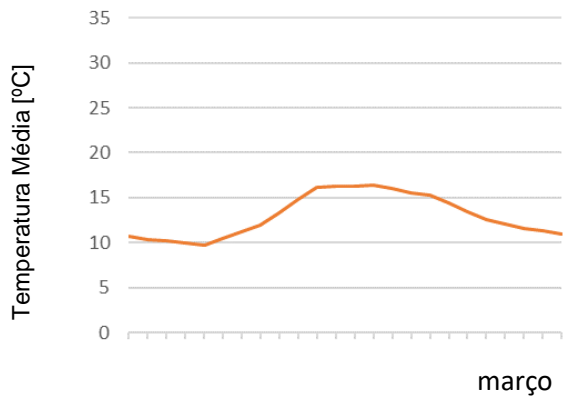
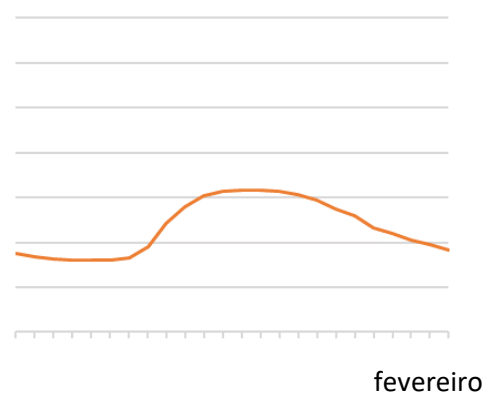
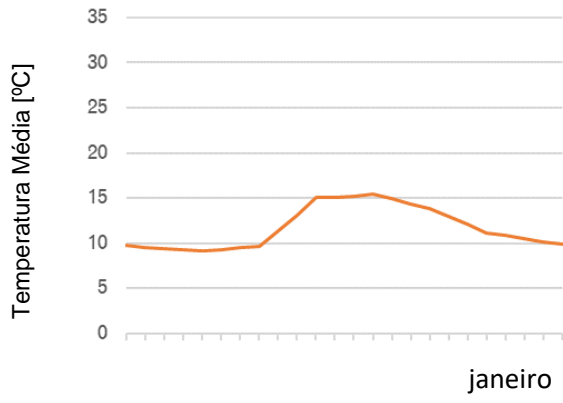


Figura 4.5 - Comportamento das tecnologias de produção no Chipre para o cenário de referência. A produção média da biomassa não está representada, devido à produção elétrica por parte desta tecnologia ser muito inferior às restantes (=13 MW), estando sempre a produzir à potência nominal.

De acordo com os resultados na Figura 4.5 as fontes convencionais providenciam a maior quantidade de eletricidade ao sistema elétrico do Chipre com as fontes de energia renovável a representarem uma maior quantidade nos meses de primavera e verão.

Nos meses de verão (junho-setembro), a produção elétrica aumenta significativamente e, as possíveis explicações para este aumento, para a produção no verão ser superior ao resto do ano são as temperaturas elevadas que se fazem sentir em Chipre. O aumento das temperaturas tem como consequência, a afluência de pessoas para turismo, o que sugere a operação dos ar-condicionado para climatização durante o dia.

De modo a comprovar que as temperaturas médias em Chipre são elevadas no verão, consultou-se a documentação histórica do estado do tempo no site do EnergyPlus [125] que contém dados de temperatura publicados pela International Weather for Energy Calculations (IWEC). As temperaturas durante o ano podem ser visualizadas nos seguintes gráficos:



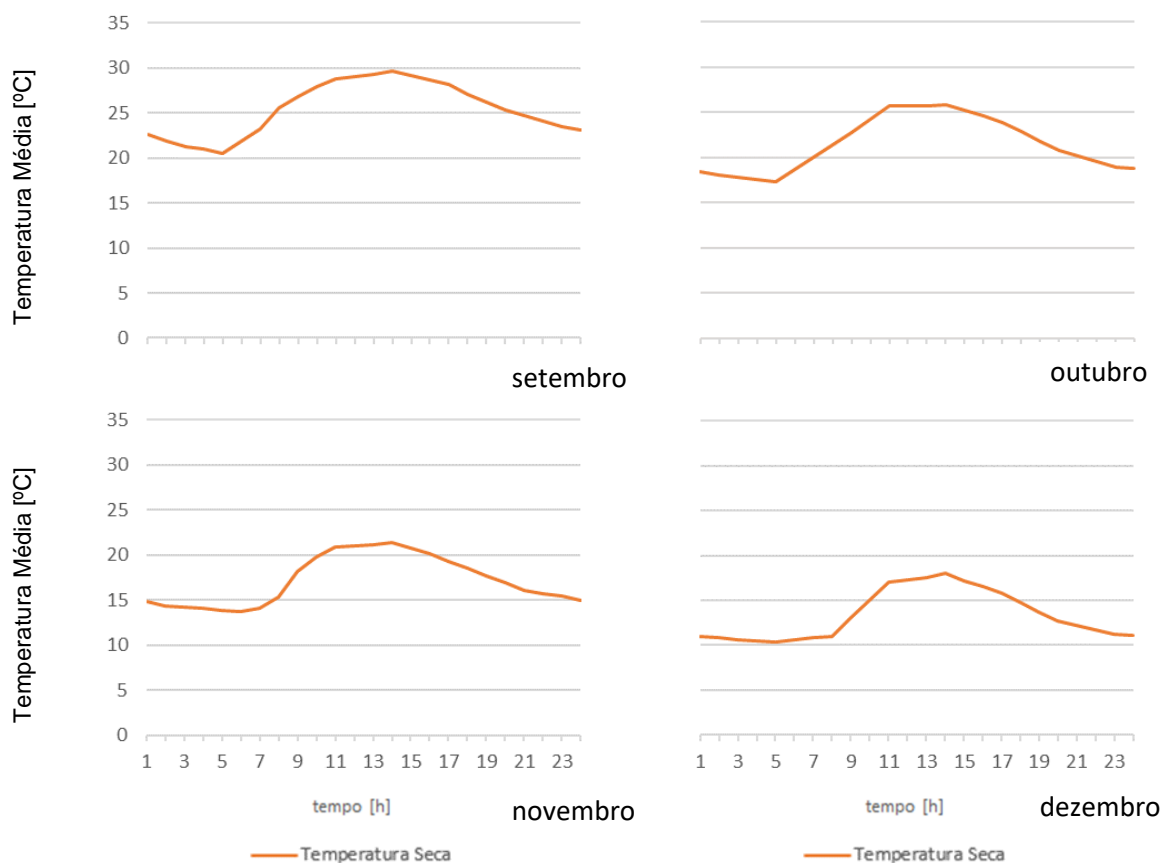


Figura 4.6 - Os gráficos representam a temperatura seca durante o ano. Como se pode verificar pela visualização dos gráficos, as temperaturas no verão em Chipre são superiores em relação às temperaturas nos restantes meses do ano.

De acordo com a Figura 4.6, Chipre é um país onde ao longo do ano o ar é seco e ocorrem temperaturas normais para um país mediterrâneo.

No próximo subcapítulo, apresentar-se-á os resultados do cenário 1 e verificar-se-á se é possível aumentar as fontes de energia renováveis no sistema electroprodutor e diminuir as fontes poluidoras de eletricidade.

4.2 Cenário 1

Para o cenário 1, o objetivo é verificar se é possível aumentar a capacidade instalada das fontes de energia renováveis variáveis e diminuir a capacidade instalada das fontes de energia convencionais que estão atualmente implementadas na ilha.

Realizou-se a simulação em EnergyPLAN e de acordo com os resultados, obteve-se melhorias em termos da penetração de renováveis. Na tabela seguinte apresenta-se a produção anual em GWh de cada tecnologia de produção.

Tabela 4.2 - Comparação da produção elétrica do cenário 1 com a produção elétrica do cenário de referência. Como se pode visualizar existe um aumento de 307 GWh/ano na produção elétrica proveniente de painéis solar PV e um aumento de 62 GWh/ano proveniente de biomassa. Em contrapartida, existe uma diminuição de 369 GWh/ano de eletricidade proveniente de fontes de energia convencionais.

Produção renovável e convencional das tecnologias de produção implementadas em Chipre [GWh/ano]				
	Eólica	PV	Biomassa	Centrais Convencionais
Cenário de referência	235	364	114	4367
Cenário 1	235	671	176	3998

De acordo com os resultados apresentados pelos resultados (ver em Anexo) a percentagem de eletricidade produzida a partir de fontes de energia renovável variável aumentou para os 18 % (aumento de 53% em relação ao cenário de referência), as emissões anuais de CO₂ diminuiram para os 3,133 MtonCO₂ (diminuição de 9,2 % em relação ao cenário de referência) e a produção anual de eletricidade por fontes de energia convencionais diminuiu 8% em relação ao cenário de referência.

Nas figuras seguintes, é possível visualizar a produção mensal durante o ano de cada tecnologia de produção instalada na ilha e o consumo elétrico e a produção horária média mensal de cada tecnologia de geração, respetivamente:

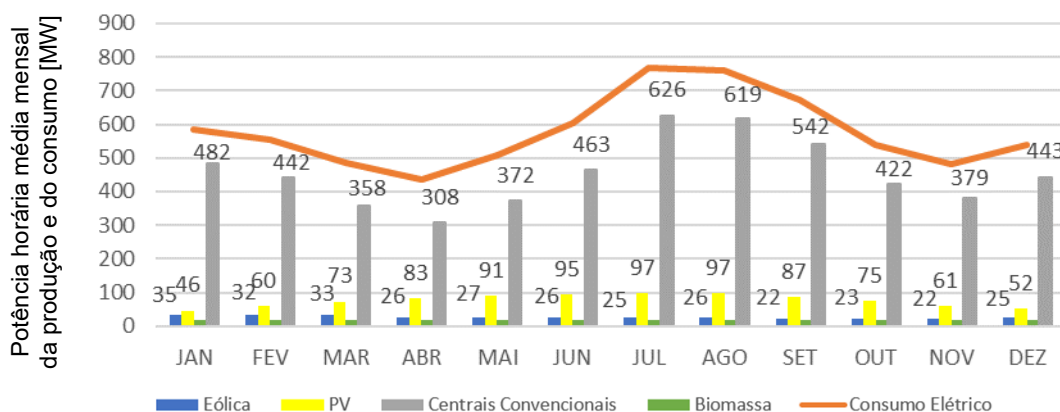
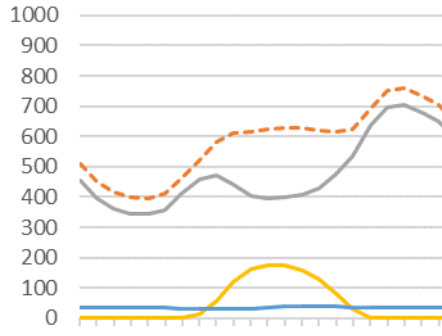
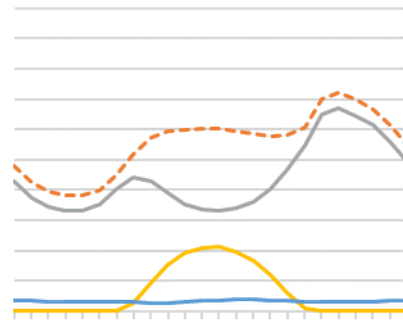


Figura 4.7 - Produção horária mensal das diferentes tecnologias de produção e consumo horário em Chipre - Cenário 1. O consumo elétrico anual é igual à produção elétrica anual total (=5,08 TWh/ano) e é o mesmo do cenário de referência. É de notar que a biomassa produz sempre à potência nominal (=20 MW) durante todo o ano.

Potência média horária das tecnologias de produção e consumo elétrico bruto médio

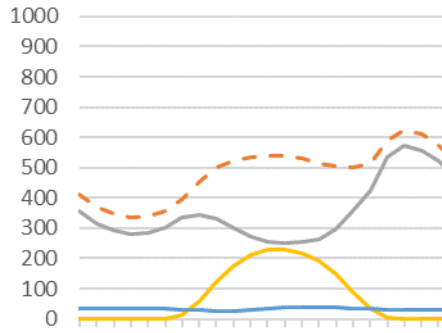


janeiro

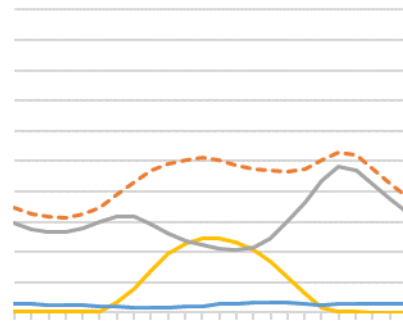


fevereiro

Potência média horária das tecnologias de produção e consumo elétrico bruto médio

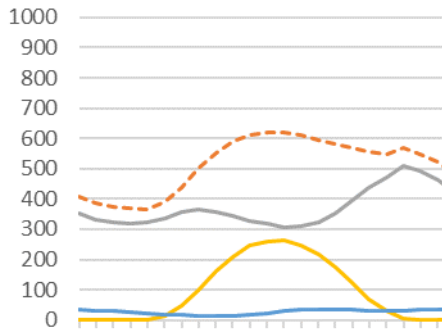


março

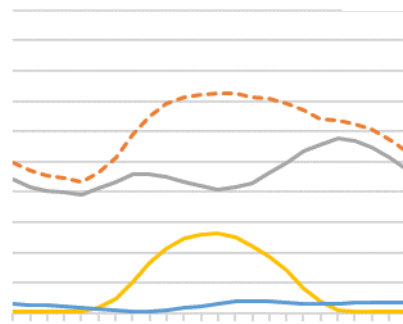


abril

Potência média horária das tecnologias de produção e consumo elétrico bruto médio

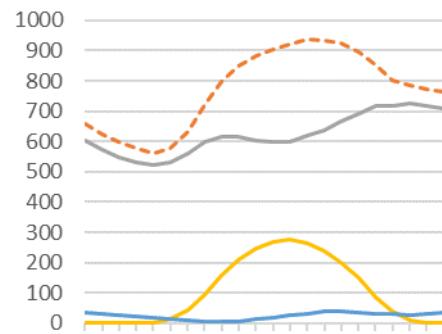


maio

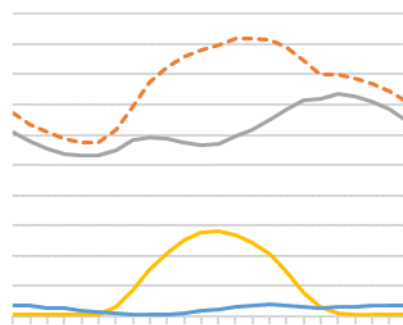


junho

Potência média horária das tecnologias de produção e consumo elétrico bruto médio



julho



agosto

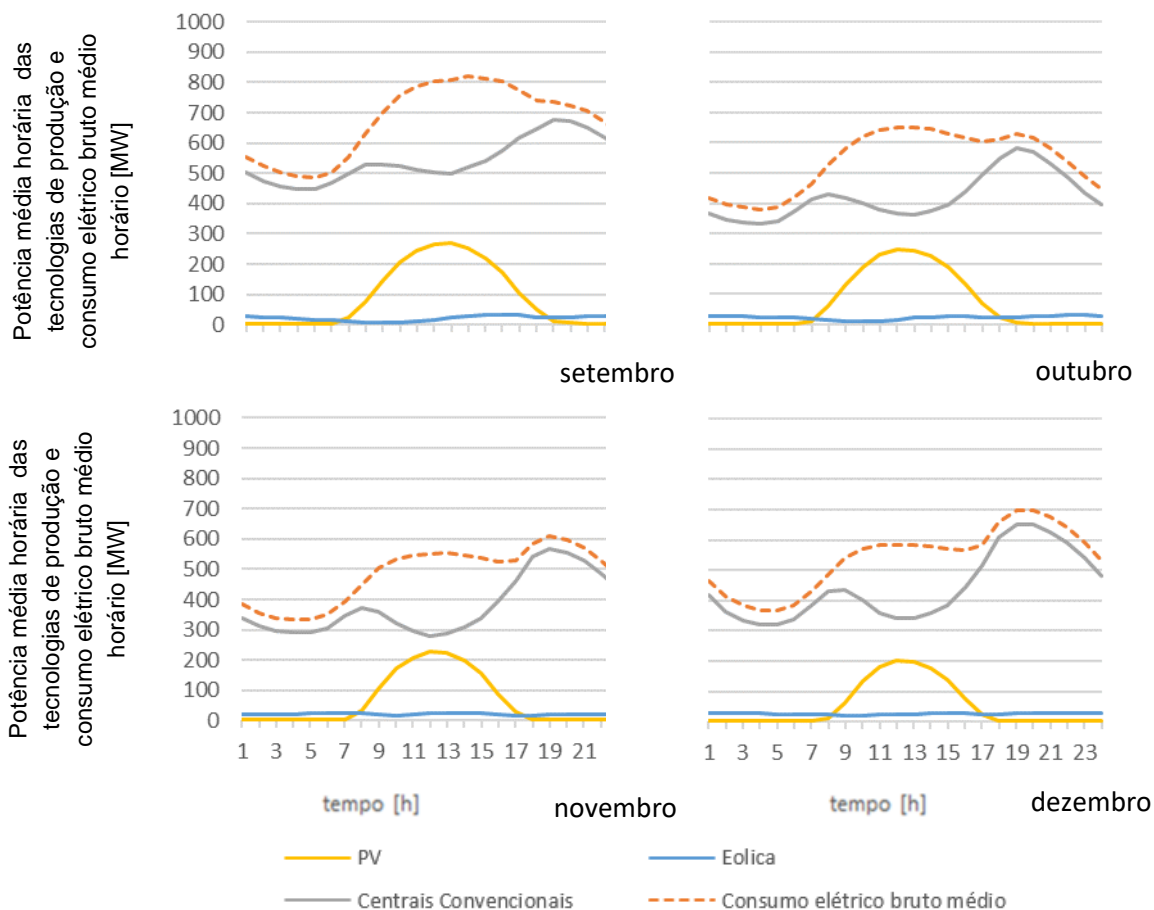


Figura 4.8 - Produção média horária de cada uma das tecnologias de produção instaladas na ilha. Existem centrais de biomassa instaladas na ilha (20 MW), estando as mesmas a produzir à potência nominal durante as 24 h. É possível verificar que abril é o único mês em que a produção elétrica solar PV (durante o dia.) atinge maiores valores comparativamente à produção elétrica convencional.

Pela análise dos gráficos é possível aferir que, como esperado a produção elétrica devido às fontes de energia renovável variável aumentou, principalmente a eletricidade produzida por solar PV e a produção elétrica fóssil diminuiu.

O mês de abril é o único mês que ao longo da tarde, a produção elétrica devido às centrais solar PV atingem valores superiores à produção convencional.

Durante o ano, a produção de eletricidade pelas fontes convencionais de energia supre a maior parte do consumo elétrico da população cipriota, sendo que as fontes solar PV também contribuem para a produção durante o dia (8-17 h) e a eólica contribui durante as 24 h, no entanto esta última em menor quantidade.

Não foi possível diminuir consideravelmente a produção elétrica convencional e aumentar ainda mais a produção elétrica renovável devido aos alertas referidos no método, ou seja, se se instala uma maior quantidade de fontes de energia renovável, tem-se excesso de eletricidade em relação ao consumo e, visto que Chipre é um país isolado não é possível exportar essa energia em excesso. Como neste cenário não existem indicadores de flexibilidade, é impossível obter-se uma capacidade renovável instalada na ilha superior, sem desperdiçar a eletricidade em excesso (processo conhecido como *curtailment*).

Por outro lado, diminuir ainda mais a capacidade fóssil instalada não é possível pois em certas horas ao longo do ano a produção elétrica renovável é insuficiente para suprir o consumo.

De acordo com os resultados do cenário 1, é possível descarbonizar o sistema elétrico cipriota, no entanto para ser possível aumentar ainda mais a produção elétrica proveniente de fontes de energia

renováveis variáveis é necessário implementar indicadores de flexibilidade, como o armazenamento de hidrogénio.

Com a introdução do armazenamento de hidrogénio no sistema elétrico cipriota, torna-se possível armazenar o excesso de energia elétrica gerada durante certas horas e utilizá-la quando o consumo é superior à produção. Ao realizar esta implementação no Chipre, o sistema de armazenamento ajudará no balanço entre a produção e o consumo da eletricidade na rede, esperando-se uma contribuição mais acentuada das fontes de energia renováveis variáveis.

No próximo subcapítulo verificar-se-á se a introdução de hidrogénio sob a forma de armazenamento físico é uma boa escolha como indicador de flexibilidade e se é possível a sua implementação a nível tecno-económico.

4.3 Cenário de armazenamento

Como referido em 3.2.4 realizou-se um estudo sobre qual impacto do armazenamento de hidrogénio no sistema electroprodutor cipriota num ano futuro utilizando o EnergyPLAN como ferramenta de modelação.

De acordo com o PNEC do Chipre [106] prevê-se a utilização de apenas duas opções de armazenamento para o futuro: armazenamento elétrico através de baterias iões-lítio e armazenamento hidroelétrico por bombagem.

O resultado da produção elétrica anual por parte das tecnologias de produção implementadas em Chipre neste cenário é de 5,26 TWh/ano, ou seja, existe um excesso de produção de 0,04 TWh/ano, pelo que é necessário armazenamento de hidrogénio. Este excesso é maioritariamente devido ao aumento da capacidade instalada dos painéis solar PV na ilha (ver Tabela 3.4). A produção elétrica por tecnologia está apresentada na tabela seguinte.

Tabela 4.3 - Comparação da produção elétrica por parte das diversas tecnologias de produção implementadas na ilha. Com o aumento das centrais solar PV instaladas na ilha e integração de tecnologias de armazenamento, aumentou-se a produção elétrica proveniente de fontes solar PV em 996 GWh/ano em relação ao cenário de referência e 689 GWh/ano em relação ao cenário 1. A produção elétrica fóssil diminuiu a sua produção em 875 GWh/ano em relação ao cenário de referência e em 506 GWh/ano em relação ao cenário 1.

Produção renovável e convencional das tecnologias de produção implementadas em Chipre [GWh/ano]				
	Eólica	PV	Biomassa	Centrais Convencionais
Cenário de referência	235	364	114	4367
Cenário 1	235	671	176	3998
Cenário de Armazenamento	235	1360	176	3492

A produção elétrica proveniente de centrais solar PV e biomassa aumentou em 274% e 54% em relação ao cenário de referência e cenário 1, respetivamente. A produção relativa a centrais convencionais teve uma diminuição de 20% em relação ao cenário de referência.

A implementação de um indicador de flexibilidade na ilha tem um impacto significativo na descarbonização do sistema electroprodutor cipriota, já que ao visualizar os resultados da simulação em

anexo, houve uma diminuição de 20% e 13% das emissões de CO₂ para a atmosfera em relação ao cenário de referência e cenário 1, respetivamente. Ao mesmo tempo, houve um aumento da percentagem de fornecimento de energia elétrica a partir de fontes de energia renováveis variáveis em 156% e 68% em relação ao cenário de referência e ao cenário 1, respetivamente.

Nas figuras seguintes e de acordo com o resultado da simulação realizada no EnergyPLAN, é possível visualizar a produção e o consumo anual divididos pelas diferentes tecnologias de geração, com o gráfico da potência horária média mensal da produção e do consumo para 2022 e os doze gráficos que representam a produção média horária das tecnologias de produção e armazenamento instaladas na ilha:

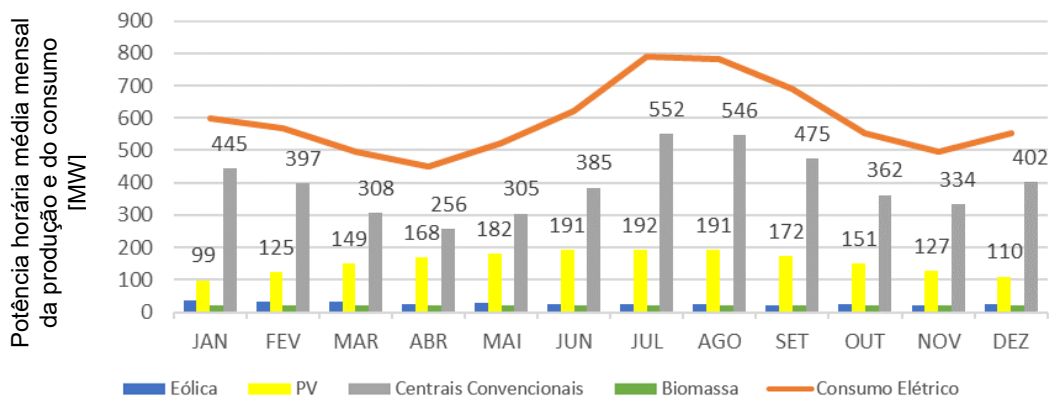


Figura 4.9 - Produção elétrica média mensal das tecnologias de produção implementadas na ilha e respetivo consumo do sistema electroprodutor cipriota – cenário de armazenamento.

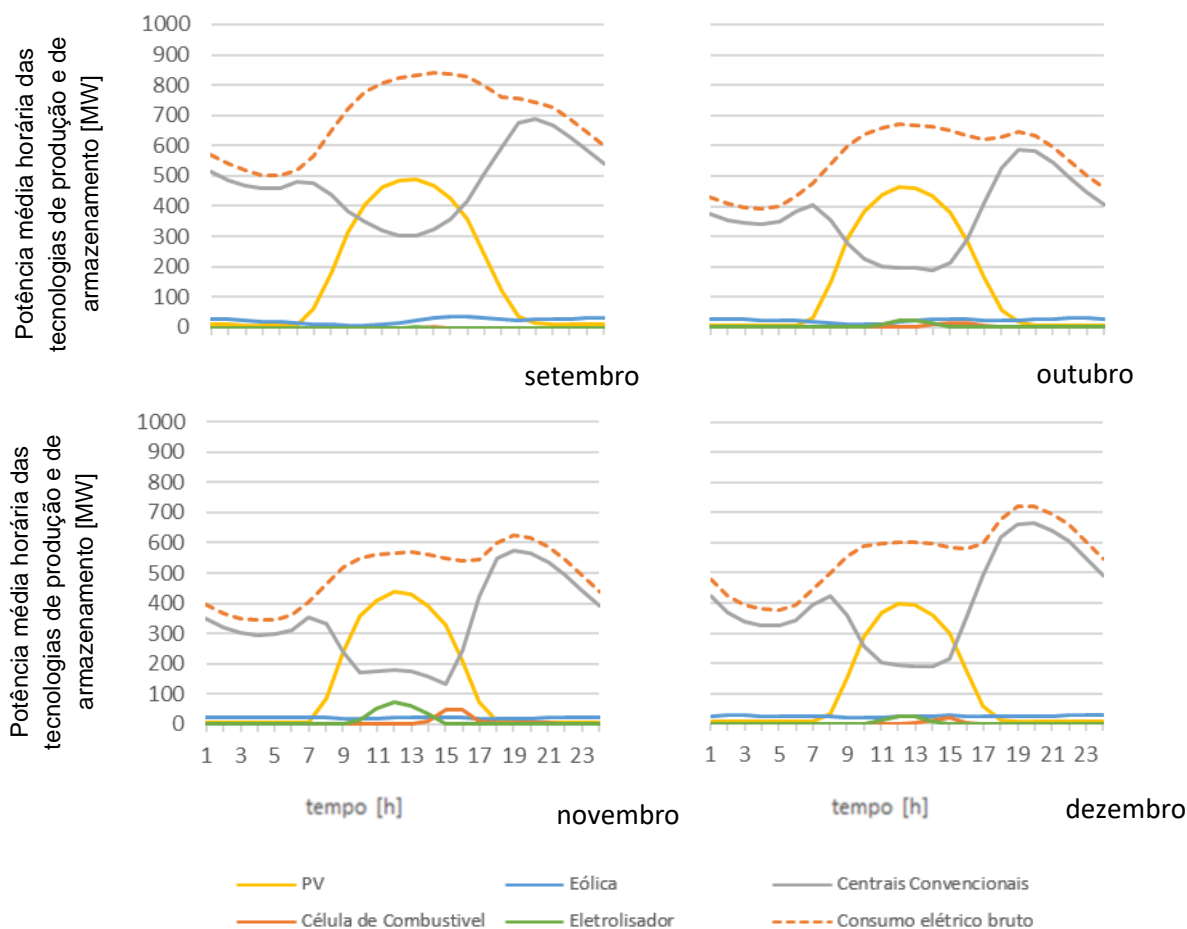


Figura 4.10 - Produção média horária das tecnologias de produção e armazenamento instaladas na ilha no ano de 2022. As tecnologias de armazenamento operam quando existe excesso de produção elétrica por parte das fontes de energia renováveis ou o consumo é superior à produção. A produção elétrica por parte das centrais a biomassa não está inserida nos gráficos devido à escala, no entanto o leitor já se encontra familiarizado que as centrais a biomassa produzem sempre à potência nominal (20 MW). No período entre as 10–16 h a produção elétrica por parte das centrais solar PV é superior à produção elétrica por parte das centrais convencionais durante todo o ano. O consumo bruto médio elétrico tem valores superiores aos cenários analisados anteriormente, manifestando o mesmo perfil que os cenários de referência e cenário 1.

De acordo com os gráficos apresentados na figura anterior, verifica-se que da geração elétrica produzida por fontes de energia renováveis e, tal como previsto as fontes de energia solar PV, são as que mais contribuem para equilibrar o consumo, apresentando valores de pico de produção no Verão próximos dos 500 MW a meio do dia, onde se produz mais.

A produção de eletricidade proveniente de turbinas eólicas apresentam valores mais ou menos constante ao longo do ano.

As centrais convencionais produzem durante as 24 h estando a sua produção dividida em três fases: para suprir o consumo mínimo durante a madrugada, para suprir o consumo durante o dia em horas em que as fontes de energia solar PV não estão a produzir e não existe eletricidade armazenada no tanque de armazenamento e nas horas ao final do dia para suprir o consumo quando o recurso primário não está disponível e não existe hidrogénio disponível no tanque de armazenamento.

O eletrolisador armazena energia elétrica, apenas quando existe excesso de produção em relação ao consumo. Na ilha o eletrolisador opera maioritariamente nos meses de fevereiro até maio (em abril atinge o pico de produção de hidrogénio) e a operação é menos significativa nos meses de outubro a dezembro.

A célula de combustível, por outro lado só inicia a operação quando a uma determinada hora o consumo é superior à produção elétrica. Quando acontece, o hidrogénio produzido no eletrolisador e armazenado no tanque à superfície é utilizado até que os níveis de produção atinjam os do consumo. Na ilha, as células de combustível atingem o máximo de produção média de 100 MW em abril e encontram-se em operação nos meses de fevereiro a junho e de outubro a dezembro. O mês de abril é o único mês onde existem dois períodos (manhã e tarde) em que o consumo é superior à produção elétrica.

Durante o ano produziu-se um total de 1970 tonH₂/ano devido aos 82,06 GWh/ano de eletricidade em excesso e as células de combustível produziram 39,39 GWh/ano de eletricidade para suprir o consumo. Segundo a agência internacional de energia [126] a produção global de hidrogénio atingiu 21 MtonH₂ em 2021, ou seja, a percentagem de hidrogénio produzido no país é de 0,01% em relação à produção global, um valor muito baixo.

Na figura seguinte está representada a quantidade de hidrogénio produzida pelos eletrolisadores e consumida pelas células de combustível ao longo do ano.

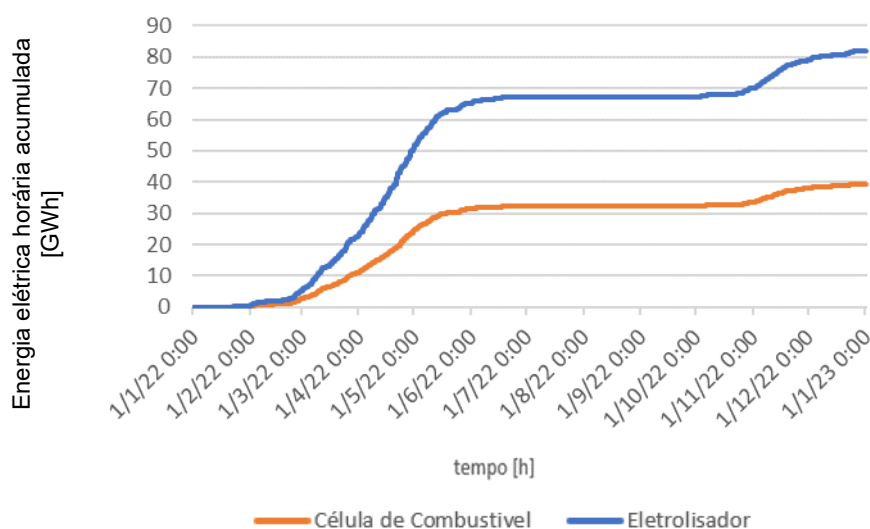


Figura 4.11 – Representação da eletricidade em excesso utilizada no eletrolisador para produção de hidrogénio e da eletricidade produzida pelas células de combustível. Como é possível visualizar, a operação do eletrolisador ocorre maioritariamente na Primavera. A linha a laranja representa o consumo de eletricidade proveniente do hidrogénio armazenado no tanque de armazenamento e utilizado na célula de combustível. Nos meses de verão até outubro não existe produção de hidrogénio, pois não existe eletricidade em excesso e a célula de combustível não se encontra em operação pois a produção elétrica iguala o consumo elétrico durante o ano, corroborando os gráficos da Figura 4.10.

Anteriormente à simulação ser realizada, foi colocado como opção no dado de entrada que os eletrolisadores e as células de combustível, não operassem ao mesmo tempo. Assim, quando existe produção de eletricidade em excesso esta é transportada para o eletrolisador para produção de hidrogénio e armazenado no tanque. Quando o consumo supera a produção total o hidrogénio armazenado é distribuído para as células de combustível, onde é transformado em eletricidade para suprir o consumo.

O papel do armazenamento é significativo tornando o sistema elétrico flexível, tendo um impacto positivo no modo como os cidadãos consomem energia, isto é, tornando maior a percentagem da eletricidade consumida proveniente de fontes de energia renováveis.

De forma a verificar se é possível realmente implementar no Chipre as tecnologias de armazenamento e aumentar consideravelmente a capacidade instalada de fontes de energia renováveis

variáveis, de forma que corrobore com a simulação é necessário realizar uma análise financeira dos três cenários em estudo.

4.4 Análise Financeira

Este subcapítulo tem o intuito de providenciar uma análise financeira para os três cenários analisados, de acordo com o resultado dos mesmos e com a metodologia utilizada (ver subcapítulo 3.2.6).

Para além dos parâmetros tecno-económicos (ver subcapítulo 3.2.2) em que se analisou os custos investimento ($[\text{€}/\text{kW}]$ e $[\text{€}/\text{kWh}]$) e os custos de operação e manutenção ($[\text{€}/\text{kW}]$ e $[\text{€}/\text{kWh}]$), nesta secção apresentar-se-á para cada cenário os resultados relativos ao levelized cost of electricity (LCOE anual), emissões totais de CO_2 [MtonCO_2], custos anuais relativos à importação de combustíveis [M€].

Com base na equação para cálculo do LCOE (ver equação (8)) foi possível calcular o LCOE de cada central e de seguida calcular o LCOE médio de cada cenário. Nas tabelas seguintes estão presentes os custos fixos determinados para cada cenário:

Tabela 4.4 - Custos fixos para o cenário de referência. Utilizados para o cálculo do LCOE do cenário de referência

Cenários	Referência		1		Armazenamento	
	$A_{investimento}$	A_{OM}	$A_{investimento}$	A_{OM}	$A_{investimento}$	A_{OM}
Custos Fixos [M€]						
Centrais Convencionais	119	24	64	13	92	18
Eólica	13	8	13	8	5	4
PV	12	3	21	6	20	3
Biomassa	1	0	2	0	2	0

Tabela 4.5 - Representação do LCOE médio de cada um dos três cenários. Através da equação foi possível calcular o LCOE de cada grupo de centrais elétricas implementadas na ilha e, posteriormente determinou-se através da média aritmética dos quatro grupos de centrais o LCOE médio. O cenário de armazenamento de acordo com o estudo nesta dissertação é o que tem o custo de eletricidade por unidade de eletricidade produzida mais barato.

$[\text{€}/\text{kWh}]$	\overline{LCOE}
Cenário de Referência	0,043
Cenário 1	0,040
Cenário de armazenamento	0,025

Os custos variáveis, constituídos pelo custo das emissões de CO_2 e pelos combustíveis fósseis também diferem nos três cenários, como se pode visualizar de seguida:

Tabela 4.6 - Os custos variáveis são menores no cenário de armazenamento, ou seja, mais barato 24 M€ em relação ao cenário de referência. Esta diminuição nos custos variáveis é devido ao aumento das fontes de energia renováveis variáveis na ilha, nomeadamente de centrais solar PV e à diminuição das centrais convencionais na ilha. Os custos dos combustíveis primários são superiores no cenário 1 em relação ao cenário de referência devido ao aumento do número das centrais de biomassa neste cenário.

Custos Variáveis [M€/ano]	Combustíveis Primários (Petróleo + Biomassa)
Cenário de Referência	286
Cenário 1	290
Cenário de armazenamento	262

Os combustíveis importados utilizados nas centrais convencionais e biomassa têm os seguintes custos associados: petróleo com um custo de 240 M€ e a biomassa com um custo de 45 M€ no cenário de referência. No cenário 1, o petróleo tem um custo de 220 M€ e a biomassa de 70 M€ e no cenário de armazenamento o petróleo tem um custo de 192 M€ e a biomassa de 70 M€.

Estes custos anuais do petróleo e biomassa são calculados pelo software multiplicando o combustível utilizado pelas centrais convencionais/biomassa pelos preços de mercado mundial inseridos como dado de entrada no separador “Fuel” (ver Figura 3.10).

De seguida calculou-se o custo da produção de hidrogénio anual através da determinação do levelized cost of hydrogen do cenário de armazenamento. De acordo com os cálculos no Excel, a produção anual de hidrogénio pelos eletrolisadores implementados na ilha é de 1970 tonH₂/ano.

Na tabela seguinte é possível verificar os custos fixos do eletrolisador utilizados para o cálculo do LCOH.

Tabela 4.7 - Custos fixos dos eletrolisadores implementados em Chipre no cenário de armazenamento. Estes valores foram calculados com base nas equações (6) e (7) e são valores aproximados.

Cenário de armazenamento - Custos Fixos [M€]	$A_{investimento}$	A_{OM}
Eletrolisador	16	7

Aplicando a equação (8), conclui-se que o cenário de armazenamento tem um LCOH de 12,9 €/kgH₂.

5 Conclusões

Atualmente, vive-se uma época de transição na forma como se produz e se utiliza/consome energia elétrica. Enquanto existem países que estão avançados em relação à transição energética, outros como Chipre que produzem eletricidade maioritariamente através de fontes de energia poluentes, estão relativamente atrasados neste processo.

Ao mesmo tempo assiste-se ao nascimento de diversos debates acerca do possível desenvolvimento de uma economia de hidrogénio, acerca da possibilidade do mesmo se tornar um dos principais competidores no setor da energia.

Esta dissertação teve como principal objetivo verificar se a introdução do vetor hidrogénio como principal fonte de armazenamento elétrico num país isolado como Chipre no sistema electroprodutor seria possível em termos tecno-económicos. Para isso, analisou-se através do software de simulação EnergyPLAN três diferentes cenários: cenário de referência, cenário 1 e o cenário de armazenamento.

O cenário de referência representa o sistema elétrico atual em Chipre e projeta o sistema elétrico em 2022, servindo de comparação para os restantes cenários simulados.

No cenário 1, analisou-se a possibilidade de aumentar as fontes de energia renováveis e diminuir as fontes de energia convencionais, tendo em conta a capacidade instalada atualmente em Chipre sem utilização de indicadores de flexibilidade. Com este aumento foi possível tornar o sistema elétrico mais sustentável, diminuindo as emissões de GEE e aumentando a percentagem de eletricidade produzida a partir de VREs.

No cenário de armazenamento, analisou-se a possibilidade de aumento de VREs em relação à capacidade instalada no cenário 1 para o ano de 2022, com utilização de tecnologias de armazenamento para aumento de flexibilidade do sistema elétrico. Verificou-se um aumento da percentagem de eletricidade produzida a partir de VREs e uma diminuição ainda mais significativa de emissões de GEE.

Quanto ao EnergyPLAN, é de referir também que a eletricidade produzida em excesso armazenada sob a forma de H₂ no cenário de armazenamento não é 100 % verde, dado que o EnergyPLAN não distingue se a eletricidade em excesso é produzida por VREs ou por fontes poluentes.

Os custos económicos associados a cada cenário são significativos, mas importantes para a fiabilidade da transição energética. Comparou-se os três diferentes cenários através dos custos totais anuais, sendo estes a soma dos custos fixos e dos custos variáveis

Verificou-se que se não se considerar a introdução de tecnologias de armazenamento no último cenário, à medida que se aumenta as VREs no sistema elétrico e diminui-se as fontes poluentes o cenário de armazenamento torna-se o mais barato (cerca de 407 M€/ano, mais barato que os 466 M€/ano do cenário base e os 418 M€/ano do cenário 1). No entanto, se se considerar o custo real do cenário com a introdução de tecnologias de armazenamento, este tem um custo total associado de 497 M€, cerca de 79 M€ mais caro que o cenário 1 e 31 M€ mais caro que o cenário base.

Por outro lado, se se analisar apenas o parâmetro LCOE dos três diferentes cenários, é visível que o projeto de implementação do cenário de armazenamento é viável pois tem um custo médio de 0,025 €/kWh, menos 18 cêntimos que o cenário base e 15 cêntimos mais barato que o cenário 1. Ao comparar este valor com os dados de LCOE da agência internacional da energia para 2020 [127] em países com o mesmo clima é visível que o valor é mais barato.

Já o custo de produção de hidrogénio é diferente, ou seja, segundo a revisão de hidrogénio global de 2022 da Agência Internacional de Energia [126] o hidrogénio produzido por eletrólise da água teve um custo médio anual entre 3,67-8,26 [€/kgH₂], enquanto o resultado do LCOH do estudo desenvolvido nesta dissertação foi de 12,9 €/kgH₂ um valor alto em comparação com a revisão.

Com os resultados desta dissertação conclui-se que as tecnologias de armazenamento têm um peso económico significativo para o aumento de VREs no sistema elétrico o que, espelha ainda a

inexistência de uma economia do hidrogénio estabelecida e funcional no mundo, pelo que por enquanto não seria viável a implementação de hidrogénio como principal fonte de armazenamento em larga-escala.

5.1 Recomendações para trabalho futuro e limitações da dissertação

De modo a melhorar a análise do caso de estudo desta dissertação, sugiro as seguintes propostas para trabalho futuro:

- Dimensionar ao certo e, de acordo com o terreno disponível em Chipre se as capacidades instaladas das tecnologias de produção modeladas no cenário 1 e cenário de armazenamento são as corretas, utilizando por exemplo o software GIS;
- De acordo com o PNEC cipriota [106] espera-se a interconexão de Chipre a países como Grécia e Israel. Verificar e analisar o papel desta interconexão na flexibilidade do sistema elétrico do Chipre, comparando com a tecnologia de armazenamento estudada nesta dissertação;
- Analisar e comparar outras formas de armazenamento energético à tecnologia de armazenamento estudada nesta dissertação, como por exemplo a utilização de baterias em larga-escala e medidas de DSM;
- Analisar o sistema elétrico em 2050 para Chipre e verificar se é possível dimensionar um sistema elétrico 100 % renovável para o mesmo, por exemplo com a substituição das fontes convencionais fósseis por centrais hidroelétricas reversíveis;
- Realizar o estudo para outras ilhas off-grid que apresentem climas diferentes. Assim, consegue-se verificar o papel que o clima tem no armazenamento elétrico em sistemas elétricos sustentáveis e comparar com o clima mediterrâneo do estudo realizado nesta dissertação;
- Analisar o potencial da implementação e impacto no sistema elétrico de outras tecnologias de produção, nomeadamente de turbinas eólica offshore;
- Analisar outros setores do sistema energético cipriota, como o setor dos transportes (com implementação da tecnologia V2G) e o setor do calor e ver como se complementam com o sistema elétrico analisado nesta dissertação.

As limitações da dissertação em estudo incluem:

- Os custos assumidos para as tecnologias de produção em 2022, podem não ser os mais corretos. Devia ter-se assumido os custos projetados para o cenário de armazenamento de uma entidade fidedigna como a EU Reference Scenario Cost Projections [128];
- A validação do software EnergyPLAN poderia ser mais específica e robusta;
- Para mitigar as limitações do software EnergyPLAN, poderia acoplar-se com outro ferramenta. O EnergyPLAN simula cenários para implementação do sistema elétrico, no entanto como é uma ferramenta de simulação não produz uma solução ótima de implementação. A solução ótima pode ser encontrada utilizando como complemento ao EnergyPLAN uma ferramenta de otimização. Este software otimiza os cenários simulados em EnergyPLAN e escolhia o cenário ótimo como solução;
- Deveria ter-se considerado os custos da água utilizada pelos eletrolisadores no processo de produção de H₂;

- Não foram avaliados a magnitude dos impactos sociais, como impactos visuais, ruído e do uso do solo das tecnologias de produção e armazenamento a instalar.

6 Referências

- [1] H. Lund, J. Z. Thellufsen, P. A. Østergaard, P. Sorknæs, I. R. Skov, and B. V. Mathiesen, “EnergyPLAN – Advanced analysis of smart energy systems,” *Smart Energy*, vol. 1, p. 100007, Feb. 2021, doi: 10.1016/j.segy.2021.100007.
- [2] United Nations, “Sustainable Development Goals.” <https://www.un.org/sustainabledevelopment/news/communications-material/> (accessed Jul. 24, 2023).
- [3] D. Groppi, D. Astiaso Garcia, G. lo Basso, F. Cumo, and L. de Santoli, “Analysing economic and environmental sustainability related to the use of battery and hydrogen energy storages for increasing the energy independence of small islands,” *Energy Convers Manag*, vol. 177, pp. 64–76, Dec. 2018, doi: 10.1016/j.enconman.2018.09.063.
- [4] A. Fattahi, J. Sijm, and A. Faaij, “A systemic approach to analyze integrated energy system modeling tools: A review of national models,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 133. Elsevier Ltd, Nov. 01, 2020. doi: 10.1016/j.rser.2020.110195.
- [5] D. Groppi, D. Astiaso Garcia, G. lo Basso, and L. de Santoli, “Synergy between smart energy systems simulation tools for greening small Mediterranean islands,” *Renew Energy*, vol. 135, pp. 515–524, May 2019, doi: 10.1016/j.renene.2018.12.043.
- [6] I. - International Energy Agency, “Status of Power System Transformation Advanced Power Plant Flexibility,” 2018. [Online]. Available: www.iea.org/t&c/
- [7] T. Gabderakhmanova and M. Marinelli, “Multi-Energy System Demonstration Pilots on Geographical Islands: An Overview across Europe,” *Energies*, vol. 15, no. 11. MDPI, Jun. 01, 2022. doi: 10.3390/en15113908.
- [8] M. Frysztacki and T. Brown, “Modeling Curtailment in Germany: How Spatial Resolution Impacts Line Congestion,” Sep. 2020, doi: 10.1109/EEM49802.2020.9221886.
- [9] G. Papaefthymiou, E. Haesen, and T. Sach, “Power System Flexibility Tracker: Indicators to track flexibility progress towards high-RES systems,” *Renew Energy*, vol. 127, pp. 1026–1035, Nov. 2018, doi: 10.1016/j.renene.2018.04.094.
- [10] G. Putrus and E. Bentley, “Electric Renewable Energy Systems Integration of distributed renewable energy systems into the smart grid,” 2016. doi: 10.1016/B978-0-12-804448-3/00020-7.
- [11] O. M. Babatunde, J. L. Munda, and Y. Hamam, “Power system flexibility: A review,” in *Energy Reports*, Elsevier Ltd, Feb. 2020, pp. 101–106. doi: 10.1016/j.egy.2019.11.048.
- [12] R. Bhandari and R. R. Shah, “Hydrogen as energy carrier: Techno-economic assessment of decentralized hydrogen production in Germany,” *Renew Energy*, vol. 177, pp. 915–931, Nov. 2021, doi: 10.1016/j.renene.2021.05.149.
- [13] M. Sterner and I. Stadler, “Handbook of Energy Storage.”
- [14] A. Bhat and J. O. Garcia, “Sustainability and eu road transport carbon emissions from consumption of diesel and gasoline in 2000 and 2018†,” *Applied Sciences (Switzerland)*, vol. 11, no. 16, Aug. 2021, doi: 10.3390/app11167601.
- [15] B. K. Sovacool, L. Noel, J. Axsen, and W. Kempton, “The neglected social dimensions to a vehicle-to-grid (V2G) transition: A critical and systematic review,” *Environmental Research Letters*, vol. 13, no. 1. Institute of Physics Publishing, Jan. 01, 2018. doi: 10.1088/1748-9326/aa9c6d.
- [16] L. I. U. Shuguang and Y. E. Zhenxing, “Progress and prospect of electric vehicle’s V2G technology,” in *Proceedings - 2019 6th International Conference on Information Science and*

- Control Engineering, ICISCE 2019*, Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., Dec. 2019, pp. 412–416. doi: 10.1109/ICISCE48695.2019.00089.
- [17] I. A. Umoren and M. Z. Shakir, “Electric Vehicle as a Service (EVaaS): Applications, Challenges and Enablers,” *Energies (Basel)*, vol. 15, no. 19, Oct. 2022, doi: 10.3390/en15197207.
- [18] A. Bartolini, G. Comodi, D. Salvi, and P. A. Østergaard, “Renewables self-consumption potential in districts with high penetration of electric vehicles,” *Energy*, vol. 213, Dec. 2020, doi: 10.1016/j.energy.2020.118653.
- [19] M. O. Dioha, L. Duan, T. H. Ruggles, S. Bellocchi, and K. Caldeira, “Exploring the role of electric vehicles in Africa’s energy transition: A Nigerian case study,” *iScience*, vol. 25, no. 3, Mar. 2022, doi: 10.1016/j.isci.2022.103926.
- [20] F. Straub, O. Maier, D. Göhlich, and K. Strunz, “Sector Coupling through Vehicle to Grid: A Case Study for Electric Vehicles and Households in Berlin, Germany,” *World Electric Vehicle Journal*, vol. 14, no. 3, Mar. 2023, doi: 10.3390/wevj14030077.
- [21] M. A. Hannan *et al.*, “Vehicle to grid connected technologies and charging strategies: Operation, control, issues and recommendations,” *Journal of Cleaner Production*, vol. 339. Elsevier Ltd, Mar. 10, 2022. doi: 10.1016/j.jclepro.2022.130587.
- [22] M. Nour, J. P. Chaves-Ávila, G. Magdy, and Á. Sánchez-Miralles, “Review of positive and negative impacts of electric vehicles charging on electric power systems,” *Energies*, vol. 13, no. 18. MDPI AG, Sep. 01, 2020. doi: 10.3390/en13184675.
- [23] A. Thingvad, L. Calearo, P. B. Andersen, and M. Marinelli, “Empirical Capacity Measurements of Electric Vehicles Subject to Battery Degradation from V2G Services,” *IEEE Trans Veh Technol*, vol. 70, no. 8, pp. 7547–7557, Aug. 2021, doi: 10.1109/TVT.2021.3093161.
- [24] S. Li, J. Li, C. Su, and Q. Yang, “Optimization of Bi-Directional V2G Behavior with Active Battery Anti-Aging Scheduling,” *IEEE Access*, vol. 8, pp. 11186–11196, 2020, doi: 10.1109/ACCESS.2020.2964699.
- [25] E. Bentley *et al.*, “On Beneficial Vehicle-to-Grid (V2G) Services,” in *Proceedings of 2021 9th International Conference on Modern Power Systems, MPS 2021*, Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., Jun. 2021. doi: 10.1109/MPS52805.2021.9492671.
- [26] Z. He, H. Hou, T. Hou, R. Fang, J. Tang, and C. Xie, “Multi-objective optimization for improving EV users’ adhesion with hybrid demand response strategy,” *Energy Reports*, vol. 9, pp. 316–322, Sep. 2023, doi: 10.1016/j.egy.2023.04.306.
- [27] C. Gschwendtner, S. R. Sinsel, and A. Stephan, “Vehicle-to-X (V2X) implementation: An overview of predominate trial configurations and technical, social and regulatory challenges,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 145, Jul. 2021, doi: 10.1016/j.rser.2021.110977.
- [28] A. Bampoulas and A. Karlis, “Real-time energy storage management system of a nanogrid integrating photovoltaics and V2G operation,” *The Journal of Engineering*, vol. 2020, no. 1, pp. 32–40, Jan. 2020, doi: 10.1049/joe.2018.5247.
- [29] H. Krueger and A. Cruden, “Multi-Layer Event-Based Vehicle-to-Grid (V2G) Scheduling with Short Term Predictive Capability within a Modular Aggregator Control Structure,” *IEEE Trans Veh Technol*, vol. 69, no. 5, pp. 4727–4739, May 2020, doi: 10.1109/TVT.2020.2976035.
- [30] K. Torabi-Farsani, N. Vafamand, R. Razavi-Far, and M. Saif, “Secure Frequency Regulation of Electric Vehicle-connected Microgrid System under Multiple Latency Attacks,” *Computers and Electrical Engineering*, vol. 101, Jul. 2022, doi: 10.1016/j.compeleceng.2022.108008.
- [31] B. Scrosati, J. Hassoun, and Y. K. Sun, “Lithium-ion batteries. A look into the future,” *Energy and Environmental Science*, vol. 4, no. 9. pp. 3287–3295, Sep. 2011. doi: 10.1039/c1ee01388b.

- [32] J. M. Andújar, F. Segura, J. Rey, and F. J. Vivas, “Batteries and Hydrogen Storage: Technical Analysis and Commercial Revision to Select the Best Option,” *Energies*, vol. 15, no. 17. MDPI, Sep. 01, 2022. doi: 10.3390/en15176196.
- [33] Wartisla, “Project Spotlight: Graciosa, Azores,” 2018. <https://storage.wartsila.com/project/graciosa-azores/> (accessed Jul. 12, 2023).
- [34] M. R. N. Vilanova, A. T. Flores, and J. A. P. Balestieri, “Pumped hydro storage plants: a review,” *Journal of the Brazilian Society of Mechanical Sciences and Engineering*, vol. 42, no. 8. Springer, Aug. 01, 2020. doi: 10.1007/s40430-020-02505-0.
- [35] J. M. de Luis-Ruiz, J. Carcedo-Haya, R. Pereda-García, P. Castro-Alonso, and R. Pérez-Álvarez, “Optimal location of hydraulic energy storage using geographic information systems and multi-criteria analysis,” *J Energy Storage*, vol. 49, May 2022, doi: 10.1016/j.est.2022.104159.
- [36] I. Energy Agency, “Managing Seasonal and Interannual Variability of Renewables.” [Online]. Available: www.iea.org
- [37] iha, “China is the world’s largest producer of hydroelectricity.” <https://www.hydropower.org/country-profiles/china> (accessed Jul. 04, 2023).
- [38] spglobal, “China to maintain renewables growth pace in 2023 despite uncertainty.” <https://www.spglobal.com/commodityinsights/en/market-insights/latest-news/energy-transition/020123-china-to-maintain-renewables-growth-pace-in-2023-despite-uncertainty> (accessed Jul. 04, 2023).
- [39] Sci-tech, “Clean power plant online to ensure sound Beijing Winter Olympics.” <http://www.ecns.cn/news/2021-12-31/detail-ihauemxn3938662.shtml> (accessed Jul. 04, 2023).
- [40] Y. Yokoyama, K. Yamamoto, and K. Tani, “Renovation of the pumped-storage system from fixed speed to adjustable speed at Okutataragi power station,” in *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, Institute of Physics Publishing, Mar. 2019. doi: 10.1088/1755-1315/240/8/082004.
- [41] Iberdrola, “CENTRAL CORTES - LA MUELA II.” <https://www.iberdrola.com/quem-somos/nossa-atividade/energia-hidreletrica/central-hidroeletrica-cortes-la-muela> (accessed Jul. 05, 2023).
- [42] NS Energy, “Grand Maison Hydroelectric Power Plant.” <https://www.nsenergybusiness.com/projects/grand-maison-hydroelectric-power-plant/> (accessed Jul. 05, 2023).
- [43] snowy hydro, “Described as one of the civil engineering wonders of the modern world, the Snowy Scheme consists of nine power stations, 16 major dams, 80 kilometres of aqueducts and 145 kilometres of interconnected tunnels.”, Accessed: Jul. 05, 2023. [Online]. Available: <https://www.snowyhydro.com.au/generation/the-snowy-scheme/>
- [44] “PUMPED STORAGE SCHEME.” [Online]. Available: www.eskom.co.za
- [45] S. Koochi-Fayegh and M. A. Rosen, “A review of energy storage types, applications and recent developments,” *Journal of Energy Storage*, vol. 27. Elsevier Ltd, Feb. 01, 2020. doi: 10.1016/j.est.2019.101047.
- [46] S. Sridhar and S. R. Salkuti, “Development and Future Scope of Renewable Energy and Energy Storage Systems,” *Smart Cities*, vol. 5, no. 2. MDPI, pp. 668–699, Jun. 01, 2022. doi: 10.3390/smartcities5020035.
- [47] S. C. Lee and W. Y. Jung, “Analogical understanding of the Ragone plot and a new categorization of energy devices,” in *Energy Procedia*, Elsevier Ltd, Jun. 2016, pp. 526–530. doi: 10.1016/j.egypro.2016.06.073.
- [48] A. Riaz, M. R. Sarker, M. H. M. Saad, and R. Mohamed, “Review on comparison of different energy storage technologies used in micro-energy harvesting, wsns, low-cost microelectronic

- devices: Challenges and recommendations,” *Sensors*, vol. 21, no. 15. MDPI AG, Aug. 01, 2021. doi: 10.3390/s21155041.
- [49] D. Connolly, “The Integration of Fluctuating Renewable Energy Using Energy Storage.” [Online]. Available: <http://www.dconnolly.net/>
- [50] M. S. Guney and Y. Tepe, “Classification and assessment of energy storage systems,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 75. Elsevier Ltd, pp. 1187–1197, 2017. doi: 10.1016/j.rser.2016.11.102.
- [51] R. Yukesh Kannah *et al.*, “Techno-economic assessment of various hydrogen production methods – A review,” *Bioresource Technology*, vol. 319. Elsevier Ltd, Jan. 01, 2021. doi: 10.1016/j.biortech.2020.124175.
- [52] E. C. Okonkwo, M. Al-Breiki, Y. Bicer, and T. Al-Ansari, “Sustainable hydrogen roadmap: A holistic review and decision-making methodology for production, utilisation and exportation using Qatar as a case study,” *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 46, no. 72. Elsevier Ltd, pp. 35525–35549, Oct. 19, 2021. doi: 10.1016/j.ijhydene.2021.08.111.
- [53] “EN-H 2 ESTRATÉGIA NACIONAL PARA O HIDROGÉNIO.”
- [54] Charolotte Hussey, “Water electrolysis explained – the basis for most Power-to-X processes,” 2022. <https://ptx-hub.org/water-electrolysis-explained/> (accessed Nov. 10, 2022).
- [55] F. Dawood, M. Anda, and G. M. Shafiullah, “Hydrogen production for energy: An overview,” *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 45, no. 7. Elsevier Ltd, pp. 3847–3869, Feb. 07, 2020. doi: 10.1016/j.ijhydene.2019.12.059.
- [56] Yuan-Sheng Yu, Bos Arnold, Daliah Runeel, Robinson Christopher, and Arij van Berkel, “THE GREAT HYDROGEN DEBATE: KEY QUESTIONS ABOUT THE HYDROGEN ECONOMY,” <https://www.luxresearchinc.com/blog/the-great-hydrogen-debate-key-questions-about-the-hydrogen-economy>, Dec. 22, 2020.
- [57] “Heavy-duty fuel cell road demonstrator”.
- [58] Interreg North-West Europe, “H2SHIPS,” 2022. <https://h2ships.org/> (accessed Nov. 10, 2022).
- [59] ARENA, “Australia’s first large scale renewable hydrogen plant to be built in Pilbara,” Sep. 16, 2022. <https://arena.gov.au/blog/australias-first-large-scale-renewable-hydrogen-plant-to-be-built-in-pilbara/> (accessed Nov. 10, 2022).
- [60] Green Giraffe, “Nujio’qonik green hydrogen/ammonia.” <https://green-giraffe.eu/project/nujio-qonik-green-hydrogen-ammonia-facility-updated/> (accessed Nov. 10, 2022).
- [61] Rachel Parkes, “‘Time to act’ | Third eastern Canadian green hydrogen project launches with \$12bn price tag,” *Recharge*, Aug. 2022, Accessed: Nov. 10, 2022. [Online]. Available: <https://www.rechargenews.com/energy-transition/-time-to-act-third-eastern-canadian-green-hydrogen-project-launches-with-12bn-price-tag/2-1-1284059>
- [62] Balkan Green Energy News, “China building world’s biggest green hydrogen factory,” *Balkan Green Energy News*, Aug. 2022, Accessed: Nov. 05, 2022. [Online]. Available: <https://balkangreenenergynews.com/chinas-sinopec-building-worlds-biggest-green-hydrogen-factory/>
- [63] Sangita Shetty, “HDF Energy Plans to Build Green Hydrogen Power Plant in Namibia,” *SolarQuarter*, Sep. 2022, Accessed: Nov. 11, 2022. [Online]. Available: <https://solarquarter.com/2022/09/26/hdf-energy-plans-to-build-green-hydrogen-power-plant-in-namibia/>
- [64] Reuters, “Africa’s first hydrogen power plant seen producing electricity in 2024,” *Reuters*, Sep. 2022, Accessed: Nov. 11, 2022. [Online]. Available: <https://www.reuters.com/business/energy/africas-first-hydrogen-power-plant-seen-producing-electricity-2024-2022-09-12/>
- [65] HDF ENERGY, “HDF Energy.” <https://www.hdf-energy.com/> (accessed Nov. 11, 2022).

- [66] F. Diaz-Maurin, Z. Chiguvare, and G. Gope, “Scarcity in abundance: The challenges of promoting energy access in the Southern African region,” *Energy Policy*, vol. 120, pp. 110–120, Sep. 2018, doi: 10.1016/j.enpol.2018.05.023.
- [67] K. G. Gebreslassie and A. Khellaf, “A Review on Energy Access: A Case Study in Africa,” in *International Conference on Electrical, Computer, and Energy Technologies, ICECET 2021*, Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., 2021. doi: 10.1109/ICECET52533.2021.9698488.
- [68] R. Moradi and K. M. Groth, “Hydrogen storage and delivery: Review of the state of the art technologies and risk and reliability analysis,” *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 44, no. 23. Elsevier Ltd, pp. 12254–12269, May 03, 2019. doi: 10.1016/j.ijhydene.2019.03.041.
- [69] I. A. Hassan, H. S. Ramadan, M. A. Saleh, and D. Hissel, “Hydrogen storage technologies for stationary and mobile applications: Review, analysis and perspectives,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 149. Elsevier Ltd, Oct. 01, 2021. doi: 10.1016/j.rser.2021.111311.
- [70] G. Kakoulaki, I. Kougiyas, N. Taylor, F. Dolci, J. Moya, and A. Jäger-Waldau, “Green hydrogen in Europe – A regional assessment: Substituting existing production with electrolysis powered by renewables,” *Energy Convers Manag*, vol. 228, Jan. 2021, doi: 10.1016/j.enconman.2020.113649.
- [71] S. M. Aceves *et al.*, “High-density automotive hydrogen storage with cryogenic capable pressure vessels,” *Int J Hydrogen Energy*, vol. 35, no. 3, pp. 1219–1226, Feb. 2010, doi: 10.1016/j.ijhydene.2009.11.069.
- [72] F. Gao, Benjamin. Blunier, and Abdellatif. Miraoui, *Proton exchange membrane fuel cell modeling*. ISTE, 2012.
- [73] ENTSO-E, “ENTSO-E Transmission System Map.” <https://www.entsoe.eu/data/map/> (accessed Nov. 11, 2022).
- [74] N. M. Katsoulakos, “An Overview of the Greek Islands’ Autonomous Electrical Systems: Proposals for a Sustainable Energy Future,” *Smart Grid and Renewable Energy*, vol. 10, no. 04, pp. 55–82, 2019, doi: 10.4236/sgre.2019.104005.
- [75] D. Rughoo, A. Maheri, R. Somanah, and M. Althani, “Opportunity of Hydrogen Production in Renewable Power Plants: Case of Island of Mauritius,” in *Proceedings of the 2021 6th International Symposium on Environment-Friendly Energies and Applications, EFEEA 2021*, Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., Mar. 2021. doi: 10.1109/EFEEA49713.2021.9406265.
- [76] R. Loisel and L. Lemiale, “Comparative energy scenarios: Solving the capacity sizing problem on the French Atlantic Island of Yeu,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 88. Elsevier Ltd, pp. 54–67, May 01, 2018. doi: 10.1016/j.rser.2018.02.017.
- [77] P. Enevoldsen and B. K. Sovacool, “Integrating power systems for remote island energy supply: Lessons from Mykines, Faroe Islands,” *Renew Energy*, vol. 85, pp. 642–648, Jan. 2016, doi: 10.1016/j.renene.2015.06.065.
- [78] M. Child, A. Nordling, and C. Breyer, “Scenarios for a sustainable energy system in the Åland Islands in 2030,” *Energy Convers Manag*, vol. 137, pp. 49–60, 2017, doi: 10.1016/j.enconman.2017.01.039.
- [79] H. Dorotić, B. Doračić, V. Dobravec, T. Pukšec, G. Krajačić, and N. Duić, “Integration of transport and energy sectors in island communities with 100% intermittent renewable energy sources,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 99, pp. 109–124, Jan. 2019, doi: 10.1016/j.rser.2018.09.033.

- [80] H. M. Marczinkowski, P. A. Østergaard, and S. R. Djørup, “Transitioning island energy systems—Local conditions, development phases, and renewable energy integration,” *Energies (Basel)*, vol. 12, no. 18, Sep. 2019, doi: 10.3390/en12183484.
- [81] Loriga Giannicola, “SMILE .” <https://h2020smile.eu/> (accessed Mar. 31, 2022).
- [82] S. C. Bhattacharyya and G. R. Timilsina, “A review of energy system models,” *International Journal of Energy Sector Management*, vol. 4, no. 4. pp. 494–518, Nov. 23, 2010. doi: 10.1108/17506221011092742.
- [83] A. Herbst, F. Toro, F. Reitze, and E. Jochem, “Introduction to Energy Systems Modelling,” 2012.
- [84] N. Bauer, O. Edenhofer, and S. Kypreos, “Linking energy system and macroeconomic growth models,” *Computational Management Science*, vol. 5, no. 1–2, pp. 95–117, Feb. 2008, doi: 10.1007/s10287-007-0042-3.
- [85] NDC partnership, “WASP: Wien Automatic System Planning Package.”
- [86] S. C. Bhattacharyya and G. R. Timilsina, “A review of energy system models,” *International Journal of Energy Sector Management*, vol. 4, no. 4. pp. 494–518, Nov. 23, 2010. doi: 10.1108/17506221011092742.
- [87] D. Connolly, H. Lund, B. v. Mathiesen, and M. Leahy, “A review of computer tools for analysing the integration of renewable energy into various energy systems,” *Applied Energy*, vol. 87, no. 4. Elsevier Ltd, pp. 1059–1082, 2010. doi: 10.1016/j.apenergy.2009.09.026.
- [88] J. Després, N. Hadjsaid, P. Criqui, and I. Noirot, “Modelling the impacts of variable renewable sources on the power sector: Reconsidering the typology of energy modelling tools,” *Energy*, vol. 80, pp. 486–495, Feb. 2015, doi: 10.1016/j.energy.2014.12.005.
- [89] H. K. Ringkjøb, P. M. Haugan, and I. M. Solbrekke, “A review of modelling tools for energy and electricity systems with large shares of variable renewables,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 96. Elsevier Ltd, pp. 440–459, Nov. 01, 2018. doi: 10.1016/j.rser.2018.08.002.
- [90] H. K. Jacobsen, “Integrating the bottom-up and top-down approach to energyeconomy modelling: the case of Denmark.”
- [91] S. Silva, I. I. Isabel, I. Soares, and S. Soares Soares, “E3 Models E3 Models E3 Models E3 Models,” 2010.
- [92] M. Chang *et al.*, “Trends in tools and approaches for modelling the energy transition,” *Appl Energy*, vol. 290, May 2021, doi: 10.1016/j.apenergy.2021.116731.
- [93] M. G. Prina, D. Groppi, B. Nastasi, and D. A. Garcia, “Bottom-up energy system models applied to sustainable islands,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 152, Dec. 2021, doi: 10.1016/j.rser.2021.111625.
- [94] D. Groppi, B. Nastasi, M. G. Prina, and D. Astiaso Garcia, “The EPLANopt model for Favignana island’s energy transition,” *Energy Convers Manag*, vol. 241, Aug. 2021, doi: 10.1016/j.enconman.2021.114295.
- [95] HOMER, “HOMER software.” <https://www.homerenergy.com/> (accessed Jul. 11, 2023).
- [96] IEA, “IEA-ETSAP Optimization Modeling Documentation.” <https://iea-etsap.org/index.php/documentation> (accessed Jul. 11, 2023).
- [97] U. of Z. Croatia. research group from the Faculty of Mechanical Engineering and Naval Architecture, “About H2RES.” <https://h2res.org/about-h2res/> (accessed Jul. 11, 2023).
- [98] P. A. Østergaard, “Reviewing EnergyPLAN simulations and performance indicator applications in EnergyPLAN simulations,” *Applied Energy*, vol. 154. Elsevier Ltd, pp. 921–933, Sep. 15, 2015. doi: 10.1016/j.apenergy.2015.05.086.
- [99] H. Lund and J. Z. Thellufsen, “EnergyPLAN Advanced Energy Systems Analysis Computer Model,” 2021. [Online]. Available: www.EnergyPLAN.eu

- [100] D. Connolly, “Finding and Dado de entradating Data into EnergyPLAN (The FIDE Guide).” [Online]. Available: www.dconnolly.net
- [101] H. Adun *et al.*, “Decarbonization of EU energy sector: techno-feasibility analysis of 100% renewables by 2050 in Cyprus,” *Clean Technol Environ Policy*, Jul. 2022, doi: 10.1007/s10098-022-02356-4.
- [102] R. A. Agathokleous and S. A. Kalogirou, “PV roofs as the first step towards 100% RES electricity production for Mediterranean islands: The case of Cyprus,” *Smart Energy*, vol. 4, Nov. 2021, doi: 10.1016/j.segy.2021.100053.
- [103] Electricity Authority of Cyprus, “Electricity Authority of Cyprus.” <https://www.eac.com.cy/EN/EAC/Sustainability/Pages/ElectricityProduction.aspx> (accessed Aug. 05, 2022).
- [104] *RENEWABLE CAPACITY STATISTICS 2021 STATISTIQUES DE CAPACITÉ RENOUVELABLE 2021 ESTADÍSTICAS DE CAPACIDAD RENOVABLE 2021*. 2021. [Online]. Available: www.irena.org
- [105] G. Perona, P. di Torino, M. Gabella, J. Joss, G. Perona, and S. Michaelides, “Monitoring and adjusting ground-based weather radar in Europe using TRMM space-borne radar,” 2014. [Online]. Available: <https://www.researchgate.net/publication/229043799>
- [106] “Cyprus’ Draft Integrated National Energy and Climate Plan for the.”
- [107] International Renewable Agency, “IRENA.” <https://www.irena.org/> (accessed Aug. 16, 2022).
- [108] I. Energy Agency, “Net Zero by 2050 - A Roadmap for the Global Energy Sector,” 2050. [Online]. Available: www.iea.org/t&c/
- [109] H. A. Gilani, S. Hoseinzadeh, H. Karimi, A. Karimi, A. Hassanzadeh, and D. A. Garcia, “Performance analysis of integrated solar heat pump VRF system for the low energy building in Mediterranean island,” *Renew Energy*, vol. 174, pp. 1006–1019, Aug. 2021, doi: 10.1016/j.renene.2021.04.081.
- [110] M. Mukhtar *et al.*, “Building retrofit and energy conservation/efficiency review: A techno-environ-economic assessment of heat pump system retrofit in housing stock,” *Sustainability (Switzerland)*, vol. 13, no. 2. MDPI AG, pp. 1–23, Jan. 02, 2021. doi: 10.3390/su13020983.
- [111] Energy Information Administration, “EIA projects less than a quarter of the world’s electricity generated from coal by 2050,” Jan. 22, 2020. <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=42555#> (accessed Sep. 27, 2022).
- [112] Forest research, “Fuels for heating and power,” 2023. <https://www.forestresearch.gov.uk/tools-and-resources/fthr/biomass-energy-resources/reference-biomass/facts-figures/carbon-emissions-of-different-fuels/> (accessed Apr. 26, 2023).
- [113] C. M. T. Johnston and G. C. van Kooten, “Global trade impacts of increasing Europe’s bioenergy demand,” *J For Econ*, vol. 23, pp. 27–44, Apr. 2016, doi: 10.1016/j.jfe.2015.11.001.
- [114] “Heavy Fuel Oil Fired Power Plants.”
- [115] H. Lund, P. Sorknæs, B. V. Mathiesen, and K. Hansen, “Beyond sensitivity analysis: A methodology to handle fuel and electricity prices when designing energy scenarios,” *Energy Res Soc Sci*, vol. 39, pp. 108–116, May 2018, doi: 10.1016/j.erss.2017.11.013.
- [116] T. International Renewable Energy Agency, *GREEN HYDROGEN COST REDUCTION SCALING UP ELECTROLYSERS TO MEET THE 1.5°C CLIMATE GOAL H 2 O 2*. 2020. [Online]. Available: www.irena.org/publications
- [117] P. Marocco, D. Ferrero, A. Lanzini, and M. Santarelli, “Optimal design of stand-alone solutions based on RES + hydrogen storage feeding off-grid communities,” *Energy Convers Manag*, vol. 238, Jun. 2021, doi: 10.1016/j.enconman.2021.114147.

- [118] S. Zarabi Golkhatmi, M. I. Asghar, and P. D. Lund, “A review on solid oxide fuel cell durability: Latest progress, mechanisms, and study tools,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 161. Elsevier Ltd, Jun. 01, 2022. doi: 10.1016/j.rser.2022.112339.
- [119] G. G. Dranka and P. Ferreira, “Planning for a renewable future in the Brazilian power system,” *Energy*, vol. 164, pp. 496–511, Dec. 2018, doi: 10.1016/j.energy.2018.08.164.
- [120] F. R. Serras, A. C. Marques, and J. A. Fuinhas, “Evaluating the Impact of New Renewable Energy on the Peak Load - An ARDL Approach for Portugal,” in *Energy Procedia*, Elsevier Ltd, 2016, pp. 24–34. doi: 10.1016/j.egypro.2016.12.102.
- [121] “gross-and-net-load-peaks-fact-sheet”.
- [122] “Energy and environmental goals drive change,” 2016. [Online]. Available: www.caiso.com
- [123] Q. Zhang, J. Chen, G. Xiao, S. He, and K. Deng, “TransformGraph: A novel short-term electricity net load forecasting model,” *Energy Reports*, vol. 9, pp. 2705–2717, Dec. 2023, doi: 10.1016/j.egy.2023.01.050.
- [124] National Energy Technology Laboratory, “Gross Load Vs Net Load,” Sep. 2018, doi: doi.org/10.2172/1617671.
- [125] International Weather for Energy Calculations (IWEC), “Weather Data by Region,” 2001. https://energyplus.net/weather-region/europe_wmo_region_6/CYP (accessed Mar. 30, 2023).
- [126] I. - International Energy Agency, “Global Hydrogen Review 2022,” 2022. [Online]. Available: www.iea.org/t&c/
- [127] IEA, “LCOE calculator.” <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tools/levelised-cost-of-electricity-calculator> (accessed Jun. 22, 2023).
- [128] C. Moles *et al.*, *Energy Technology Reference Indicator (ETRI) projections for 2010-2050*.

7 Anexos

Warnings Appear Here:

Overview

- Demand
 - Electricity
 - Heating
 - Cooling
 - Industry and Fuel
 - Transport
 - Water
- Supply
 - Balancing and Storage
 - Electricity
 - Thermal
 - Liquid and Gas Fuel
- Cost
- Simulation
- Output

Electricity Demand and Fixed Import/Export

Electricity demand*:	<input type="text" value="20"/>	TWh/year	Change distribution	Hour_electricity.txt
Electric heating (IF included)	<input type="text" value="0"/>	TWh/year	Subtract electric heating using distribution from 'individual' window	
Electric cooling (IF included)	<input type="text" value="0"/>	TWh/year	Subtract electric cooling using distribution from 'cooling' window	
Elec. for Biomass Conversion	<input type="text" value="0,00"/>	TWh/year	(Transferred from Biomass Conversion TabSheet)	
Elec. for Transportation	<input type="text" value="0,00"/>	TWh/year	(Transferred from Transport TabSheet)	
Sum (excluding electric heating and cooling)	<input type="text" value="20,00"/>	TWh/year		
Electric heating (individual)	<input type="text" value="0,00"/>	TWh/year		
Electricity for heat pumps (individual)	<input type="text" value="0,00"/>	TWh/year		
Electric cooling	<input type="text" value="0,00"/>	TWh/year		
Flexible demand (1 day)	<input type="text" value="0"/>	TWh/year	Max-effect	<input type="text" value="1000"/> MW
Flexible demand (1 week)	<input type="text" value="0"/>	TWh/year	Max-effect	<input type="text" value="1000"/> MW
Flexible demand (4 weeks)	<input type="text" value="0"/>	TWh/year	Max-effect	<input type="text" value="1000"/> MW
Fixed Import/Export	<input type="text" value="0"/>	TWh/year	Change distribution	Hour_Tysklandsexport.txt
Total electricity demand*	<input type="text" value="20,00"/>	TWh/year		

The diagram illustrates the relationship between import/export and electricity demand. A box labeled 'Import/Export fixed and variable' has a downward arrow pointing to a horizontal line, and an upward arrow pointing from the horizontal line. The horizontal line ends in an arrow pointing to a box labeled 'Electricity demand'.

Figura 7.1 - Exemplo onde é possível visualizar onde se encontra o dado de entrada para modificar o ficheiro de texto correspondente à distribuição horária (ver seta verde).

Input										CyprusREF.txt										The EnergyPLAN model 13.0														
Electricity demand (TWh/year):					Flexible demand: 0,00					Capacities					Efficiencies					Regulation Strategy: Technical regulation no. 3					Fuel Price level:									
Fixed demand: 5,08					Fixed imp/exp.: 0,00					MW-e					elec. Ther COP					CEEP regulation: 00000000					Capacities Storage Efficie									
Electric heating + HP: 0,00					Transportation: 0,00					CHP: 0 0 0,34 0,00					Heat Pump: 0 0 3,00					Minimum Stabilisation share: 0,30					Hydro Pump: 0 0 0,80									
Electric cooling: 0,00					Total: 5,08					Boiler: 0 0 0,90					Group 3: CHP: 13 0 0,34 0,00					Heat Pump: 0 0 3,00					Minimum PP: 0 MW					Electrol. Gr.2: 0 0 0,80 0,10				
District heating (TWh/year)					Gr.1 Gr.2 Gr.3 Sum					Group 3: CHP: 13 0 0,34 0,00					Heat Pump: 0 0 3,00					Heat Pump maximum share: 0,50					Electrol. Gr.3: 0 0 0,80 0,10									
District heating demand: 0,00 0,00 0,00 0,00					Solar Thermal: 0,00 0,00 0,00 0,00					Industrial CHP (CSHP): 0,00 0,00 0,00 0,00					Demand after solar and CSHP: 0,00 0,00 0,00 0,00					Condensing: 13 0,34					Distr. Name: Hour_nordpool.txt					Ely. MicroCHP: 0 0 0,80				
Wind: 158 MW					0,24 TWh/year					0,00 Grid stabilisation					Heats storage: gr.2: 0 GWh					gr.30 GWh					Addition factor: 0,00 EUR/MWh					(TWh/year)				
Photo Voltaic: 200 MW					0,36 TWh/year					0,00					Fixed Boiler: gr.2: 0,0 Per cent					gr.0,0 Per cent					Multiplication factor: 0,00					Coal Oil Ngas Biom:				
Wave Power: 0 MW					0 TWh/year					0,00					Electricity prod. from CSHP: 0,00 0,00					Waste (TWh/year)					Average Market Price: 0 EUR/MWh					Transport: 0,00 0,00 0,00 0,00				
River Hydro: 0 MW					0 TWh/year					0,00 share					Gr.1: 0,00 0,00					Gr.2: 0,00 0,00					Gas Storage: 0 GWh					Household: 0,00 0,00 0,00 0,00				
Hydro Power: 0 MW					0 TWh/year					0,00					Gr.3: 0,00 0,00					Biogas max to grid: 0 MW					Syngas capacity: 0 MW					Industry: 0,00 0,00 0,00 0,00				
Geothermal/Nuclear: 0 MW					0 TWh/year					0,00															Various: 0,00 0,00 0,00 0,00									

Output																																												
District Heating					Electricity										Exchange																													
Demand					Production					Consumption					Production					Balance					Payment																			
Distr. heating	Solar	Waste	CSHP	DHP	CHP	HP	ELT	Boiler	EH	Bal-	Elec. demand	Flex.& Transp	HP	Elec-trolyser	EH	Hydro Pump	Tur-bine	RES	Hy-dro thermal	Geo-thermal	Waste- CSHP	CHP	PP	Stab-Load %	Imp	Exp	CEEP	EEP	Imp	Exp	Million EUR													
January	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	583	0	0	0	0	0	0	60	0	0	0	0	0	523	299	0	0	0	0	0	0	0												
February	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	554	0	0	0	0	0	0	65	0	0	0	0	0	490	295	0	0	0	0	0	0	0												
March	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	484	0	0	0	0	0	0	72	0	0	0	0	0	411	284	0	0	0	0	0	0	0												
April	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	437	0	0	0	0	0	0	70	0	0	0	0	0	366	282	0	0	0	0	0	0	0												
May	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	510	0	0	0	0	0	0	77	0	0	0	0	0	433	286	0	0	0	0	0	0	0												
June	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	604	0	0	0	0	0	0	78	0	0	0	0	0	526	294	0	0	0	0	0	0	0												
July	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	768	0	0	0	0	0	0	77	0	0	0	0	0	691	302	0	0	0	0	0	0	0												
August	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	762	0	0	0	0	0	0	78	0	0	0	0	0	683	301	0	0	0	0	0	0	0												
September	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	671	0	0	0	0	0	0	69	0	0	0	0	0	602	302	0	0	0	0	0	0	0												
October	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	539	0	0	0	0	0	0	63	0	0	0	0	0	476	297	0	0	0	0	0	0	0												
November	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	482	0	0	0	0	0	0	55	0	0	0	0	0	427	297	0	0	0	0	0	0	0												
December	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	540	0	0	0	0	0	0	53	0	0	0	0	0	487	301	0	0	0	0	0	0	0												
Average	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	578	0	0	0	0	0	0	68	0	0	0	0	0	510	295	0	0	0	0	0	0	0												
Maximum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1022	0	0	0	0	0	0	222	0	0	0	0	0	865	332	0	0	0	0	0	0	0												
Minimum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	247	0	0	0	0	0	0	2	0	0	0	0	0	196	188	0	0	0	0	0	0	0												
TWh/year	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	5,08	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,60	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	4,48	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0												
FUEL BALANCE (TWh/year):										Industry										Total					CO2 emission (Mt)																			
DHP										CHP2 CHP3 Boiler2 Boiler3 PP										Geo/Nu/Hydro					Waste Elic.y. version Fuel					Wind PV					Wave Hydro Solar.Tl Transp.househ.Various					Imp/Exp Corrected Total Net				
Coal										-										-					-					-					0,00 0,00 0,00 0,00									
Oil										-										-					-					-					12,84 0,00 12,84 3,42 3,42									
N.Gas										-										-					-					-					0,00 0,00 0,00 0,00									
Biomass										-										-					-					-					0,34 0,00 0,34 0,00 0,00									
Renewable										-										-					-					-					0,60 0,00 0,60 0,00 0,00									
H2 etc.										-										-					-					-					0,24 0,36 0,00 0,00 0,00									
Biofuel										-										-					-					-					0,00 0,00 0,00 0,00 0,00									
Nuclear/CCS										-										-					-					-					0,00 0,00 0,00 0,00 0,00									
Total										-										-					-					-					13,18 0,24 0,36 13,78 0,00 13,78 3,42 3,42									

Figura 7.2 –Resultado do cenário de referência. Os círculos verdes fazem referência aos indicadores energéticos estudados nesta dissertação, como a eletricidade consumida e produzida pelas diferentes tecnologias de produção. É possível ver os resultados referentes ao consumo de combustível primário das centrais convencionais e de biomassa (TWh/ano), bem como da produção elétrica renovável (TWh/ano). No canto inferior direito é possível visualizar a quantidade de CO₂ emitido por ano em Mton.

Output specifications		CyprusREF.txt												The EnergyPLAN model 13.0															
District Heating Production																													
Gr.1				Gr.2								Gr.3								RES Specification									
District heating	Solar	CSHP	DHP	District heating	Solar	CSHP	CHP	HP	ELT	Boiler	EH	Storage	Balance	District heating	Solar	CSHP	CHP	HP	ELT	Boiler	EH	Storage	Balance	RES1	RES2	RES3	RES4	Total	
MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW
January	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	35	25	0	0	60
February	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	32	33	0	0	65
March	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	33	39	0	0	72
April	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	26	45	0	0	70
May	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	27	49	0	0	77
June	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	26	52	0	0	78
July	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	25	52	0	0	77
August	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	26	53	0	0	78
September	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	22	47	0	0	69
October	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	23	40	0	0	63
November	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	22	33	0	0	55
December	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	25	28	0	0	53
Average	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	27	41	0	0	68
Maximum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	89	159	0	0	222
Minimum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2
Total for the whole year	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,24	0,36	0,00	0,00	0,60
Own use of heat from industrial CH=0,00 TWh/year																													
ANNUAL COSTS (Million EUR)																													
Total Fuel ex Ngas exchange = 286																													
Uranium =	0																												
Coal =	0																												
FuelOil =	240																												
Gasoil/Diesel=	0																												
Petrol/JP =	0																												
Gas handling =	0																												
Biomass =	45																												
Food income =	0																												
Waste =	0																												
Total Ngas Exchange costs =	0																												
Marginal operation costs =	0																												
Total Electricity exchange =	0																												
Import =	0																												
Export =	0																												
Bottleneck =	0																												
Fixed imp/ex=	0																												
Total CO2 emission costs =	0																												
Total variable costs =	286																												
Fixed operation costs =	36																												
Annual Investment costs =	145																												
TOTAL ANNUAL COSTS =	466																												
RES Share: 6,8 Percent of Primary Energy 11,8 Percent of Electricity 0,6 TWh electricity from RES																													
10-julho-2023 [19:01]																													

Figura 7.3 – Segunda folha do resultado do cenário de referência. Os círculos verdes no canto superior direito especificam a quantidade de eletricidade produzida por cada tecnologia de produção renovável (eólica e solar PV). O círculo do meio representa os custos anuais que o software simulou e em baixo está representado a percentagem de eletricidade produzida por VREs no sistema elétrico do Chipre.

Output specifications		CyprusC1.txt															The EnergyPLAN model 13.0												
District Heating Production																													
Gr.1				Gr.2										Gr.3						RES specification									
District heating	Solar	CSHP	DHP	District heating	Solar	CSHP	CHP	HP	ELT	Boiler	EH	Storage	Balance	District heating	Solar	CSHP	CHP	HP	ELT	Boiler	EH	Storage	Balance	RES1 Wind	RES2 Photo	RES3 Wave	RES4 4-7er	RES Total	
MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW
January	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	35	46	0	0	81
February	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	32	60	0	0	92
March	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	33	73	0	0	106
April	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	26	83	0	0	108
May	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	27	91	0	0	118
June	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	26	95	0	0	121
July	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	25	97	0	0	122
August	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	26	97	0	0	123
September	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	22	87	0	0	108
October	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	23	75	0	0	97
November	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	22	61	0	0	83
December	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	25	52	0	0	77
Average	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	27	76	0	0	103
Maximum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	89	293	0	0	350
Minimum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2
Total for the whole year																									0,24	0,67	0,00	0,00	0,91
TWh/year	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,91
Own use of heat from industrial CH=0,00 TWh/year																													
ANNUAL COSTS (Million EUR)																													
Total Fuel exchange = 290																													
Uranium = 0																													
Coal = 0																													
FuelOil = 220																													
Gasoil/Diesel = 0																													
Petrol/IP = 0																													
Gas handling = 0																													
Biomass = 70																													
Food income = 0																													
Waste = 0																													
Total Ngas Exchange costs = 0																													
Marginal operation costs = 0																													
Total Electricity exchange = 0																													
Import = 0																													
Export = 0																													
Bottleneck = 0																													
Fixed imp/ex = 0																													
Total CO2 emission costs = 0																													
Total variable costs = 290																													
Fixed operation costs = 28																													
Annual Investment costs = 100																													
TOTAL ANNUAL COSTS = 418																													
RES Share: 10,8 Percent of Primary Energy 18,0 Percent of Electricity 0,9 TWh electricity from RES																													

Figura 7.5 - Segunda folha do resultado do cenário 1. O círculo verde no canto superior direito especifica a quantidade de eletricidade produzida por cada tecnologia de produção renovável (eólica e solar PV). O círculo do meio representa os custos anuais que o software simulou e em baixo está representado a percentagem de eletricidade produzida por VREs no sistema elétrico do Chipre.

Input		CyprusC1storage.txt		The EnergyPLAN model 13.0																											
Electricity demand (TWh/year): Flexible demand 0,00 Fixed demand 5,22 Fixed imp/exp. 0,00 Electric heating + HP 0,00 Transportation 0,00 Electric cooling 0,00 Total 5,22				Group 2: Capacities Efficiencies MW-e MJ/s elec. Ther COP CHP 0 0 0,34 0,00 Heat Pump 0 0 0,90 3,00 Boiler 0 0 0,90				Regulation Strategy: Technical regulation no. 3 CEEP regulation 10000000 Minimum Stabilisation share 0,30 Stabilisation share of CHP 0,00 Minimum CHP gr 3 load 300 MW Minimum PP 0 MW Heat Pump maximum share 0,50 Maximum import/export 0 MW				Fuel Price level: Capacities Storage Efficiency MW-e GWh elec. Ther Hydro Pump: 500 2 0,80 Hydro Turbine: 500 0,60 Electrol. Gr.2: 0 0 0,80 0,10 Electrol. Gr.3: 0 0 0,80 0,10 Electrol. trans.: 0 0 0,80 Ely. MicroCHP: 0 0 0,80 CAES fuel ratio: 0,000																			
District heating (TWh/year) Gr.1 Gr.2 Gr.3 Sum District heating demand 0,00 0,00 0,00 0,00 Solar Thermal 0,00 0,00 0,00 0,00 Industrial CHP (CSHP) 0,00 0,00 0,00 0,00 Demand after solar and CSHP 0,00 0,00 0,00 0,00				Group 3: CHP 20 0 0,34 0,00 Heat Pump 0 0 0,90 3,00 Boiler 0 0 0,90 Condensing 20 0,34				Distr. Name : Price_DKV_2003.bt Addition factor 0,00 EUR/MWh Multiplication factor 1,00 Dependency factor 0,00 EUR/MWh pr. MW Average Market Price 250 EUR/MWh Gas Storage 0 GWh Syngas capacity 0 MW Biogas max to grid 0 MW				Heatsstorage: gr.2: 0 GWh gr.3: 0 GWh Fixed Boiler: gr.2: 0,0 Per cent gr.3: 0,0 Per cent Electricity prod. from CSHP Waste (TWh/year) Gr.1: 0,00 0,00 Gr.2: 0,00 0,00 Gr.3: 0,00 0,00																			
Wind 158 MW 0,24 TWh/year 0,00 Grid stabilisation Photo Voltaic 600 MW 1,36 TWh/year 0,00 Wave Power 0 MW 0 TWh/year 0,00 share River Hydro 0 MW 0 TWh/year 0,00 Hydro Power 0 MW 0 TWh/year Geothermal/Nuclear 0 MW 0 TWh/year												(TWh/year) Coal Oil Ngas Bioms Transport 0,00 0,00 0,00 0,00 Household 0,00 0,00 0,00 0,00 Industry 0,00 0,00 0,00 0,00 Various 0,00 0,00 0,00 0,00																			
Output		District Heating										Electricity										Exchange									
Demand		Production								Balance		Consumption										Production		Balance		Payment					
Distr. heating	Solar	Waste	CSHP	DHP	CHP	HP	ELT	Boiler	EH	Bal-ance	Elec. demand	Flex. & transp	HP	Electrolyser	EH	Hydro Pump	Tur-bine	RES	Hydro thermal	Waste	CSHP	CHP	PP	Stab-Load %	Imp	Exp	CEEP	EPP	Imp	Exp	
January	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	599	0	0	0	0	0	0	134	0	0	0	0	465	261	0	0	0	0	0	0	0
February	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	570	0	0	0	0	8	4	157	0	0	0	0	417	248	0	0	0	0	0	0	0
March	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	497	0	0	0	0	24	11	182	0	0	0	0	328	227	0	0	0	0	0	0	0
April	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	449	0	0	0	0	39	19	193	0	0	0	0	276	218	0	0	0	0	0	0	0
May	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	524	0	0	0	0	18	9	209	0	0	0	0	324	220	0	0	0	0	0	0	0
June	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	621	0	0	0	0	3	1	217	0	0	0	0	405	228	0	0	0	0	0	0	0
July	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	789	0	0	0	0	0	0	217	0	0	0	0	572	351	0	0	0	0	0	0	0
August	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	783	0	0	0	0	0	0	217	0	0	0	0	566	349	0	0	0	0	0	0	0
September	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	689	0	0	0	0	0	0	194	0	0	0	0	495	349	0	0	0	0	0	0	0
October	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	554	0	0	0	0	4	2	174	0	0	0	0	382	241	0	0	0	0	0	0	0
November	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	496	0	0	0	0	13	6	148	0	0	0	0	354	246	0	0	0	0	0	0	0
December	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	555	0	0	0	0	4	2	135	0	0	0	0	422	257	0	0	0	0	0	0	0
Average	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	594	0	0	0	0	9	4	182	0	0	0	0	418	241	0	0	0	0	0	0	0
Maximum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1050	0	0	0	0	306	184	574	0	0	0	0	823	332	0	0	0	0	0	0	0
Minimum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	254	0	0	0	0	0	0	2	0	0	0	0	0	100	0	0	0	0	0	0	0
TWh/year	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	5,22	0,00	0,00	0,00	0,00	0,04	1,59	0,00	0,00	0,00	0,00	3,67	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
FUEL BALANCE (TWh/year):										CAES BioCon-Electro-Industry										Imp/Exp Corrected		CO2 emission (Mt)									
DHP	CHP2	CHP3	Boiler2	Boiler3	PP	Geo/Nu	Hydro	Waste	Elec.	Hydro	Wind	PV	Wave	Hydro	Solar.Tt	Transp	househ.	Various	Total	Imp/Exp	Corrected	Total	Net								
Coal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00								
Oil	-	-	-	-	-	10,27	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	10,27	0,00	10,27	2,74								
N.Gas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00								
Biomass	-	-	-	-	-	0,52	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,52	0,00	0,52	0,00								
Renewable	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,24	1,36	-	-	-	-	-	-	-	1,59	0,00	1,59	0,00								
H2 etc.	-	-	-	-	-	0,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00								
Biofuel	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00								
Nuclear/CCS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00								
Total	-	-	-	-	-	10,79	-	-	-	-	0,24	1,36	-	-	-	-	-	-	-	12,38	0,00	12,38	2,74								

Figura 7.6 - Resultado do cenário de armazenamento. Os círculos verdes fazem referência aos indicadores energéticos estudados nesta dissertação, como a eletricidade consumida e produzida pelas diferentes tecnologias de produção. É possível ver os resultados referentes ao consumo de combustível primário das centrais convencionais e de biomassa (TWh/ano), bem como da produção elétrica renovável (TWh/ano). No canto inferior direito é possível visualizar a quantidade de CO₂ emitido por ano em Mton.

Output specifications		CyprusC1storage.txt															The EnergyPLAN model 13.0																												
District Heating Production																																													
Gr.1				Gr.2								Gr.3								RES specification																									
District heating	Solar	CSHP	DHP	District heating	Solar	CSHP	CHP	HP	ELT	Boiler	EH	Storage	Balance	District heating	Solar	CSHP	CHP	HP	ELT	Boiler	EH	Storage	Balance	RES1 Wind	RES2 Photo	RES3 Wave	RES4 4-7 er	Total																	
MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW																
January	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	35	99	0	0	134																
February	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	32	125	0	0	157																
March	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	33	149	0	0	182																
April	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	26	168	0	0	193																
May	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	27	182	0	0	209																
June	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	26	191	0	0	217																
July	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	25	192	0	0	217																
August	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	26	191	0	0	217																
September	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	22	172	0	0	194																
October	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	23	151	0	0	174																
November	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	22	127	0	0	148																
December	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	25	110	0	0	135																
Average	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	27	155	0	0	182																
Maximum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	89	519	0	0	574																
Minimum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2																
Total for the whole year																																													
TWh/year	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,24	1,36	0,00	0,00	1,59																
Own use of heat from industrial CH=0,00 TWh/year																																													
ANNUAL COSTS (Million EUR)															NATURAL GAS EXCHANGE																														
Total Fuel ex Ngas exchange =	262																																												
Uranium =	0																																												
Coal =	0																																												
FuelOil =	192																																												
Gasoil/Diesel=	0																																												
Petrol/JP =	0																																												
Gas handling =	0																																												
Biomass =	70																																												
Food income =	0																																												
Waste =	0																																												
Total Ngas Exchange costs =	0																																												
Marginal operation costs =	0																																												
Total Electricity exchange =	0																																												
Import =	0																																												
Export =	0																																												
Bottleneck =	0																																												
Fixed imp/ex=	0																																												
Total CO2 emission costs =	0																																												
Total variable costs =	262																																												
Fixed operation costs =	75																																												
Annual Investment costs =	290																																												
TOTAL ANNUAL COSTS =	626																																												
RES Share:	17,0 Percent of Primary Energy															30,2 Percent of Electricity															1,6 TWh electricity from RES														
10-julho-2023 [19:10]																																													

Figura 7.7 - Segunda folha do resultado do cenário de armazenamento. Os círculos verdes no canto superior direito especificam a quantidade de eletricidade produzida por cada tecnologia de produção renovável (eólica e solar PV). O círculo do meio representa os custos anuais que o software simulou e em baixo está representado a percentagem de eletricidade produzida por VREs no sistema elétrico do Chipre.