



INSTITUTO SUPERIOR DE ENGENHARIA DE LISBOA

Departamento de Engenharia Eletrotécnica de Energia e Automação

**Produção de Hidrogénio Renovável a partir de Energia
Solar PV e Eólica para Aplicação na Indústria
Cerâmica**

INÊS FERREIRA AZEVEDO

Licenciada

**Trabalho Final de Mestrado para obtenção do grau de Mestre
em Engenharia Eletrotécnica**

Orientadores:

Professor Doutor Jorge Alberto Mendes de Sousa

Professora Doutora Cristina Inês Camus

Júri:

Presidente: Professora Doutora Rita Marcos Fontes Murta Pereira

Vogais:

Professor Doutor Ricardo Jorge Ferreira Luís

Professor Doutor Jorge Alberto Mendes de Sousa

SETEMBRO 2023

Agradecimentos

Primeiramente, gostaria de agradecer aos meus orientadores, Jorge Sousa e Cristina Camus por toda a ajuda incansável e disponibilidade que demonstraram durante este período de realização da dissertação.

De seguida, à minha família e amigos pelo apoio e paciência nestes últimos meses.

Finalmente, agradecer à Winpower, S.A. e aos seus colaboradores pelo acolhimento no seu espaço, ajuda que me forneceram durante o desenvolvimento deste projeto e a oportunidade de aprendizagem.

Resumo

As alterações climáticas são um tema de elevada relevância atual tendo sido definidas medidas a nível mundial com objetivos para 2050 no âmbito do Acordo Paris na 21ª Conferência das Partes (COP21). Estas medidas têm o propósito de mitigar o efeito de estufa e as suas consequências nefastas para o planeta, promovendo uma transição energética para um futuro mais sustentável. Em particular, a união europeia estabeleceu o European Green Deal visando a diminuição das emissões de gases de efeito de estufa e o REPowerEU com o objetivo de reduzir a dependência de combustíveis fósseis. Em Portugal, o Plano Nacional Energia e Clima define os objetivos nacionais para 2030 em termos de descarbonização e eficiência energética e o Roteiro para a Neutralidade Carbónica apresenta a visão para o horizonte de 2050. Com particular destaque surge o papel do hidrogénio na transição energética, em particular no setor industrial e dos transportes, sendo a Estratégia Nacional para o Hidrogénio (EN-H2) o documento que estrutura as principais medidas nesta matéria.

O hidrogénio produzido a partir de fontes de energia renováveis é um vetor energético adequado para associar a produção de eletricidade renovável com os setores difíceis de eletrificar, como as indústrias que utilizam calor de alta temperatura e o setor dos transportes, em particular marítimo, aéreo e terrestre de longa distância.

Assim, o presente trabalho apresenta a modelação da produção de hidrogénio a partir de fontes renováveis, como a energia solar fotovoltaica e a energia eólica, com aplicação à indústria cerâmica. Para tal, foi implementado um modelo de otimização para o investimento e operação de uma indústria cerâmica usando o General Algebraic Modelling System (GAMS).

Os resultados obtidos demonstram que o hidrogénio será utilizado para autoconsumo das unidades fabris quando a tarifa do gás for inferior à de venda do hidrogénio à rede e este, por sua vez, superior ao custo nivelado do hidrogénio (LCOH). A eletricidade renovável é sempre produzida e é maioritariamente utilizada para autoconsumo e para venda à rede.

Palavras-Chave – Energia eólica, Energia Solar, Hidrogénio renovável, Descarbonização da indústria, Indústria cerâmica, Modelação sistemas de energia.

Abstract

Climate change is a highly relevant issue today, and global measures have been defined with objectives for 2050, under the Paris Agreement at the 21st Conference of the Parties (COP21). These measures aim to mitigate the greenhouse effect and its harmful consequences for the planet, promoting an energy transition towards a more sustainable future. In particular, the European Union has drawn up the European Green Deal, in order to reduce greenhouse gases, and REPowerEU with the aim of reducing fuel dependency. In Portugal, the National Energy and Climate Plan defines the national objectives for 2030 in terms of decarbonization and energy efficiency, and the Roadmap for Carbon Neutrality presents the vision for 2050. The role of hydrogen in energy transition is particularly important, especially in the industrial and transport sectors, and the National Hydrogen Strategy (EN-H2) is the document that structures the main measures in this area.

Hydrogen produced from renewable energy sources is a suitable energy carrier for connecting renewable electricity production with sectors that are difficult to electrify, such as industries which use high-temperature heat and the transport sector, particularly long-distance maritime, air and land transport.

This paper presents the modelling of hydrogen production from renewable sources, such as solar photovoltaics and wind, as applied to the ceramics industry. To this end, an optimization model was implemented in the investment and operation of a ceramics factory, using the General Algebraic Modelling System (GAMS).

The results show that hydrogen would be used for self-consumption in factories when the price of gas is lower than the price for selling hydrogen to the grid, and the latter is higher than the levelized cost of hydrogen (LCOH). Renewable electricity is always produced and is mostly used for self-consumption as well as for sale to the grid.

Keywords—Wind energy, Solar energy, Renewable hydrogen, Industry decarbonization, Ceramics industry, Energy systems modelling

Índice

Agradecimentos	iii
Resumo.....	iv
Abstract	v
Índices de Figuras	viii
Índices de Tabelas.....	ix
Siglas.....	x
Parâmetros.....	x
1. Introdução.....	2
2. Hidrogénio Renovável na Indústria Cerâmica	7
2.1. Indústria Cerâmica.....	8
2.2. Produção de Hidrogénio	10
2.3. Sistemas Híbridos.....	17
2.4. Questões Económicas	20
2.5. Modelação e simulação de sistemas de energia.....	22
3. Metodologia.....	24
3.1. Recurso Solar e Eólico.....	24
3.2. Simulação da Energia Produzida pelo Sistema Solar em condições típicas	24
3.3. Simulação da Energia Produzida pelo Sistema Eólico	27
3.4. Modelo de Produção de Hidrogénio Renovável.....	28
4. Aplicação do modelo desenvolvido à indústria cerâmica.....	37
4.1. Energia Produzida pelo Sistema Solar diária	38
4.2. Energia Produzida pelo Sistema Solar anual.....	39
4.3. Energia Produzida pelo Sistema Eólico anual.....	41
4.4. Cenários de aplicação ao modelo	47
Cenário 1: Situação atual.....	47

Cenário 2: Eletrolisador com uma potência máxima de 5 MW sem restrições nas potências da eletricidade renovável	48
Cenário 3: Eletrolisador sem restrições na potência e potências da eletricidade renovável com um valor máximo de 10 MW	52
Cenário 4: Eletrolisador com potência igual a 5 MW e capacidade de eletricidade renovável com um valor máximo de 10 MW	55
Cenário 5: Eletrolisador com potência igual a 5MW e apenas com eletricidade proveniente de painéis fotovoltaicos com inclinação ótima	59
Cenário 6: Eletrolisador com potência máxima de 5 MW, potências da eletricidade renovável com um valor máximo de 10 MW e preço do gás igual a 150 €/MWh.....	62
5. Conclusões.....	69
6. Referências	72
ANEXOS.....	77

Índices de Figuras

Figura 1. Processo de produção de cerâmica, retirado de [7]	9
Figura 2. Princípio fundamental da eletrólise, retirado de [21]	12
Figura 3. Esquema de um eletrolisador do tipo PEM, retirado de [28].....	13
Figura 4. Esquema de um eletrolisador do tipo AWE, retirado de [28]	14
Figura 5. Esquema de um eletrolisador do tipo AEM, retirado de [29]	15
Figura 6. Esquema de um eletrolisador do tipo HTSE, retirado de [30]	15
Figura 7. Esquema de um eletrolisador do tipo SOE, retirado de [28]	16
Figura 8. Esquema de um sistema de produção de hidrogénio através de energia PV retirado de [19].....	17
Figura 9. Esquema do sistema global de produção e fornecimento de hidrogénio verde à fábrica de cerâmica.....	37
Figura 10. Histograma e boxplot da velocidade do vento a 10 metros	38
Figura 11. Energia Diária Produzida pelos Painéis Fotovoltaicos para várias inclinações	39
Figura 12. Produção ótima anual	39
Figura 13. Produção PV anual 50°E.....	40
Figura 14. Produção PV anual 80°O	40
Figura 15. Curva de potência do aerogerador da marca WEG com o modelo AGW110/2,2.....	41
Figura 16. Histograma e boxplot da velocidade do vento a 80 metros	42
Figura 17. Histograma e boxplot da velocidade do vento a 120 metros	42
Figura 18. Curva de potência do aerogerador da marca ENERCON com o modelo E-92.....	43
Figura 19. Histograma e boxplot da velocidade do vento a 85 metros	43
Figura 20. Histograma e boxplot da velocidade do vento a 138 metros	44
Figura 21. Energia Produzida pelo aerogerador de 2200kW a 80m	44
Figura 22. Energia Produzida pelo aerogerador de 2200kW a 120m	45
Figura 23. Energia Produzida pelo aerogerador de 2350kW a 85m	45
Figura 24. Energia Produzida pelo aerogerador de 2350kW a 138m	46
Figura 25. Energia produzida pelo sistema híbrido com painéis solares com inclinação ótima e aerogeradores com 120m	46
Figura 26. Eletricidade Renovável e a sua utilização para um mês para o 2º cenário	49
Figura 27. Eletricidade Renovável e a sua utilização para um ano para o 2º cenário	50
Figura 28. Diagrama de Sankey anual para o 2º cenário.....	50
Figura 29. Eletricidade Renovável e a sua utilização para um mês para o 3º cenário	52
Figura 30. Eletricidade Renovável e a sua utilização para um ano para o 3º cenário	53
Figura 31. Diagrama de Sankey anual para o 3º cenário.....	53

Figura 32. Eletricidade Renovável e a sua utilização para um mês para o 4º cenário	56
Figura 33. Eletricidade Renovável e a sua utilização para um ano para o 4º cenário	56
Figura 34. Diagrama de Sankey anual para o 4º cenário.....	57
Figura 35. Eletricidade Renovável e a sua utilização para um mês para o 5º cenário	59
Figura 36. Eletricidade Renovável e a sua utilização para um ano para o 5º cenário	60
Figura 37. Diagrama de Sankey correspondente ao 5º cenário.....	60
Figura 38. Gráfico mensal de maio correspondente ao 6º cenário.....	63
Figura 39. Gráfico anual correspondente ao 6º cenário	63
Figura 40. Diagrama de Sankey correspondente ao 6º cenário.....	64
Figura 41. Gráficos mensais correspondentes ao 2º cenário para 1 ano.....	79
Figura 42. Gráficos mensais correspondentes ao 3º cenário para 1 ano.....	81
Figura 43. Gráficos mensais correspondentes ao 4º cenário para 1 ano.....	83
Figura 44. Gráficos mensais correspondentes ao 5º cenário para 1 ano.....	85
Figura 45. Gráficos mensais correspondentes ao 6º cenário para 1 ano.....	87

Índices de Tabelas

Tabela I. Área dos Telhados do grupo RECER	40
Tabela II. Dados de Entrada utilizados na simulação do primeiro cenário	47
Tabela III. Balanço de Quantidades referentes ao primeiro cenário	47
Tabela IV. Dados de Entrada utilizados na simulação do segundo cenário	48
Tabela V. Balanço de Quantidades do segundo cenário	51
Tabela VI. Dados de Entrada utilizados na simulação do terceiro cenário	52
Tabela VII. Balanço de Quantidades do terceiro cenário	54
Tabela VIII. Dados de Entrada utilizados na simulação do quarto cenário.....	55
Tabela IX. Balanço de Quantidades do quarto cenário	57
Tabela X. Dados de Entrada utilizados na simulação do quinto cenário	59
Tabela XI. Balanço de Quantidades para o quinto cenário	60
Tabela XII. Dados de Entrada utilizados na simulação do sexto cenário.....	62
Tabela XIII. Balanço de Quantidades para o sexto cenário	64

Siglas

COP21	21ª Conferência das Partes da Convenção (21st Conference of the Parties)
PNEC	Plano Nacional Energia e Clima
COP22	22ª Conferência das Partes da Convenção (22nd Conference of the Parties)
RNC	Roteiro para a Neutralidade Carbónica
EN-H2	Estratégia Nacional para o Hidrogénio
PEM	Eletrolisador de membrana de troca de protões (Proton Exchange Membrane Electrolyzer)
AWE	Eletrolisador de água alcalina (Alkaline Water Electrolyzer)
AEM	Membrana de troca de aniões alcalinos (Alkaline Anion Exchange Membrane)
HTSE	Eletrolisador de vapor a alta temperatura (High-Temperature Steam Electrolyzer)
SOE	Eletrolisador de óxido sólido (Solid Oxide Electrolyzer)
VAL	Valor Atual Líquido
LCOE	Custo Nivelado de Energia (Levelized Cost of Energy)
LCOH	Custo Nivelado de Hidrogénio (Levelized Cost of Hydrogen)
GAMS	General Algebraic Modelling System
STC	Condições de teste padrão (Standard Test Conditions)
NOC	Condições de Operação Normal (Normal Operating Conditions)
NOCT	Temperatura nominal de operação da célula (Nominal Operating Cell Temperature)

Parâmetros

r	Solar PV e Eólica
G^{STC}	Irradiância em condições teste padrão ($1000 W/m^2$)
θ_m^{STC}	Temperatura do módulo em condições teste padrão em graus Celcius ($25^\circ C$)
T^{STC}	Temperatura do módulo em condições teste padrão em Kelvin ($298.15K$)
G^{NOC}	Irradiância em condições de operação normal ($800 W/m^2$)
θ_{amb}	Temperatura ambiente ($20^\circ C$)
θ_m^{NOC}	Temperatura do módulo em condições de operação normal
P_{max}	Potência máxima do painel fotovoltaico (W)
V_{OC}	Tensão de circuito aberto (open circuit) (V)
I_{SC}	Corrente de curto de circuito (short circuit) (A)
V_{mp}	Tensão à máxima potência (V)
I_{mp}	Corrente à máxima potência (A)
N_s	Número de células em série
V_T^{STC}	Tensão térmica em STC (V)
V_T	Tensão térmica (V)
m	Fator de idealidade do módulo

m'	Fator de idealidade equivalente para uma célula
I_0^{STC}	Corrente em STC (A)
K	Constante de Boltzman ($1.38 \times 10^{-23} J/K$)
q	Carga elétrica do elétron ($1.6 \times 10^{-10} C$)
θ_C	Temperatura da célula ($^{\circ}C$)
ε	Bandgap de silicóne ($1.12 eV$)
T	Temperatura absoluta (K)
$Vm(t)$	Tensão no ponto de potência máxima em cada instante (Vh)
$Im(t)$	Corrente no ponto de máxima potência em cada instante (Ah)
$Pm(t)$	Potência máxima em cada instante (Wh)
Ea	Energia produzida anualmente (Wh)
$R_{r,t}$	Valor da produção horária adimensional dos recursos renováveis (MWh/MW)
A_{pp}	Área que o painel ocupa por unidade de potência em m^2/W
$A_{paineil}$	Área de cada painel fotovoltaico em m^2
A_{TP}	Área necessária de telhado para a potência instalada em m^2
z_0	Comprimento de rugosidade de superfície
z_1	altura de referência a que foram medidos os valores de velocidade média horária do vento
z_2	altura a que fica o rotor do aerogerador
v_2	velocidade do vento à altura pretendida
v_1	velocidade do vento à altura de referência
$P_{eol}(t)$	Potência da tecnologia eólica obtida em cada instante
P_n	potência nominal do aerogerador
pv	Tecnologias fotovoltaicas
eol	Tecnologias eólicas
t	Período de tempo
ELY	Eletrolisador
$CAPEX_r$	Investimento específico das tecnologias renováveis (€/MW)
$CAPEX_{ELY}$	Investimento específico do eletrolisador (€/MW)
λ_t^{Elec}	Preço para a eletricidade comprada à rede (€/MWh)
λ_t^{Gas}	Preço do gás comprado à rede (€/MWh)
$\lambda_t^{greenElec}$	Preço da eletricidade verde comprada à rede (€/MWh)
$\lambda_t^{H_2O_{tr}}$	Preço da água tratada (€/kg)
$\lambda_t^{H_2O_{tr}}$	Preço de água residual (€/kg)
$\lambda_t^{H_2O_{tr}}$	Preço de venda do hidrogénio (€/kg)
$\lambda_t^{O_2}$	Preço de venda do oxigénio (€/kg)
$\lambda_{Surplus_t}^{Elec}$	Preço de venda da eletricidade renovável excedente (€/MWh)
CRF_r	Fatores de recuperação de capital das tecnologias renováveis (€/MW/ano)
CRF_{ELY}	Fatores de recuperação de capital do eletrolisador (€/MW/ano)
$buyGrid_t^{Elec}$	Consumo de eletricidade a partir da rede no período t (MWh)
$V_{SellGrid_t}^{Elec}$	Excedente de eletricidade renovável a injetar na rede no período t (MWh)
$buyGrid_t^{Gas}$	Consumo de gás a partir da rede no período t (MWh)
$buy_t^{greenElec}$	Consumo de eletricidade verde a partir da rede no período t (MWh)
$buy_t^{H_2O_{tr}}$	Consumo de água tratada para a eletrólise no período t (kg)

$buy_t^{H_2O_{rs}}$	Consumo de água residual para a eletrólise no período t (kg)
$buy_t^{H_2O}$	Consumo total de água para a eletrólise no período t (kg)
D_t^{Elec}	Consumo de eletricidade no período t (MWh)
D_t^{Gas}	Consumo de gás no período t (MWh)
$V_{SC_t}^{H_2}$	Quantidade de H2 para autoconsumo (por substituição de compras de gás) (kg)
$V_{SCmax_t}^{H_2}$	Quantidade máxima de H2 para autoconsumo (kg)
$V_{SellGrid_t}^{H_2}$	Quantidade de H2 para venda (kg)
$V_{SellGridmax_t}^{H_2}$	Quantidade máxima de H2 para venda à rede (kg)
$V_t^{H_2}$	Quantidade total de H2 produzido (kg)
$V_t^{O_2}$	Quantidade de O2 produzido (kg)
P_r	Potência a instalar da tecnologia renovável r (MW)
P_{rmin}	Potência mínima a instalar da tecnologia renovável r (MW)
P_{rmax}	Potência máxima a instalar da tecnologia renovável r (MW)
P_{ELY}	Potência do eletrolisador a instalar (MW)
P_{ELYmin}	Potência mínima do eletrolisador a instalar (MW)
P_{ELYmax}	Potência máxima do eletrolisador a instalar (MW)
$P_{instPVmax}$	Limite máximo da potência a instalar total fotovoltaica (MW)
$P_{instEOLmax}$	Limite máximo da potência a instalar total eólica (MW)
$Renew_{pv}(pv)$	Produção de eletricidade a partir de pv por tecnologia r (MWh)
$Renew_{eol}(eol)$	Produção de eletricidade a partir de eólica por tecnologia r (MWh)
$Renew_{ELYtec}(r)$	Produção de eletricidade renovável a partir da fonte r destinada ao ELY (MWh)
$Energia_{ELYTOTAL}$	Energia renovável produzida que é usada para a eletrólise (MWh)
$RenewTotal_r$	Produção de eletricidade renovável total (MWh)
$Renew_t^{SC}$	Energia renovável produzida que é usada para autoconsumo (MWh)
$Renew_t^{ELY}$	Energia renovável produzida que é usada para a eletrólise (MWh)
γ	Consumo energia pelo eletrolisador (MWh/kg^{H_2})
ω	Relação entre o peso de O ₂ e de H ₂ ($8 kg^{O_2}/kg^{H_2}$)
α	Taxa de desconto intertemporal
PCS^{H_2}	Poder calorífico superior do H ₂ ($33,33 kWh/kg^{H_2}$)
τ_r	Tempo de vida das tecnologias renováveis ($anos$)
τ_{ELY}	Tempo de vida do eletrolisador ($anos$)
β	Proporção máxima de hidrogénio que pode ser usado para substituir o gás
$\eta_{inversor}$	Rendimento do inversor de acordo com o catálogo
η_{pv}	Rendimento dos painéis fotovoltaicos
$FUtil$	Fator de utilização
$LCOH_{CAPEX}$	Custo nivelado do H2 devido ao CAPEX do ELY ($€/kg$)
$LCOH_{Renew}$	Custo nivelado do H2 devido ao custo da energia renovável produzida ($€/kg$)
$LCOH_{TarifaVerde}$	Custo nivelado do H2 devido ao custo de energia comprada à tarifa verde ($€/kg$)
$LCOH_{H_2O}$	Custo nivelado do H2 devido ao custo da água ($€/kg$)

CAPÍTULO 1

Introdução

Neste capítulo é apresentado um enquadramento deste projeto. Primeiramente é abordada a transição energética e as metas definidas mundialmente, a nível europeu e em Portugal. De seguida, é explicada a descarbonização dos setores difíceis de eletrificar, como a indústria de alto calor e a mobilidade sustentável e apresentado o hidrogénio verde como solução.

Finalmente, é explicado o objetivo do trabalho, bem como a sua estrutura.

1. Introdução

As alterações climáticas são uma questão mundial, e, como tal, é de grande importância que haja colaboração de todos os países. Deste modo, em 2015, foi criado o acordo de Paris 2050, promovendo a transição energética. Este acordo é um tratado internacional juridicamente vinculativo adotado na Conferência das Partes da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre as Alterações Climáticas (COP21), e tem como objetivo, a longo prazo, de controlar o aumento da temperatura média global a menos de 2°C e relativamente aos níveis pré-industriais a 1.5°C [1]. De modo a ser concretizável, foi acordado que, a cada 5 anos, fossem estabelecidos e apresentados planos de ação com metas cada vez mais ambiciosas.

Visando alcançar a meta, em 2019, foi criado o Pacto Ecológico Europeu (European Green Deal). Este acordo tem como objetivo a transformação da união europeia numa economia moderna, competitiva e eficiente em termos de recursos, focando-se numa redução de 55% dos gases com efeito de estufa até 2030 e uma economia com zero emissões líquidas até 2050 [2].

Este pacto ocorreu durante um período de crises persistentes e mais acentuadas. Acrescentando a continuação da pandemia de COVID-19, este cenário incluiu uma crise energética que se desenrolou no decurso de 2021 e, que se intensificou com o conflito na Ucrânia iniciado em fevereiro de 2022 [1].

A resposta geopolítica e do mercado de energia possibilita a união europeia acelerar o processo de transição climática e energética e reforçar a independência energética da Europa. Deste modo, em março de 2022, a comissão europeia apresentou o plano REPowerEU que tem o intuito de diminuir a dependência dos combustíveis fósseis russos, visando a independência energética da Europa antes de 2030. Este plano contém diversas ações como a conservação de energia, a variação dos fornecimentos, a substituição dos combustíveis fósseis acelerando, assim, a transição energética [3].

Nesse sentido, a nível nacional, foram estabelecidos planos de ação ao combate às alterações climáticas. Assim, em Portugal foi criado o PNEC (Plano Nacional Energia e Clima) com metas para 2030, abrangendo as cinco dimensões previstas no regulamento da Governação da União da Energia e da Ação Climática. Estas incluem a descarbonização, a eficiência energética, a segurança de abastecimento, o mercado interno da energia e investigação, e a inovação e competitividade. Tais medidas englobam a instalação de energia solar fotovoltaica de 14.9 GW

de potência centralizada e 5.5 GW de potência descentralizada perfazendo um total de 20.4 GW, a instalação de 10.4 GW de eólica onshore e 2.0 GW de eólica offshore, perfazendo um total de 12.4 GW. Relativamente à instalação hidroelétrica, pretende-se manter uma potência de 8.1GW aumentando a bombagem em 0.3 GW, à instalação de energia proveniente das ondas uma potência de 0.2 GW, 0.1 GW de geotérmica e 1.4 GW sem cogeração de biomassa ou biogás [4].

Adicionalmente, em 2016, na COP22, Portugal assumiu o compromisso político de atingir a neutralidade carbónica da economia portuguesa até 2050 e, para tal, foi criado o Roteiro para a Neutralidade Carbónica (RNC) 2050 que envolve oito princípios. Primeiramente, estas ações incluem, a promoção da transição para uma economia competitiva, circular, resiliente e neutra em carbono, gerando mais riqueza, emprego e bem-estar. Seguidamente, tem-se a identificação de vetores de descarbonização e linhas de atuação subjacentes a trajetórias para a neutralidade carbónica em 2050 e a contribuição para a resiliência e para a capacidade nacional de adaptação às vulnerabilidades e impactos das alterações climáticas e a estimulação da investigação. Além disso, compreendem a inovação e produção de conhecimento em áreas-chave para a concretização do objetivo da neutralidade carbónica, a garantia de condições de financiamento e o aumento dos níveis de investimento. Adicionalmente, as iniciativas pretendem assegurar a transição justa e coesa que contribua para a valorização do território, a garantia de condições eficazes de acompanhamento do progresso alcançado e assegurar, também, a integração dos objetivos de neutralidade carbónica nos domínios setoriais. Por fim, estas ações englobam o envolvimento da sociedade nos desafios das alterações climáticas, apostando na educação, informação e sensibilização, contribuindo para o aumento da ação individual coletiva [5].

Portugal estabeleceu ainda a Estratégia Nacional para o Hidrogénio (EN-H2), de modo a contribuir para a descarbonização nacional. Esta estratégia visa incentivar o setor energético de modo a haver uma introdução progressiva do hidrogénio verde. Assim, foram criadas seis medidas de ação que estão organizadas de acordo com oito áreas, que correspondem às diferentes fases da cadeia de valor que foram identificadas e organizadas de acordo com as três fases de implementação. Essas áreas incluem a produção de hidrogénio, o armazenamento, transporte e distribuição, a descarbonização dos transportes, da indústria e da produção de eletricidade e calor, os combustíveis sintéticos e outros usos, o emprego, requalificação e formação profissional, e ações transversais [6].

Nesse sentido, as iniciativas envolvem, primeiramente, a preparação da legislação, regulamentação e enquadramentos normativos, desempenhando um papel de impulsionador desta abordagem em Portugal, relevante aos diferentes setores da economia, proporcionando a competitividade entre soluções energéticas eficientes e rentáveis. De seguida, tem-se a construção de uma base de trabalho com o intuito de dinamizar em todo o território nacional, nomeadamente,

através das cadeias de valor prioritárias, considerando o hidrogénio tanto como vetor energético como um produto. A promoção, desenvolvimento e acompanhamento de projetos em diferentes setores e escalas de acordo com as prioridades nacionais, a maturidade tecnológica nas diversas fases da cadeia de valor, a redução de custos unitários em armazenamento e a valorização das fontes de energia renováveis. Adicionalmente, integram também a dinamização de projetos inovadores com incidência local e regional e respetivos ganhos de escala quando justificado, tornando rentável as competências e capacidades nacionais. A rentabilidade do stock de ativos existentes no sistema energético e na indústria portuguesa e o reforço das competência do apoio à Investigação, Inovação e Desenvolvimento nacional associada ao hidrogénio [6].

Uma das principais formas de auxiliar na diminuição do aquecimento global é a mobilidade sustentável. Assim, os veículos elétricos a bateria ou a hidrogénio são das melhores formas para a descarbonização dos transportes e para a redução da dependência de combustíveis fósseis [2].

Deste modo, para cumprir os níveis de descarbonização definidos no Pacto Ecológico Europeu, a comissão europeia, como pretende apoiar a transição, através de fundos do Next Generation EU, criou o “pacote Fit for 55”, em julho 2021, onde se estabeleceram metas. Esses objetivos consistem na redução em 55% a partir de 2030, e em 100% a partir de 2035 das emissões médias dos automóveis novos comparativamente aos níveis de 2021 obtendo todos os automóveis novos no mercado europeu com emissões zero a partir de 2035 [3].

Uma das metas do PNEC 2030 consiste na promoção de uma indústria inovadora e competitiva, promovendo a sua descarbonização. Para tal, explora-se a utilização de recursos renováveis, como o hidrogénio, com o intuito de substituírem os combustíveis fósseis na produção eletricidade e de calor. Efetivamente, existem algumas indústrias como a de cimento, vidro e de cerâmica que têm processos que utilizam altas temperaturas, nas quais os consumos de energia, especialmente o gás natural, são bastante elevados [6]. No entanto, o calor não pode ser eletrificado graças a restrições de custo ou de técnicas, com o risco de modificar o potencial das tecnologias.

No caso da indústria da cerâmica, esta contém diversos processos de utilização intensiva de energia como a secagem, a queima e o aquecimento fazendo com que cerca de 71% do custo total da energia esteja relacionado com o consumo de gás natural. Assim, sabe-se que a fase de queima é responsável por mais de metade do consumo total de gás natural e que o processo de secagem por pulverização é a fase que se segue.

Deste modo, uma das melhores soluções disponíveis para as fases que não incluem a queima é a cogeração (produção combinada de calor e eletricidade). Esta contribui para a descarbonização dos setores industriais que podem não ser apenas renováveis, visto que auxilia no aumento da eficiência em relação à produção separada. De igual modo, permite a existência de emissões mais reduzidas nos setores que dependem da combustão e que são difíceis de eletrificar. Contudo,

avanços têm sido realizados de modo a melhorar a eficácia dos fornos, visto que é um dos processos mais intensos energeticamente, utilizando a recuperação de calor residual e de isolamento térmico com o intuito de reduzir o consumo de energia [7].

Por fim, este trabalho tem como objetivo a produção de hidrogénio renovável de modo a diminuir a utilização de gás natural reduzindo as emissões de carbono. Deste modo, é simulado um sistema de produção renovável de hidrogénio a partir de energia solar fotovoltaica e eólica para a indústria cerâmica. O projeto está dividido em diversas partes, começando com um capítulo de pesquisa bibliográfica onde é efetuada uma explicação dos vários temas a abordar. Seguidamente, apresenta-se a metodologia, onde é desenvolvido e explicado o modelo de produção de hidrogénio renovável a aplicar à indústria cerâmica e a respetiva simulação e, posteriormente, um capítulo relativo ao caso de estudo, onde são ilustrados seis diferentes cenários cada um com os seus respetivos resultados devidamente clarificados. Finalmente, o último capítulo é referente às conclusões deste trabalho.

CAPÍTULO 2

Hidrogénio Renovável na Indústria Cerâmica

Neste capítulo é apresentada uma pesquisa bibliográfica relacionada com o hidrogénio renovável na indústria cerâmica. Primeiramente, são evidenciadas as razões para a transição energética e alguns dos seus obstáculos. Seguidamente, é explicada a indústria cerâmica e o seu processo de produção mostrando motivos para a descarbonização da mesma. Como solução é introduzida a produção do hidrogénio, descrevendo tanto o processo de eletrólise como alguns dos eletrolisadores existentes. Posteriormente, apresentam-se diferentes formas de produzir eletricidade renovável incluindo produção solar fotovoltaica, eólica e híbrida. Finalmente, referem-se alguns aspetos económicos e algumas formas de modelação e simulação de sistemas de energia.

2. Hidrogénio Renovável na Indústria Cerâmica

O consumo de energia e a utilização de combustíveis fósseis como o gás, o petróleo e o carvão permitiu aumentar o nível de vida [8] e, atualmente, é sabido que o consumo de energia está, maioritariamente, associado a essas fontes de energias não renováveis [9], 82% em 2021 [10]. No entanto, apesar da sua função crucial no crescimento económico mundial, estes recursos energéticos são fatores de preocupação [11] conduzindo a diversos problemas económicos, políticos e ambientais [9].

Assim, um fornecimento energético seguro, sustentável, respeitador do clima e aceitável do ponto de vista ambiental deve ser assegurado pelos futuros sistemas energéticos [12], sendo necessárias alternativas para o processo da indústria e para a substituição do gás natural. Algumas das energias alternativas que têm atraído maior investigação incluem a energia solar, eólica, geotérmica, hidroelétrica, energia dos oceanos e o hidrogénio. Onde a energia solar, eólica e o hidrogénio são as mais promissoras [13].

No entanto, apesar das energias solar e eólica serem energias limpas e baratas de produzir, são instáveis devido à sua dependência das condições climáticas. Por outro lado, o hidrogénio é mais caro de produzir, mas o seu funcionamento é mais estável [13]. Como resultado, um interesse no hidrogénio renovável tem vindo a aumentar sendo este uma fonte de energia limpa e eficiente e pode ser uma das soluções para a diminuição dos impactos ambientais negativos relativos ao consumo dos combustíveis fósseis [9].

Adicionalmente, é importante salientar que os sistemas híbridos, como têm energia proveniente de diversas fontes de energia e um armazenamento diferente, são das opções mais viáveis para reduzir os custos do sistema, tornando-a mais confiável [13].

A indústria cerâmica portuguesa é caracterizada por consumos de energia térmica elevados. Deste modo, devido às políticas energéticas e ao aumento da produção de energias renováveis promovidos pela união europeia, têm vindo a ser realizados esforços, com o intuito de diminuir o consumo de energia no setor industrial [14].

Neste documento irão ser abordadas algumas soluções como a produção de hidrogénio a partir de fontes renováveis como a solar e a eólica para a indústria cerâmica.

2.1. Indústria Cerâmica

A indústria cerâmica foca-se no fabrico de diversos materiais como louças e porcelanas, estando organizada em cinco subsectores: cerâmica estrutural, pavimentos, revestimentos, louça sanitária, aplicações domésticas e especiais.

O presente estudo é aplicado a um caso real de uma parceria entre uma empresa de energia portuguesa, Winpower S.A., e uma indústria cerâmica em Portugal, o grupo RECER, que contém seis empresas. Estão incluídas a Recer e Modicer, que estão ligadas ao subsector de pavimentos e revestimentos cerâmicos, a Cerpol que inclui a cerâmica, artesanato e arte, a Solcer que se foca nas soluções cerâmicas para a construção, a Metalcertima que engloba os materiais e a indústria metalomecânica e, finalmente a Procer que é apenas responsável pela comunicação e edições. Deste modo, sabe-se que as principais energias utilizadas são a eletricidade e o gás natural sendo um processo bastante exigente a nível energético onde, em 2019, representava 28% do consumo de energia industrial [7], [14], [15].

Em especial, o aumento do custo unitário da energia, fornecida com combustíveis fósseis, é o maior problema para a cerâmica com um custo total de 33% de energia. Com efeito, a indústria cerâmica tem muitos processos térmicos, como a secagem, o aquecimento e a cozedura. O gás natural, utilizado na produção de calor, é responsável por 71% do custo energético [16].

Neste sentido, devido às preocupações com carbono e os custos energéticos e graças às metas colocadas pela união europeia, esta indústria depara-se com muitas complicações relativamente ao desenvolvimento da eficiência energética dos seus processos [14].

No entanto, a indústria cerâmica portuguesa é composta principalmente por muitas pequenas e médias empresas com um número diversificado de produtos e processos tecnológicos de acordo com o seu subsector ou produto final fabricado. Desse modo, devido à dimensão das empresas que caracterizam a indústria cerâmica portuguesa, é expectável que esta encontre mais barreiras à implementação de medidas de eficiência energéticas do que as grandes empresas em resultado da baixa disponibilidade de capital [14]. Efetivamente, como os mercados da união europeia baixaram os seus custos, as estruturas de custos dos produtores de cerâmica com utilização intensiva de energia encontram-se em desvantagem. Logo, de forma a reforçar posição no mercado económico e minimizando o impacto ambiental sem prejudicar a qualidade da cerâmica é necessário realizar uma gestão eficaz de energia [14].

Como referido anteriormente, as fábricas de cerâmica têm processos intensivos de energia como a secagem, a queima e o aquecimento. Sabe-se que 71% do custo total de energia é referente ao consumo de gás natural e que mais de metade do seu consumo total é utilizado na fase da queima,

seguido pela fase de secagem por pulverização. A energia térmica necessária para esta fase de secagem por pulverização é fornecida através da combustão do gás natural. O mesmo acontece para as fases de cozedura e embalagem [7].

Processo de produção de azulejos cerâmicos

O processo de produção de azulejos está bem descrito em [7] sendo composto por diversas fases. Primeiramente é realizado o armazenamento e preparação das matérias-primas. Esta parte está dividida na moagem e no ajuste do teor de água. A moagem geralmente é realizada através de um processo húmido que permite obter uma solução aquosa com um teor de água típico de 30%, chamada de barbotina. No ajuste do teor de água aplica-se uma tecnologia de secagem por pulverização que possibilita a troca imediata de calor entre um fluxo de ar quente e a barbotina. Aqui é transformado num granulado esférico denominado de atomizado, que possui uma forma e teor de humidade de 5% a 6%, adequado para uma fase posterior de prensagem.

Posteriormente, o produto atomizado é compactado por meio de uma fase de prensagem contínua ou descontínua e, de seguida, é realizada a secagem da telha não queimada para eliminar a água residual através de um processo de evaporação de superfície e difusão intersticial. As fases que se seguem incluem o envidraçamento e a decoração da superfície dos azulejos.

De seguida, os produtos cerâmicos são cozidos em fornos até atingirem a temperatura máxima entre os 1000°C e os 1200°C para serem arrefecidos de imediato. Efetivamente, alguns produtos necessitam de uma queima com dois tratamentos térmicos. Um deles consiste numa queima do suporte de cerâmica e o outro na queima do esmalte e qualquer decoração de superfície. Por fim, após o arrefecimento, os azulejos podem ser arranjados por vários acabamentos mecânicos para depois serem armazenados, onde podem ser seleccionados e embalados [7].

A figura 1 apresenta o processo de produção de cerâmica, mostrando onde é aplicada energia térmica e onde é aplicada energia elétrica [7].

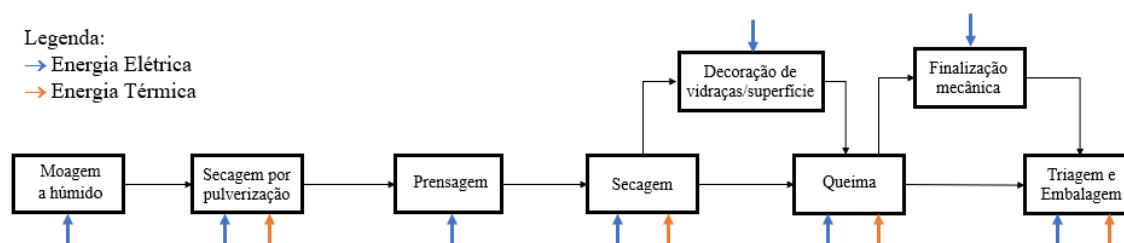


Figura 1. Processo de produção de cerâmica, retirado de [7]

Efetivamente, vários estudos demonstram que as fases que consomem mais energia no fabrico de cerâmica são a de secagem e de cozedura. O processo de secagem consome cerca de 10% a 25%

da energia total [16] e a etapa de cozedura é tipicamente realizada em fornos alimentados a gás natural com eficiências muito reduzidas, sendo 50% da energia consumida perdida nos gases de combustão e em chaminés de exaustão dos gases de arrefecimento [14].

Deste modo, secadores por pulverização mais eficientes em termos energéticos e outras tecnologias e práticas de funcionamento de fornos com melhor desempenho foram desenvolvidos de forma a diminuir as emissões de carbono. No entanto, os fornos nem sempre funcionam de forma eficiente o que afeta negativamente o desempenho energético [14], [16].

Assim, a sustentabilidade da indústria cerâmica, por meio da gestão eficaz de recursos, tem como meta a preservação ambiental. Logo, é necessário alterar alguns dos processos e impactos, principalmente os relacionados com o racionamento de energia, como, a redução do uso de combustíveis fósseis substituindo por combustíveis renováveis, como o hidrogénio, ficando em conformidade com as leis ambientais [17].

2.2. Produção de Hidrogénio

O hidrogénio é um vetor energético que, podendo ser um substituto dos combustíveis fósseis na produção de energia, é promissor para uma futura economia energética com baixas emissões de carbono, visto que pode ser produzido através de fontes renováveis. Deste modo, os ambiciosos objetivos políticos que visam reduzir tanto as emissões de gases com efeito de estufa, como a utilização do petróleo, transformando o hidrogénio na chave energética para o futuro [12], [18] e para um meio ambiente melhor e mais sustentável [19].

Deste modo, vários estudos foram realizados de modo a avaliar a introdução de hidrogénio no balanço energético, tal como questões relativas a infraestruturas do hidrogénio, concluindo que o hidrogénio seria um vetor energético não nocivo [8].

No entanto, a maioria do hidrogénio é atualmente obtido a partir de combustíveis fósseis. Desse modo, é importante integrar energias renováveis na produção de hidrogénio [20] e, para tal, tem havido diversas investigações relacionadas com o fornecimento de eletricidade renovável, nomeadamente de sistemas fotovoltaicos e eólicos, para a eletrólise [21].

Alguns dos benefícios do hidrogénio são a utilização como energia térmica para armazenamento de energia, como portador de energia e uso em células de combustível [22]. Adicionalmente, o hidrogénio apresenta como vantagem a capacidade de a maioria das fontes de energia poderem ser convertidas em hidrogénio [23], possibilitando a sua utilização em diversos setores como o transporte, a produção de eletricidade e até mesmo a aplicações domésticas [11]. Deste modo,

embora ainda não disponha de armazenamento adequado, apresenta características de transporte semelhantes às fontes de energia atuais, tal como a sua capacidade de renovação [11].

Por fim, o hidrogénio é considerado um dos principais pilares da transformação energética [24] e é considerado o segundo maior transportador de energia depois da eletricidade. É também fundamental na passagem de uma economia de combustíveis fósseis para uma economia descarbonizada [25].

Características do hidrogénio

A produção do hidrogénio pode ser feita através de vários processos que exigem energia e, por essa razão, este não é um recurso energético primário, mas sim um vetor energético [25]. Pode ser classificado em diversas cores consoante a fonte de energia pela qual é produzido. A classificação apresentada de seguida surgiu no congresso mundial de energia em setembro de 2019 nos Emirados Árabes Unidos [25].

Assim, utiliza-se a cor verde quando se refere a hidrogénio produzido inteiramente através de fontes de energia renováveis. A cor azul, quando se produz a partir de energias não renováveis, mas sem emissões de dióxido de carbono como é o caso da realização da eletrólise através da energia nuclear ou de combustíveis fósseis com captação total de dióxido de carbono. O cinzento refere-se ao hidrogénio produzido com emissões parciais de dióxido de carbono e o preto à produção com combustíveis fósseis com emissões totais de dióxido de carbono. Este hidrogénio preto corresponde a 99% da produção até 2021 [25].

Efetivamente, existem três métodos para gerar hidrogénio a partir da água e quatro processos industriais. Os processos renováveis incluem a termólise que é um processo químico térmico, a eletrólise, um processo eletroquímico e a foto-catálise, um processo fotoquímico. Os processos industriais englobam o processamento de petróleo, o gás natural, a gaseificação do carvão e a eletrólise [9]. No entanto, neste documento apenas se vai focar no processo correspondente à eletrólise através de fontes de energia renováveis.

Eletrólise

A eletrólise da água é um processo de decomposição da água, onde se dá a separação do hidrogénio (H_2) com o oxigénio (O_2) sobre a influência de corrente elétrica que induz e sustenta reações redox [24]. A equação (1) descreve o processo de decomposição da água [21].



É possível verificar que a molécula de água é composta por dois átomos de hidrogénio e um de oxigénio, o que significa que a proporção de massa total de hidrogénio para a massa total da água é de 1:9. Ou seja, são necessários 9kg de água para produzir 1 kg de hidrogénio.

Este processo é composto por dois componentes importantes, no caso do hidrogénio verde, a fonte de energia renovável e um eletrolisador de água. A energia elétrica é utilizada através de uma fonte de corrente contínua [21].

Por fim, a eletrólise da água é considerada um dos métodos essenciais para o futuro energético visto que o hidrogénio tanto pode ser utilizado apenas como combustível ou pode ser explorado em matéria-prima como para a produção de combustíveis de hidrocarbonetos e produtos químicos de base, como o amoníaco ou metanol [26]. Finalmente, o hidrogénio produzido nas unidades de eletrólise pode ser comprimido, a uma pressão adequada, alimentando a rede de gás [27].

Eletrolisadores

O eletrolisador permite a separação do hidrogénio e do oxigénio da água. Este é alimentado através de fontes de energia preferencialmente renováveis e é o equipamento mais adequado para a produção e armazenamento de hidrogénio [21].

Todos os eletrolisadores seguem-se pelo mesmo princípio de funcionamento. Quando se aplica uma tensão à célula eletroquímica, a água decompõe-se em bolhas de gás de hidrogénio e de oxigénio que emergem em direção ao cátodo e ao ânodo respetivamente. Assim, na figura 2 apresenta-se o princípio fundamental da eletrólise [21].

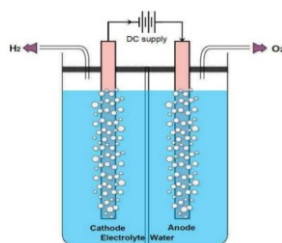


Figura 2. Princípio fundamental da eletrólise, retirado de [21]

Os eletrolisadores mais utilizados são o eletrolisador de vapor a alta temperatura (HTSE), o eletrolisador de membrana de troca de protões (PEM), a membrana de troca de aniões alcalinos (AEM), o eletrolisador de água alcalina (AWE) e o eletrolisador de óxido sólido (SOE) [21].

A utilização de fontes de energia renováveis nos eletrolisadores tem como vantagens a minimização dos custos de armazenamento e transporte na utilização de sistemas autónomos, a

possibilidade de não instalar a rede em áreas remotas e, muito relevante, a sustentabilidade ambiental.

Os diferentes eletrolisadores estão bem explicados por Benghanem et al (2023) em [21]:

1. Eletrolisador de membrana de troca de prótons (PEM)

O eletrolisador de membrana de troca de prótons é constituído por eléctrodos e por eletrólitos e, estes eléctrodos, são compostos por platina, irídio e ruténio. Os eletrolisadores do tipo PEM contêm um design compacto com prótons de condutividade elevada e alta pressão.

Efetivamente, este eletrolisador possui vantagens como um funcionamento dinâmico, uma alta pureza de hidrogénio, uma resposta rápida, um desenho simples e compacto e uma corrente elevada. Por outro lado, tem um preço elevado devido à membrana, uma baixa durabilidade e possui um ambiente ácido.

A figura 3 apresenta um esquema de um eletrolisador do tipo PEM.

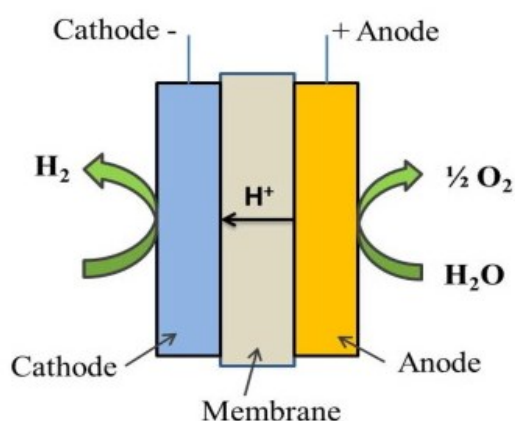


Figura 3. Esquema de um eletrolisador do tipo PEM, retirado de [28]

2. Eletrolisador de água alcalina (AWE)

O eletrolisador de água alcalina é formado por um diafragma e dois eléctrodos no interior de uma solução líquida de água eletrolítica. Geralmente, esta solução contém hidróxido de sódio (NaOH) ou hidróxido de potássio (KOH).

O diafragma tem como função separar os eléctrodos na solução permitindo a circulação de moléculas de água e de iões de hidróxidos e separa o hidrogénio do oxigénio para segurança e pureza. A eletrolise realizada através deste tipo de eletrolisador depende do diafragma, do ânodo, do tipo de material catódico e da espessura.

As vantagens da utilização do eletrolisador do tipo AWE incluem o baixo custo de capital, uma eficiência de 70%, um eletrolisador estável e bem estabelecido e não ser necessário a utilização de materiais nobres. Contudo, o eletrolisador possui um arranque lento, uma baixa densidade de corrente, um eletrólito corrosivo e uma baixa pureza de hidrogénio.

Comparando o eletrolisador AWE com o PEM, nota-se que utilizam tipos de eletrólitos diferentes. Enquanto o eletrolisador de membrana de troca de protões utiliza um eletrólito de membrana polimérica sólida, o eletrolisador de água alcalina utiliza um eletrólito líquido corrosivo.

A figura 4 apresenta o esquema de um eletrolisador do tipo AWE.

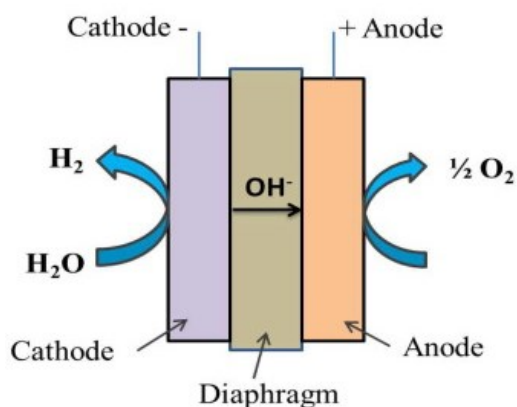


Figura 4. Esquema de um eletrolisador do tipo AWE, retirado de [28]

3. Membrana de troca de aniões alcalinos (AEM)

O eletrolisador de membrana de troca de aniões alcalinos considera-se uma combinação do eletrolisador de membrana de troca de protões com o eletrolisador de água alcalina. Desta forma, o AEM possui uma solução de baixa concentração alcalina.

A utilização do eletrolisador de membrana de troca de aniões alcalinos tem como vantagem a alta pureza de hidrogénio, o baixo custo e um traçado elementar e como desvantagens a baixa estabilidade da membrana, um baixo tempo de vida e uma baixa condutividade iónica.

A figura 5 apresenta um esquema do eletrolisador do tipo AEM.

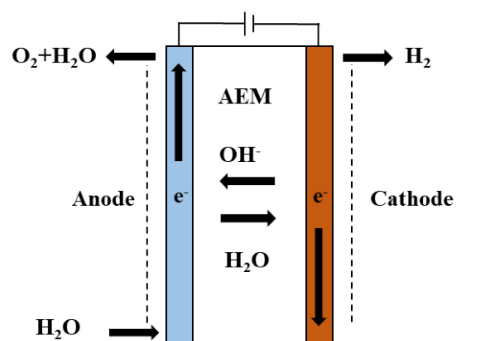


Figura 5. Esquema de um eletrolisador do tipo AEM, retirado de [29]

4. Eletrolisador de vapor a alta temperatura (HTSE)

O eletrolisador de vapor a alta temperatura é um eletrolisador que, tal como o nome indica, utiliza o vapor e funciona a elevadas temperaturas. Este, utiliza calor ao invés de energia elétrica a fim de decompor a molécula de água. O grande benefício desta tecnologia está na dissociação da molécula de água, uma vez que não necessita de grandes quantidades de energia, quando comparado com a utilização de água líquida. Por fim, o HTSE melhora a eficiência e diminui o custo de produção do hidrogénio.

Deste modo, algumas das vantagens de utilização deste eletrolisador são a possibilidade de se utilizar uma menor tensão e menos energia, a eficiência elevada, a operação a altas pressões e, por fim, o facto de que fornece o calor necessário para a separação da molécula de água (H_2O). No entanto, o HTSE tem um tempo de vida reduzido devido às temperaturas elevadas e possui fenómenos de degradação. condutividade iónica.

A figura 6 ilustra o esquema de um eletrolisador do tipo HTSE.

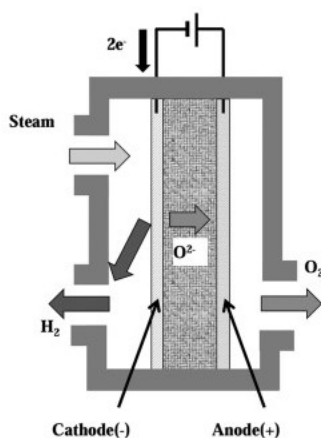


Figura 6. Esquema de um eletrolisador do tipo HTSE, retirado de [30]

5. Eletrolisador de óxido sólido (SOE)

O eletrolisador de óxido sólido funciona a elevadas temperaturas, porém, a quantidade de eletricidade necessária para alimentar a eletrólise é baixa, visto que esta funciona a baixas temperaturas. Deste modo, uma vez que o sistema utiliza uma energia térmica de custo reduzido, a eficiência do sistema melhorou.

A produção de hidrogénio através deste eletrolisador, realiza-se através do vapor no lado do cátodo. Este vapor é comprimido a hidrogénio devido à reação do cátodo. Assim, os aniões de óxido criam um caminho, no lado do ânodo, onde os elétrodos sólidos geram o oxigénio.

O SOE tem como vantagens a alta eficiência e o baixo custo de capital. Porém, este eletrolisador possui elétrodos instáveis, problemas de segurança, um desenho volumoso e utiliza materiais frágeis.

A figura 7 apresenta do esquema de um eletrolisador do tipo SOE.

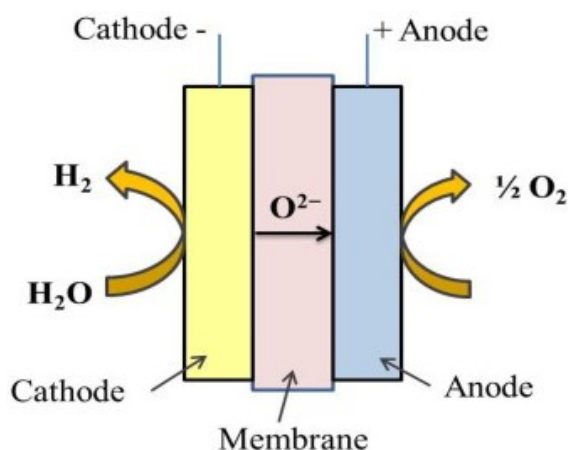


Figura 7. Esquema de um eletrolisador do tipo SOE, retirado de [28]

Transporte de energia

Um dos desafios encontrados na transição energética é o transporte de energias renováveis, nomeadamente o hidrogénio. Sabe-se que o transporte direto de hidrogénio pode ser realizado em estado gasoso ou líquido, no entanto, com um custo elevado. Assim, com o intuito de reduzir os custos de transporte e armazenamento direto de hidrogénio, têm sido desenvolvidas formas indiretas de o fazer.

Se estiver em estado líquido, o transporte pode ser realizado através de transportadores de hidrogénio orgânico líquido, como é o caso do amoníaco, metanol ou componentes orgânicos que absorvem e libertam o hidrogénio a partir de reações químicas. Contudo, estas formas têm sido analisadas devido à energia e aos custos de transformação em hidrogénio [25].

2.3. Sistemas Híbridos

Sistema de Energia Solar

Um dos métodos mais utilizados para a produção de hidrogénio verde é a utilização de energia solar fotovoltaica [21]. Este sistema de energia verde gera eletricidade através dos painéis fotovoltaicos que produzem eletricidade de modo a alimentar o sistema de eletrólise, separando a molécula de água em hidrogénio e oxigénio [19]. Quanto melhor desempenho tiver uma central fotovoltaica, melhor potencial tem o eletrolisador ao produzir o hidrogénio [9].

O hidrogénio solar é considerado uma das soluções para os problemas energéticos devido à sua disponibilidade, capacidade de renovação [31] e por ser um processo limpo e sustentável. Por esse motivo, têm sido realizadas diversas investigações de modo a melhorar o seu potencial [9].

O sistema fotovoltaico tornou-se numa nova abordagem à produção de eletricidade visto que se utiliza energia solar que é um recurso obtido gratuitamente. Porém, a radiação solar não está disponível de forma contínua [19], visto que depende das condições climáticas e diurnas, havendo períodos do ano com excesso de oferta de eletricidade e outros com escassez [27][32].

Deste modo, é possível armazenar a energia num banco de baterias com o intuito de compensar os períodos sem luz solar ou ligar estes sistemas fotovoltaicos à rede fazendo com que não sejam só sistemas autónomos e que possam distribuir eletricidade contínua durante todo o dia [19]. Os sistemas PV são, também, bastante importantes para produzir eletricidade em áreas mais afastadas onde não existe rede acessível [21].

Efetivamente, esta tecnologia fotovoltaica tem como desvantagens a baixa eficiência de conversão [20], o alto custo e baixo desempenho das células fotovoltaicas na produção de energia elétrica [9] e como vantagens fácil e simples manutenção, não emite sons de modo a provocar poluição sonora e não emite gases com efeito de estufa.

A figura 8 apresenta um esquema da produção de hidrogénio com base na energia solar PV [19].

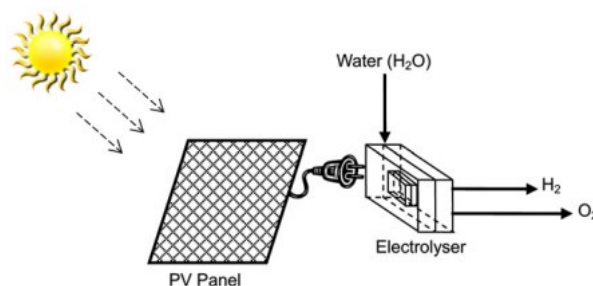


Figura 8. Esquema de um sistema de produção de hidrogénio através de energia PV retirado de [19]

A eletricidade gerada pelo vento é frequentemente considerada uma alternativa viável para a produção de hidrogénio a partir de fontes de energia renováveis. Atualmente, têm sido feitos progressos na indústria da energia eólica de modo a aumentar a sua utilização, produzindo diferentes tipos de aerogeradores [33]. Contudo, estes sistemas não são evidentes nas suas condições de funcionamento provocando um baixo desempenho económico [34]. Ainda assim, sabe-se que, mundialmente, a capacidade instalada da sua produção teve um aumento significativo, atingindo 734GW em 2020 [35].

Deste modo, a energia eólica obtém-se utilizando um sistema de turbinas eólicas que é formado por pás, um núcleo, um mecanismo de engrenagem de multiplicação de velocidade de rotação e num gerador de alta velocidade. A saída deste sistema é convertida, com o auxílio de um retificador, em tensão DC. A conversão do sistema eólico em energia divide-se em duas fases. Primeiramente, converte-se a velocidade do vento em energia mecânica com a ajuda da turbina eólica e, de seguida, converte-se em energia elétrica, com o auxílio do gerador. Estes geradores podem ser síncronos ou de indução [36].

O rotor da turbina eólica é rodado através da energia cinética causada pelo vento e esta energia é transferida, através de um sistema de transmissão, para um gerador que converte a energia do eixo em eletricidade [37]. Por vezes são utilizados alguns elementos de modo a aumentar a eficiência da turbina eólica como o anemómetro, um controlador e um cata-vento, de forma a determinarem a velocidade e direção do vento [22].

Neste sentido, verifica-se que o sistema de controlo da turbina eólica é afetado pela escolha da velocidade nominal do vento adequada [33]. Assim, para que a produção de energia eólica seja mais eficiente, é necessário escolher uma turbina que possua características correspondentes com o vento. Tais características podem ser a potência nominal, a velocidade nominal do vento, o corte na velocidade do vento e a velocidade de corte [18].

Por conseguinte, se a velocidade do vento for inferior à velocidade nominal do vento, a velocidade do rotor será controlada pelo binário do gerador de forma a obter uma maior potência. Assim, no caso de a velocidade do vento for superior à velocidade nominal, a potência deve ser limitada evitando falhas. Conclui-se assim que, quanto maior for a velocidade nominal do vento, maior será a eletricidade obtida na saída da turbina, sendo este um dos seus fatores de escolha mais relevantes [33].

Outros fatores relevantes são o fator de capacidade, que é o rácio entre a potência elétrica média de saída e a potência elétrica nominal do aerogerador, e a produção anual de energia, que é baseado nas características do vento e na eficácia da turbina eólica. Assim, sabe-se que uma

potência nominal inferior, resulta num fator de capacidade inferior, embora reduza a produção anual de energia [33].

Efetivamente, existem três formas diferentes de criar um sistema de produção de hidrogénio a partir da energia eólica. Primeiramente, a eletricidade produzida pela turbina eólica ser exclusivamente utilizada na alimentação do eletrolisador para a produção de hidrogénio, sem ligação à rede. De seguida, a eletricidade de reserva para a produção de hidrogénio pode ser fornecida através da rede, fazendo com que o eletrolisador funcione sempre, mesmo em alturas onde não existe vento para gerar energia. Por fim, como anteriormente, a ligação à rede pode garantir eletricidade de reserva quando a energia eólica é insuficiente, contudo, se a produção de eletricidade for excessiva, de modo que o eletrolisador não tenha capacidade para a utilizar, também existe a oportunidade de injetar esse excedente na rede. Não obstante, é necessário ter em conta os preços da eletricidade da rede de modo a verificar se é economicamente viável a compra da eletricidade para produzir hidrogénio nos períodos em que a energia eólica é limitada [34].

Por fim, uma das formas mais eficientes para melhorar a produção de energia eólica, aumentando, assim, as quantidades de produção de hidrogénio, é a escolha localização dos aerogeradores de acordo com os perfis de vento de cada local [33].

Sistema Híbrido

Efetivamente, o sistema híbrido é mais eficiente do que os sistemas individuais solar ou eólico para a produção de hidrogénio. Deste modo, para se obter um sistema de produção de hidrogénio mais eficiente associa-se a energia solar e eólica com o intuito de um sistema de produção de hidrogénio eficaz. Assim, resulta uma redução de custos de hidrogénio e uma produção contínua visto que, são aplicadas duas fontes de energia verde [21].

Neste documento, o sistema híbrido que irá ser abordado consiste na produção de eletricidade através de painéis fotovoltaicos e de turbinas eólicas e de um eletrolisador de água para efetuar a separação da molécula de água em hidrogénio e oxigénio [38].

A produção de hidrogénio através de energia solar e eólica para fornecer eletricidade para unidade de eletrólise destaca-se particularmente devido à possibilidade de armazenamento ou venda de hidrogénio, quando a produção de energia é excessiva. Do mesmo modo, existe a hipótese de converter o hidrogénio obtido em eletricidade através de células de combustível [21].

Algumas das técnicas utilizadas para melhorar o sistema híbrido de produção de hidrogénio incluem a utilização de baterias para que não haja interrupções de energia e para aumentar a

eficiência do sistema e o fornecimento de eletricidade a partir de células de combustível para o abastecimento de casas e a ligação à rede [21].

As baterias tornam viáveis a utilização de hidrogénio como vetor energético em diversos setores como os transportes e permitem o armazenamento de eletricidade a longo prazo. Têm como objetivo utilizar a maioria ou toda a eletricidade renovável e a utilização da capacidade de rede de gás, sendo possível integrar uma maior percentagem de energias renováveis no sistema energético do ponto de vista técnico. Adicionalmente, a bateria pode otimizar o funcionamento do sistema aumentando as horas de carga total das unidades eletrolíticas, podendo reduzir os custos globais do hidrogénio [27].

No entanto os resultados no estudo em [27] mostram que as baterias podem apoiar o funcionamento do eletrolisador de uma forma razoável, contudo, está associado a custos de produção do hidrogénio mais elevados [27].

Por fim, conclui-se que os sistemas híbridos, dado que utilizam fontes de energia e métodos de armazenamento, são das melhores opções para a produção de hidrogénio.

2.4. Questões Económicas

O custo de produção de hidrogénio resulta de vários fatores como as fontes de energia renováveis, as condições meteorológicas, o tipo de eletrólise, o custo de instalação, a produtividade do hidrogénio por dia e o tempo de vida útil. É importante salientar que o custo do hidrogénio produzido através da eletrólise a elevadas temperaturas é inferior ao da eletrólise a baixas temperaturas. Sabe-se, também, que se for utilizada a energia eólica para a produção de hidrogénio, o seu custo é superior do que se for a energia fotovoltaica [21].

Efetivamente, dado que a produção de hidrogénio verde é um processo com zero emissões, investigações têm sido realizadas com o intuito de reduzir o seu custo. Estão incluídas o aumento da produção, o desenvolvimento de novas técnicas e infraestruturas [21], o aumento da dimensão das turbinas eólicas, da otimização das formas das suas pás e o aumento da eficiência dos parques eólicos [33]. Assim, à medida que o investimento na produção e tecnologia do hidrogénio verde aumenta, o custo de produção de hidrogénio verde irá diminuir, fazendo com que este seja mais acessível e económico [39].

Adicionalmente, o custo da produção de hidrogénio está bastante relacionado com o custo da eletricidade [11] e pode contribuir até 85% do custo global do mesmo nas tecnologias de eletrólise da água [24], [31].

Efetivamente, estes custos podem ser divididos em custos relacionados com o sistema de produção de eletricidade e custos relacionados com a unidade de eletrólise. Os custos associados com a produção de eletricidade dependem do custo da central de produção de eletricidade renovável, onde estão incluídos os seus custos de operação e manutenção bem como o custo do conversor e outros que estejam interligados [31].

Uma forma de evitar custos adicionais de sistema para as fontes de energia renováveis para produzir hidrogénio, a alimentação dos eletrolisadores pode ser feita diretamente nas centrais eólicas ou fotovoltaicas não ligadas à rede [25].

De modo a avaliar a competitividade de diferentes tecnologias de produção de energia, são comumente utilizados os custos nivelados. Estes são indicadores eficazes para a avaliação da eficiência económica e da competitividade da tecnologia e que permitem classificar quantitativamente a viabilidade económica de cada tecnologia [40].

Assim, o custo nivelado de energia (no seu acrónimo inglês LCOE – Levelized Cost of Energy) é um indicador que é utilizado, não só para comparar alternativas de produção de energia, incluindo o armazenamento e a avaliação de alternativas de produção de hidrogénio, como também saber qual o preço médio a que a energia produzida deve ser vendida durante o tempo de vida do projeto para que o valor atual líquido (VAL) seja igual a zero. Efetivamente, existem outros indicadores para comprar as alternativas energéticas. No entanto, o LCOE é mais utilizado graças à sua evidência e facilidade de interpretação [41].

De forma similar ao custo nivelado de energia, o custo nivelado de hidrogénio, o LCOH, é referente ao custo por unidade de hidrogénio para pagar o projeto ao longo do seu tempo de vida para obter um VAL do projeto nulo e é um processo eficaz para a medição da economia e da competitividade de diferentes processos de produção. Deste modo, este indicador é determinado igualando o valor atualizado da soma das receitas com o valor atualizado da soma dos custos, ou seja, quando o preço de mercado do hidrogénio for igual ao custo médio da sua produção, ao longo do tempo de vida do projeto, este chega ao ponto de equilíbrio num projeto de investimento [40].

Finalmente, existem vários critérios que ajudam na decisão de investimento em projetos renováveis como o custo nivelado da eletricidade gerada pelo vento (no seu acrónimo em inglês LCOWE – Levelized cost of Wind Energy), que tem em conta simultaneamente os aspetos técnicos, ambientais e económicos da utilização de turbinas eólicas, atentando ao ciclo de vida do projeto e o custo nivelado do hidrogénio de origem eólica (no seu acrónimo em inglês LCOWH – Levelized cost of Wind Hydrogen) que faz o mesmo em relação ao sistema de produção de hidrogénio a partir da energia eólica [42].

2.5. Modelação e simulação de sistemas de energia

Neste contexto, devido às questões associadas à transição energética, e sendo de grande importância a descarbonização da eletricidade do setor energético, tem havido um aumento relativamente à modelação e simulação de sistemas energéticos que têm como objetivo o estudo de planeamento e de operação. Existem diversos modelos e ferramentas aplicados aos sistemas energéticos tanto para vetores como para abordagens mais focalizadas aos componentes do sistema [43].

Assim, estas simulações são normalmente realizadas numa base horária durante um ano típico de funcionamento (8760 horas), incluindo o perfil horário da produção de energia por tecnologia que incluem a radiação e a temperatura em locais escolhidos, os custos dos combustíveis, os níveis de armazenamento, entre outros [43], [44].

O presente trabalho, tal como as ref. [45], [46], utiliza o General Algebraic Modelling System (GAMS), com uma interface em Excel para recolha dados e apresentação de resultados onde em cada situação é possível simular um ano de funcionamento com resolução horária, calculando resultados para a decisão de investimento ótimo de cada tecnologia [45], [46].

CAPÍTULO 3

Metodologia

Neste capítulo é demonstrado o modelo de simulação deste projeto.

Numa primeira instância, são apresentadas e explicadas as equações necessárias para o cálculo do recurso solar fotovoltaico e eólico e, posteriormente, o modelo do eletrolisador utilizado na simulação do sistema, no software GAMS.

3. Metodologia

3.1. Recurso Solar e Eólico

De modo a simular a energia produzida pelo sistema, no local pretendido, através do *software PVGIS*, adquiriram-se alguns dados como a irradiância no plano inclinado ($G_b(t)$) em Watt por metro quadrado (W/m^2), a irradiância difusa no plano inclinado ($G_d(t)$) em W/m^2 , a irradiância refletida no plano inclinado ($G_r(t)$) em W/m^2 , a temperatura ambiente (Θ_a) em graus celsius ($^{\circ}C$) e a velocidade do vento a 10 metros (WS_{10m}) em metros por segundo (m/s). Os dados obtidos correspondem a um período equivalente a um ano e foram recolhidos tanto para diferentes azimutes como para várias inclinações.

3.2. Simulação da Energia Produzida pelo Sistema Solar em condições típicas

Para realizar as simulações utilizaram-se os valores obtidos através das condições de teste padrão (no seu acrónimo em inglês STC – Standard Test Conditions) que são condições que os fabricantes utilizam para realizar os testes nos módulos PV. Esses valores são definidos como irradiância $G^{STC} = 1000 W/m^2$ e temperatura do módulo $\theta_m^{STC} = 25^{\circ}C \Leftrightarrow T^{STC} = 298.15 K$. Também é importante referir que as condições de operação normal (NOCs) são definidas como a irradiância $G^{NOC} = 800 W/m^2$, a temperatura ambiente $\theta_{amb} = 20^{\circ}C$ e a temperatura do módulo $\theta_m^{NOC} = NOCT$. O NOCT é fornecido pelo catálogo de cada painel fotovoltaico e significa temperatura de operação da célula [47].

Do mesmo modo, é necessário escolher um painel fotovoltaico com catálogo para se obter alguns valores como a potência máxima (P_{max}), a tensão de circuito aberto (V_{oc}), corrente de curto-circuito (I_{sc}), tensão à máxima potência (V_{mp}), corrente à máxima potência (I_{mp}), a eficiência do módulo, a temperatura normal de operação da célula (NOCT) e número de células (N_s).

Com estes dados, calcularam-se os parâmetros constantes como a Tensão térmica em STC (V_T^{STC}) em Volts, o fator de idealidade do módulo (m), o fator de idealidade equivalente para uma célula (m') e a Corrente em STC (I_0^{STC}) em Amperes como mostram as equações (2) a (5).

$$V_T^{STC} = \frac{K \cdot T^{STC}}{q} \quad (2)$$

$$m = \frac{V_{mp} - V_{OC}}{V_T \cdot \ln\left(1 - \frac{I_{mp}}{I_{SC}}\right)} \quad (3)$$

$$m' = \frac{m}{N_S} \quad (4)$$

$$I_0^{STC} = \frac{I_{SC}}{e^{\left(\frac{V_{OC}}{m \cdot V_T}\right)} - 1} \quad (5)$$

Onde, K é a constante de Boltzman ($K = 1.38 \times 10^{-23} J/K$), q é a carga elétrica do eletrão ($q = 1.6 \times 10^{-10} C$) e N_S número de células em série. Sabe-se também que V_{mp} é a tensão à máxima potência em Volts, V_{OC} a tensão de circuito aberto em Volts, V_T tensão térmica em Volts, I_{mp} corrente à máxima potência em amperes e I_{SC} corrente de curto-circuito em amperes.

De seguida foi possível calcular o parâmetro que depende da radiação, a temperatura da célula (θ_c) em °C, como mostra a equação (6).

$$\theta_c = \theta_{amb} + \frac{(Gb(t) + Gd(t) + Gr(t)) \times (NOCT - 20)}{800} \quad (6)$$

Onde, $800 W/m^2$ corresponde à irradiância (G^{NOCT}), $20^\circ C$ é a temperatura ambiente (θ_{amb}).

As equações (7) e (8) representam os parâmetros que dependem da temperatura, a Tensão térmica (V_T) em Volts e a corrente inversa de saturação (I_0) em Amperes.

$$V_T(T) = \frac{K \cdot \theta_c}{q} \quad (7)$$

$$I_0(T) = I_0^{STC} \cdot \left(\frac{T}{T^{STC}}\right)^3 \cdot e^{\frac{\varepsilon}{m'} \left(\frac{1}{V_T^{STC}} - \frac{1}{V_T(T)}\right)} \quad (8)$$

Onde, $\varepsilon = 1.12 eV$ é a bandgap de silicone e T a temperatura absoluta em Kelvin.

Finalmente, são calculados os valores de tensão no ponto de potência máxima em cada instante ($V_m(t)$) em V, da corrente no ponto de máxima potência em cada instante ($I_m(t)$) em A, da potência máxima em cada instante ($P_m(t)$) em W e a Energia produzida anualmente (E_a) em Wh, como ilustram as equações (9) a (12).

$$V_m(t) = m \cdot V_T \cdot \ln \left(\frac{\left(\frac{G_b(t) + G_d(t) + G_r(t)}{G^{STC}} \right) (I_{sc} - I_{mp})}{I_o(T)} \right) \quad (9)$$

$$I_m(t) = \frac{I_{mp} \cdot (G_b(t) + G_d(t) + G_r(t))}{G^{STC}} \quad (10)$$

$$P_m(t) = V_m(t) \cdot I_m(t) \quad (11)$$

$$E_a = \sum_{t=1}^N P_m(t) \cdot \Delta t \quad (12)$$

Onde $G^{STC} = 1000 \text{W/m}^2$ é a irradiância e Δt o intervalo de tempo.

Por fim, de modo a utilizar os valores da componente renovável é fundamental calcular a potência adimensional, sendo apenas necessário dividir a potência máxima de cada instante, calculada em (11), com a potência máxima sabida através do catálogo, como mostra a equação (13).

$$R_{pv,t} = \frac{P_m(t)}{P_{max}} \quad (13)$$

A partir dos dados obtidos, realizaram-se os gráficos da produção anual e da produção diária de modo a possibilitar uma melhor comparação de cada situação. Os gráficos estão ilustrados no capítulo 4.

Efetivamente, é relevante ter em conta se a área dos telhados onde se pretende colocar os painéis fotovoltaicos é suficiente. Primeiramente, calcula-se a área que o painel ocupa por unidade de potência (A_{pp}) em m^2/W , como mostra a equação (14).

$$A_{pp} = \frac{A_{painel}}{P_{max}} \quad (14)$$

Onde A_{panel} é a área de cada painel fotovoltaico em m^2 e P_{max} é a potência máxima do painel fotovoltaico em W. De seguida, calcula-se a área necessária de telhado para a potência instalada (A_{TP}) em m^2 como apresenta a equação (15).

$$A_{TP} = A_{pp} \cdot P_{pv} \cdot 1.20 \quad (15)$$

Onde P_{pv} é a potência instalada e 1.20 corresponde ao espaçamento obrigatório entre painéis (20%).

3.3. Simulação da Energia Produzida pelo Sistema Eólico

De modo a realizar a simulação referente à energia produzida pelo sistema eólico em condições típicas é necessário escolher um aerogerador com características adequadas ao perfil de vento no local.

De seguida, através do valor da velocidade do vento obtido pelo PVGIS a 10 metros é necessário extrapolá-la para a altura do aerogerador. Deste modo, utiliza-se a expressão (16) para tal [48].

$$\frac{v_2}{v_1} = \frac{\ln\left(\frac{z_2}{z_0}\right)}{\ln\left(\frac{z_1}{z_0}\right)} \quad (16)$$

Deste modo, sabe-se que z_0 é o comprimento de rugosidade de superfície, z_2 , a altura a que fica o rotor do aerogerador, z_1 a altura de referência a que foram medidos os valores de velocidade média horária do vento, v_2 a velocidade do vento à altura pretendida e v_1 a velocidade do vento à altura de referência.

De seguida, estima-se a potência eólica de saída através da curva de potência da turbina eólica escolhida. Por fim, divide-se a potência obtida em cada instante ($P_{eol}(t)$) pela potência nominal do aerogerador (P_n), referida no catálogo, de modo a se obter a componente adimensional eólica, como mostra a equação (17).

$$R_{eol,t} = \frac{P_{eol}(t)}{P_n} \quad (17)$$

3.4. Modelo de Produção de Hidrogénio Renovável

O Modelo de produção de hidrogénio renovável é obtido através da maximização do lucro do sistema e implementado utilizando o General Algebraic Modelling System (GAMS) [49] como um problema de programação linear corrido com o CPLEX solver [50]. Assim, através das equações descritas de seguida, realizou-se a otimização do sistema.

Primeiramente, foram adicionados os dados de entrada. Definiu-se que o período de tempo (t) seria horário e para um ano inteiro e que r seriam as tecnologias renováveis a utilizar, onde se definiu pv para a tecnologia solar fotovoltaica e eol para a eólica. Para os valores de produção horária dos recursos renováveis utilizaram-se os valores adimensionais obtidos e explicados anteriormente para inclinações diferentes de painéis fotovoltaicos e alturas diferentes de aerogeradores. Para cada uma das tecnologias fotovoltaicas e eólicas considerou-se um investimento específico das tecnologias renováveis ($CAPEX_r$) em €/MW e um investimento específico do eletrolisador ($CAPEX_{ELY}$) em €/MW. Adicionalmente para cada uma das tecnologias renováveis e para o eletrolisador considerou-se um tempo de vida em anos e uma potência máxima.

Por fim, consideraram-se preços para a eletricidade comprada à rede (λ_t^{Elec}) em €/MWh, o gás comprado à rede (λ_t^{Gas}) em €/MWh, a energia verde comprada à rede ($\lambda_t^{greenElec}$) em €/MWh, a água tratada ($\lambda_t^{H_2Otr}$) e a residual ($\lambda_t^{H_2Otr}$) em €/kg, o preço de venda do hidrogénio ($\lambda_t^{H_2}$) e do oxigénio ($\lambda_t^{O_2}$) em €/kg e o preço de venda da energia renovável excedente ($\lambda_{Surplus_t}^{Elec}$) em €/MWh.

De seguida, calcularam-se os fatores de recuperação de capital das tecnologias renováveis (CRF_r) e do eletrolisador (CRF_{ELY}), apresentadas nas equação (18) e (19) respetivamente.

$$CRF_r = \frac{\alpha (1 + \alpha)^{\tau_r}}{(1 + \alpha)^{\tau_r} - 1} \cdot CAPEX_r \quad (18)$$

$$CRF_{ELY} = \frac{\alpha (1 + \alpha)^{\tau_{ELY}}}{(1 + \alpha)^{\tau_{ELY}} - 1} \cdot CAPEX_{ELY} \quad (19)$$

Onde α corresponde à taxa de desconto intertemporal, τ_r é o tempo de vida útil das tecnologias renováveis em anos e τ_{ELY} o tempo de vida útil do eletrolisador em anos.

Finalmente, é importante descrever a função objetivo, mostrada na equação (20). A expressão é relativa aos proveitos operacionais por venda de produto e redução de custos por autoconsumo eletricidade e gás e inclui os custos de investimento anualizados das tecnologias renováveis (fotovoltaica e eólica) e do eletrolisador. A variável de decisão é a capacidade instalada de energia eólica, fotovoltaica e eletrolisador que maximiza o rendimento líquido total.

$$\begin{aligned}
& \max_{\{P_{PV}, P_{Wind}, P_{ELY}\}} \pi \\
& \sum_t V_{SellGrid_t}^{H_2} \cdot \lambda_t^{H_2} + \sum_t V_t^{O_2} \cdot \lambda_t^{O_2} + \sum_t V_{SellGrid_t}^{Elec} \cdot \lambda_{Surplus_t}^{Elec} \\
& - \sum_t buyGrid_t^{Elec} \cdot \lambda_t^{Elec} - \sum_t buyGrid_t^{Gas} \cdot \lambda_t^{Gas} - \sum_t buy_t^{greenElec} \cdot \lambda_t^{greenElec} \\
& - \sum_t buy_t^{H_2Otr} \cdot \lambda_t^{H_2Otr} - \sum_t buy_t^{H_2Ors} \cdot \lambda_t^{H_2Ors} - CRF_{ELY} \cdot P_{ELY} - \sum_r CRF_r \cdot P_r \\
& \quad \quad \quad - O\&M
\end{aligned} \tag{20}$$

Deste modo, o primeiro termo é relativo às receitas da venda do hidrogénio produzido, onde $V_{SellGrid_t}^{H_2}$ é o volume de hidrogénio produzido para vender à rede no período t , em quilogramas e $\lambda_t^{H_2}$ o seu preço em €/kg. O segundo termo corresponde às receitas da venda de oxigénio onde $V_t^{O_2}$ é o volume total de oxigénio produzido no período t , em kg e $\lambda_t^{O_2}$ o seu preço de venda em €/kg. O último termo referente às receitas é o lucro relacionado com o excedente de eletricidade renovável a injetar na rede, em que $V_{SellGrid_t}^{Elec}$ representa o excedente de eletricidade renovável em MWh e $\lambda_{Surplus_t}^{Elec}$ o seu preço em €/MWh.

Adicionalmente, o quarto e quinto termos da equação estão relacionados com os custos de aquisição de eletricidade e gás da rede, respetivamente, pelas unidades industriais. Assim, $buyGrid_t^{Elec}$ representa a eletricidade em MWh, $buyGrid_t^{Gas}$, corresponde aos gás em MWh, λ_t^{Elec} , à tarifa de eletricidade em €/MWh e λ_t^{Gas} , à tarifa de gás em €/MWh.

O sexto termo corresponde aos custos de aquisição de energia verde para alimentar o eletrolisador. Por conseguinte, $buy_t^{greenElec}$ é a energia verde comprada em MWh e $\lambda_t^{greenElec}$ a sua tarifa em €/MWh. Do mesmo modo, os termos sete e oito são as despesas com a compra de água tratada e residual, respetivamente. Entende-se que $buy_t^{H_2Otr}$ é o volume de água tratada em kg, $buy_t^{H_2Ors}$ o volume de águas residuais em kg, $\lambda_t^{H_2Otr}$ a tarifa de água tratada em €/kg e $\lambda_t^{H_2Ors}$ o preço das águas residuais em €/kg.

Finalmente, os termos nove e dez, são os custos devido aos investimentos no eletrolisador e nas tecnologias renováveis, sequencialmente. O fator de recuperação de capital do eletrolisador é CRF_{ELY} em €/MW/ano, o fator de recuperação das tecnologias renováveis (pv e eólica) é CRF_r em €/MW/ano, a potência do eletrolisador é P_{ELY} em MW e a potência das tecnologias renováveis é P_r em MW. Por fim, o último termo corresponde aos custos de operação e manutenção (*O&M*).

Deste modo, as equações seguintes têm o intuito de desenvolver mais detalhadamente o modelo, de modo a maximizar o lucro.

A equação (21) apresenta o consumo de eletricidade no período t (D_t^{Elec}) em MWh.

$$D_t^{Elec} = Renew_t^{SC} + buyGrid_t^{Elec} \quad (21)$$

Onde $Renew_t^{SC}$ é a energia renovável produzida que é usada para autoconsumo, em MWh e $buyGrid_t^{Elec}$ o consumo de eletricidade a partir da rede no período t em MWh.

De seguida, a equação que representa o consumo de gás no período t (D_t^{Gas}) é a equação (22)

$$D_t^{Gas} = PCS^{H_2} \cdot V_{SC_t}^{H_2} + buyGrid_t^{Gas} \quad (22)$$

Assim, o PCS^{H_2} é o poder calorífico superior do hidrogénio que, a uma temperatura de 25°C e à pressão de 1 atmosfera, tem como valor $39.41 kWh/kg^{H_2}$, $V_{SC_t}^{H_2}$, a quantidade de hidrogénio para autoconsumo, em substituição de compra de gás, em kg e $buyGrid_t^{Gas}$, o consumo de gás a partir da rede no período t, em MWh.

As equações (23) e (24) representam a quantidade total de hidrogénio produzido ($V_t^{H_2}$) em kg e podem ser apresentadas como mostra a equação (25).

$$V_t^{H_2} = V_{SC_t}^{H_2} + V_{SellGrid_t}^{H_2} \quad (23)$$

$$V_t^{H_2} = \frac{1}{\gamma} \cdot (Renew_t^{ELY} + buy_t^{greenElec}) \quad (24)$$

$$V_{SC_t}^{H_2} + V_{SellGrid_t}^{H_2} = \frac{1}{\gamma} \cdot (Renew_t^{ELY} + buy_t^{greenElec}) \quad (25)$$

É possível notar-se que $V_{SellGrid_t}^{H_2}$ é a quantidade de hidrogénio para venda à rede em kg, γ o consumo de energia pelo eletrolisador, $Renew_t^{ELY}$ é a energia renovável produzida que é utilizada para a eletrólise, em MWh e $buy_t^{greenElec}$, o consumo de eletricidade verde a partir da rede em MWh.

A produção renovável total no período t é expressa na equação (26).

$$\begin{aligned} \sum_{pv} R_{pv,t} \cdot P_{pv} \cdot \eta_{inversor} \cdot \eta_{pv} + \sum_{eol} R_{eol,t} \cdot P_{eol} &= \\ &= Renew_t^{SC} + Renew_t^{ELY} + V_{SellGrid_t}^{Elec} \end{aligned} \quad (26)$$

Sabe-se que $R_{pv,t}$ é o valor da produção horária adimensional do recurso fotovoltaico em MWh/MW e $R_{eol,t}$ é o valor da produção horária adimensional do recurso eólico em MWh/MW, P_{pv} corresponde à potência a instalar da tecnologia fotovoltaica em MW, assim como, P_{eol} à potência a instalar da tecnologia eólica em MW. Note-se também que $\eta_{inversor}$ é relativo ao rendimento do inversor e η_{pv} ao rendimento dos painéis fotovoltaicos.

A quantidade de oxigénio produzido ($V_t^{O_2}$) pode ser apresentada pela equação (27).

$$V_t^{O_2} = \omega \cdot V_t^{H_2} \quad (27)$$

Onde, ω é a relação entre o peso de oxigénio e de hidrogénio que equivale a $8 \text{ kg}^{O_2} / \text{kg}^{H_2}$.

De modo calcular a quantidade de água necessária comprar para ser consumida pela eletrólise, utiliza-se a equação (28).

$$buy_t^{H_2O_{tr}} + buy_t^{H_2O_{rs}} = V_t^{H_2} \cdot (\omega + 1) \quad (28)$$

Esta equação é baseada na equação química da água apresentada na equação (1). Nesta equação a soma do consumo de água tratada com o consumo da água residual equivale à quantidade de hidrogénio produzido multiplicado por 9 visto que é a proporção entre a quantidade de hidrogénio produzido e a quantidade de água utilizada.

As equações de (29) a (36) expressam limites.

$$P_{r_{min}} \leq P_r \leq P_{r_{max}} \quad (29)$$

$$P_{ELY_{min}} \leq P_{ELY} \leq P_{ELY_{max}} \quad (30)$$

$$V_{SC_t}^{H_2} \leq V_{SC_{max_t}}^{H_2} \quad (31)$$

$$V_{SellGrid_t}^{H_2} \leq V_{SellGrid_{max_t}}^{H_2} \quad (32)$$

$$V_{SC_t}^{H_2} \leq \beta \frac{buyGrid_t^{Gas}}{PCS^{H_2}} \quad (33)$$

$$Renew_t^{ELY} + buy_t^{greenElec} \leq P_{ELY} \quad (34)$$

$$\sum_{pv} P_{pv} \leq P_{instPV_{max}} \quad (35)$$

$$\sum_{eol} P_{eol} \leq P_{instEOL_{max}} \quad (36)$$

Desta forma, a equação (29) expressa os limites mínimo e máximo da potência a instalar da tecnologia renovável r, a equação (30), os limites mínimo e máximo da potência do eletrolisador a instalar e as equações (31) e (32), os limites máximos da quantidade de hidrogénio para autoconsumo, e para venda à rede, respetivamente. Adicionalmente, a equação (33) limita a proporção máxima que a potência do eletrolisador permite produzir, onde β é a proporção máxima de hidrogénio que pode ser usado para substituir o gás. Esta proporção é de elevada relevância dado que as indústrias ainda não estão preparadas para a substituição total do gás pelo hidrogénio, sendo necessário colocar o limite. A equação (34) expressa a quantidade de hidrogénio que a potência do eletrolisador permite produzir. Por fim, a equação (35) representa o limite máximo da potência total a instalar de painéis fotovoltaicos e a equação (36) o limite máximo da potência total a instalar de energia eólica.

De modo a se obter o hidrogénio produzido em MWh é necessário multiplicar o hidrogénio produzido, que se encontra em kg, pelo seu poder calorífico superior, como mostra a equação (37).

$$V_t^{H_2} [MWh] = V_t^{H_2} [kg] \times PCS^{H_2} \quad (37)$$

Ademais, as equações (38) a (42) têm o intuito de saber qual a eletricidade renovável produzida por cada uma das tecnologias que tem o destino a alimentação do eletrolisador.

Primeiramente, é necessário calcular a produção de eletricidade renovável por tecnologia r , que se apresenta em MWh. Assim, a equação (38) apresenta a produção renovável dos painéis fotovoltaicos em MWh, a (39), a produção renovável da energia eólica em MWh e a (40) a produção renovável total em MWh.

$$Renew_{pv}(pv) = \sum_t R_{pv,t} \cdot P_{pv} \cdot \eta_{inversor} \cdot \eta_{pv} \quad (38)$$

$$Renew_{eol}(eol) = \sum_t R_{eol,t} \cdot P_{eol} \quad (39)$$

$$Renew_{Total_r} = \sum_{pv} Renew_{pv}(pv) + \sum_{eol} Renew_{eol}(eol) \quad (40)$$

De seguida, é realizado o cálculo da produção de eletricidade renovável a partir da energia solar que tem como destino a alimentação do eletrolisador em MWh, como mostra a equação (41) e, finalmente, a produção de eletricidade renovável proveniente da energia eólica destinada ao eletrolisador em MWh, a equação (42).

$$Renew_{ELY_{tec}}(pv) = \left(\frac{Renew_{pv}(pv)}{Renew_{Total_r}} \right) \cdot Renew_{ELY_{Total}} \quad (41)$$

$$Renew_{ELY_{tec}}(eol) = \left(\frac{Renew_{EOL}(eol)}{Renew_{Total_r}} \right) \cdot Renew_{ELY_{Total}} \quad (42)$$

A energia consumida pelo eletrolisador é calculada através da equação (43) onde é realizada a soma entre a eletricidade renovável que tem como destino a alimentação do eletrolisador e a energia verde comprada em MWh.

$$Energia_{ELY_{TOTAL}} = \sum_t Renew_t^{ELY} + \sum_t buy_t^{greenElec} \quad (43)$$

O cálculo do fator de utilização ($FUtil$), que representa a proporção em que o hidrogénio é utilizado, é apresentado na equação (44). Deste modo verifica-se a razão entre o volume de

hidrogénio produzido com o produto entre a potência do eletrolisador, o número de horas relativas a um ano e 100%.

$$FUtil = \frac{V_t^{H_2} [MWh]}{P_{ELY} \cdot 8760 \cdot 100} \quad (44)$$

Por fim, calcula-se o custo nivelado da energia, LCOE, em €/MWh, como mostra a equação (45).

$$LCOE(r) = \frac{CRF_r \cdot P_r}{\sum_t (R_{r,t} \cdot P_r)} \quad (45)$$

Como explicado anteriormente, no numerador apresentam-se os valores atuais da soma de todos os custos correspondentes à produção de energia de cada tecnologia durante o ciclo de vida do projeto, neste caso, multiplica-se a potência da tecnologia renovável pelo fator de recuperação de capital da tecnologia renovável e no denominador o valor anual de produção da tecnologia renovável em questão.

Do mesmo modo, o custo nivelado de hidrogénio, LCOH, corresponde à razão entre valor atual da soma de todos os custos relativos à produção do hidrogénio, durante o ciclo de vida do projeto com o valor atual da produção de hidrogénio para o período relativo a 1 ano.

Neste caso, na equação (46) é apresentada a equação relativa ao LCOH em €/kg e nas equações (47) a (50) evidencia-se o cálculo das suas componentes, também em €/kg.

$$LCOH = LCOH_{CAPEX} + LCOH_{Renew} + LCOH_{TarifaVerde} + LCOH_{H_2O} \quad (46)$$

$$LCOH_{CAPEX} = \frac{CRF_{ELY} \cdot P_{ELY}}{\sum_t (V_{SCt}^{H_2} + V_{SellGridt}^{H_2})} \quad (47)$$

$$LCOH_{Renew} = \frac{\sum_r (Renew_{ELYtec}(r) \cdot LCOE(r))}{\sum_t (V_{SCt}^{H_2} + V_{SellGridt}^{H_2})} \quad (48)$$

$$LCOH_{TarifaVerde} = \frac{\sum_t buy_t^{greenElec} \cdot \lambda_t^{greenElec}}{\sum_t (V_{SCt}^{H_2} + V_{SellGridt}^{H_2})} \quad (49)$$

$$LCOH_{H_2O} = \frac{\sum_t buy_t^{H_2O_{tr}} \cdot \lambda_t^{H_2O_{tr}} + \sum_t buy_t^{H_2O_{rs}} \cdot \lambda_t^{H_2O_{rs}}}{\sum_t (V_{SC_t}^{H_2} + V_{SellGrid_t}^{H_2})} \quad (50)$$

Sabe-se que a produção de hidrogénio envolve quatro componentes diferentes. Primeiramente, na equação (47), verifica-se o cálculo do LCOH referente ao CAPEX onde se multiplica o fator de recuperação de capital do eletrolisador pela sua potência. De seguida, na equação (48), o custo nivelado da produção da eletricidade renovável e na equação (49) da compra da eletricidade verde. Finalmente, na equação (50), verifica-se o custo nivelado relativo à compra e ao consumo da água que vai para o eletrolisador. Note-se também que no denominador apresenta-se sempre o valor atual da produção de hidrogénio para um ano.

CAPÍTULO 4

Aplicação do modelo desenvolvido à indústria cerâmica

Neste capítulo são expostos os resultados obtidos através da metodologia explicada no capítulo anterior. Inicialmente, é apresentado o caso de estudo deste projeto e de seguida, ilustram-se os perfis de energia solar fotovoltaica e eólica. Por fim, são explicados alguns dos cenários de aplicação ao modelo bem como os seus resultados.

4. Aplicação do modelo desenvolvido à indústria cerâmica

Como referido anteriormente, este trabalho tem como objetivo a diminuição da utilização de gás reduzindo as emissões de carbono. Para tal, o sistema é aplicado a um dos maiores consumidores de gás, a indústria cerâmica, neste caso o grupo RECER que se localiza em Oliveira do Bairro.

Deste modo, a figura 9 representa o caso de estudo deste projeto. Primeiramente, verificam-se fontes de energia renovável, a solar pv e a eólica que podem ter como destino o autoconsumo por parte das unidades fabris, a venda à rede ou a alimentação do eletrolisador. O eletrolisador pode ser alimentado por esta eletricidade renovável produzida ou por eletricidade verde comprada. Efetivamente, a água necessária para alimentar o eletrolisador provém da ETAR, como se evidencia na figura 9 e, juntamente com a eletricidade, o eletrolisador realiza a eletrólise. Deste processo, obtém-se hidrogénio e oxigénio. O hidrogénio produzido, pode ter como destino a venda à rede de gás ou o autoconsumo por parte das unidades fabris e, finalmente, o oxigénio produzido pode ser vendido.

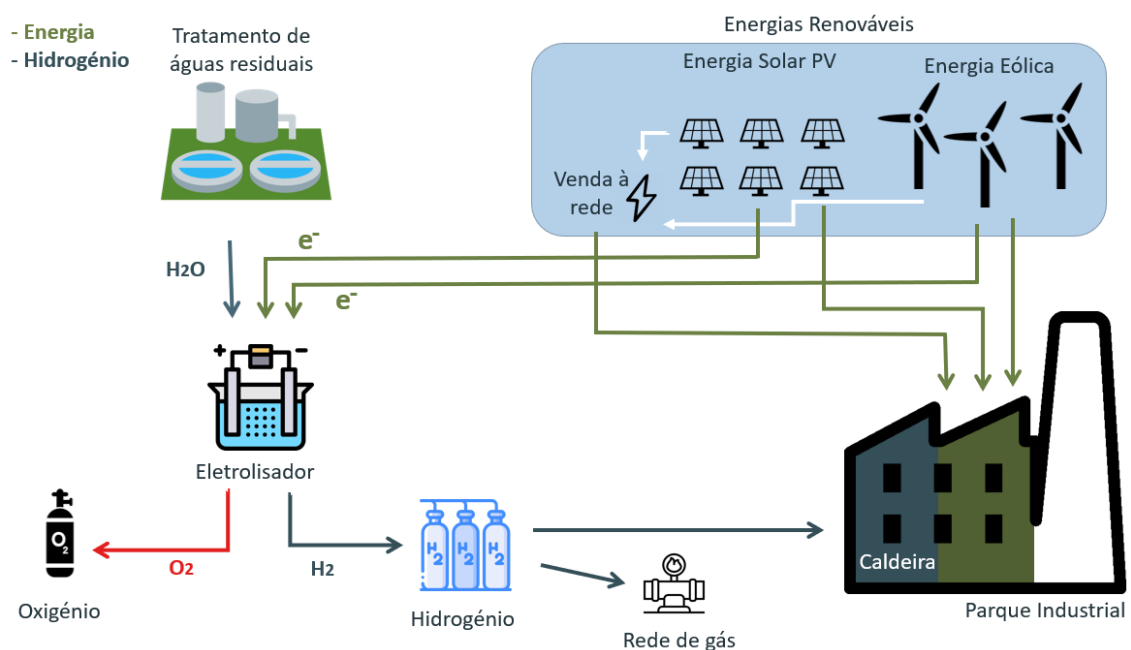


Figura 9. Esquema do sistema global de produção e fornecimento de hidrogénio verde à fábrica de cerâmica

Deste modo, obtiveram-se os valores do recurso solar e eólico a partir do software PVGIS, como explicado no capítulo 3, em Oliveira do Bairro, local onde o projeto será implementado. Os dados correspondem a um período equivalente a um ano e foram recolhidos tanto para três diferentes azimutes, 90° , representando Oeste (O), -90° , representando Este (E) e um a 6° representando um

valor de máxima otimização, como para várias inclinações, 1°, 5°, 10°, 20°, 25°, 30°, 36° (ótima), 40°, 50°, 60°, 70° e 80°.

Foi também fornecida a velocidade do vento a 10 metros (WS10m). Assim, o gráfico da figura 10 mostra o histograma e o boxplot da velocidade do vento a 10 metros onde a mediana é 2.55 m/s e a média 2.83 m/s. É possível notar-se que a velocidade do vento neste local a 10 metros é predominante entre 1.5m/s e 3.75m/s.

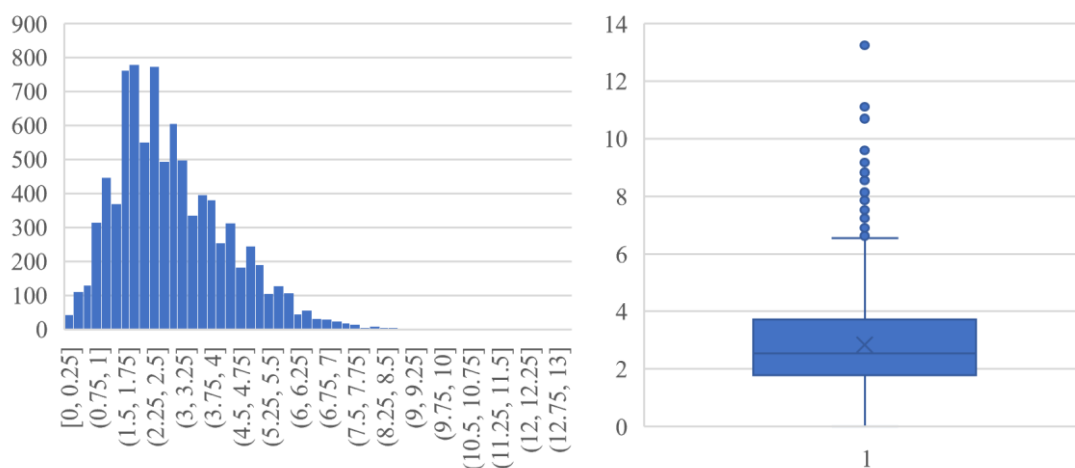


Figura 10. Histograma e boxplot da velocidade do vento a 10 metros

4.1. Energia Produzida pelo Sistema Solar diária

Para realizar a simulação da energia produzida pelo sistema solar, escolheu-se o painel fotovoltaico da marca *Longi* com o modelo *Hi-MO 5m LR5-72HPH-550M* que possui as seguintes características em condições de teste padrão (*Standard Test Conditions* STC):

- Potência Máxima (P_{max}): 550 W;
- Tensão de circuito aberto (V_{oc}): 49.80V;
- Corrente de curto-circuito (I_{sc}): 13.98A;
- Tensão à máxima potência (V_{mp}): 41.95V;
- Corrente à máxima potência (I_{mp}): 13.12A;
- Eficiência do módulo: 21.5%;
- Temperatura normal de operação da célula (NOCT): $45 \pm 2^\circ\text{C}$;
- Número de células: 72.
- Dimensões: 2256×1133×35mm

Assim, a partir dos dados obtidos e explicados no capítulo 3, obteve-se o gráfico da figura 11 que representa a produção de energia produzida, diariamente, através pelos painéis fotovoltaicos, para diferentes inclinações e azimutes.

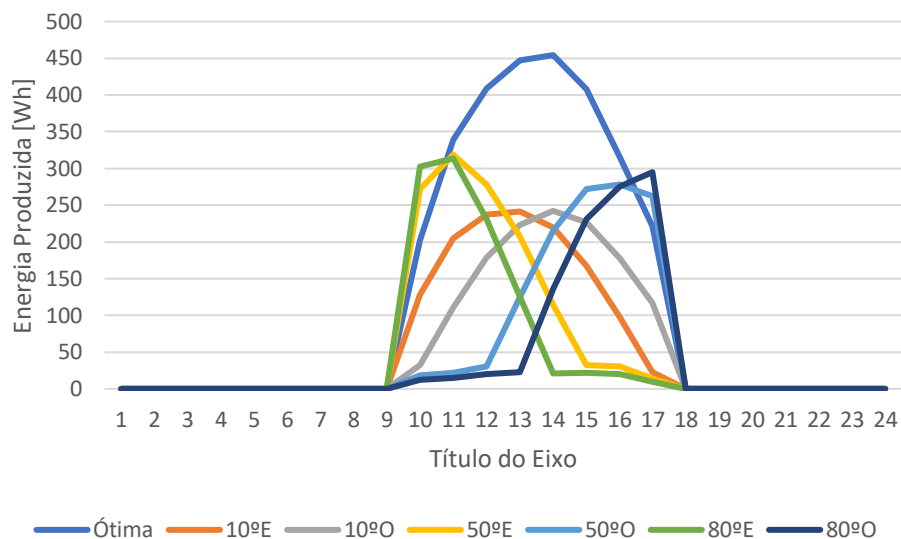


Figura 11. Energia Diária Produzida pelos Painéis Fotovoltaicos para várias inclinações

A partir da análise do gráfico, conclui-se que a inclinação que é mais eficiente é a inclinação ótima, visto que produz mais energia durante o mesmo período.

4.2. Energia Produzida pelo Sistema Solar anual

Efetivamente, como se verificou que a maior quantidade de energia é produzida com a inclinação ótima, realizou-se o seu gráfico de produção anual de modo a haver uma melhor análise ao longo de cada dia e mês, como mostra a figura 12.

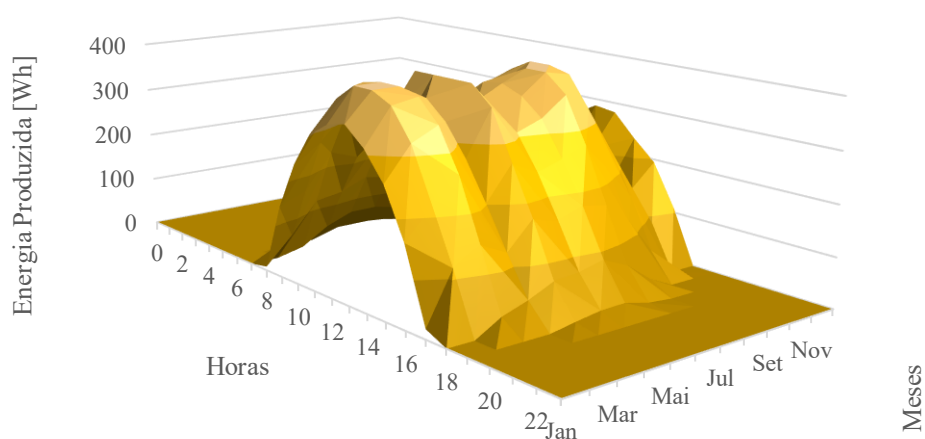


Figura 12. Produção ótima anual

A figura 13 apresenta um exemplo da energia produzida anualmente através dos painéis solares virados a nascente.

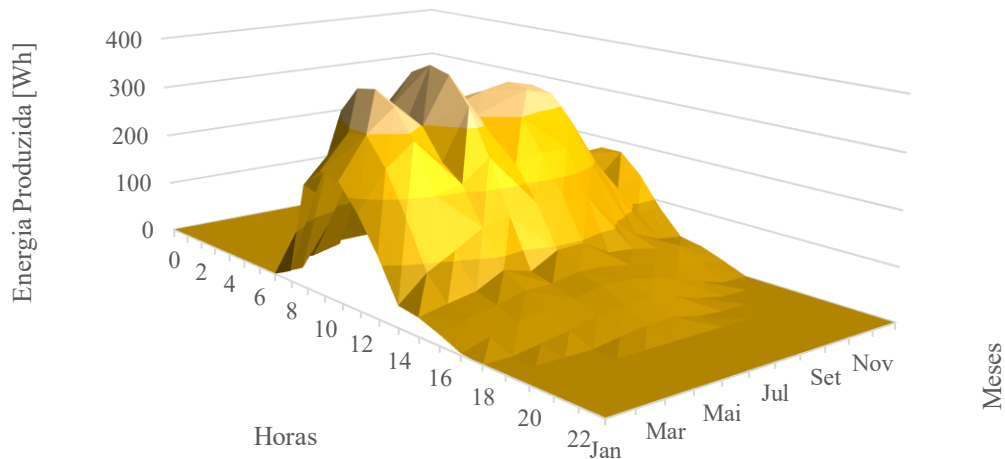


Figura 13. Produção PV anual 50°E

A figura 14 representa a energia produzida anualmente por um painel solar virando a poente.

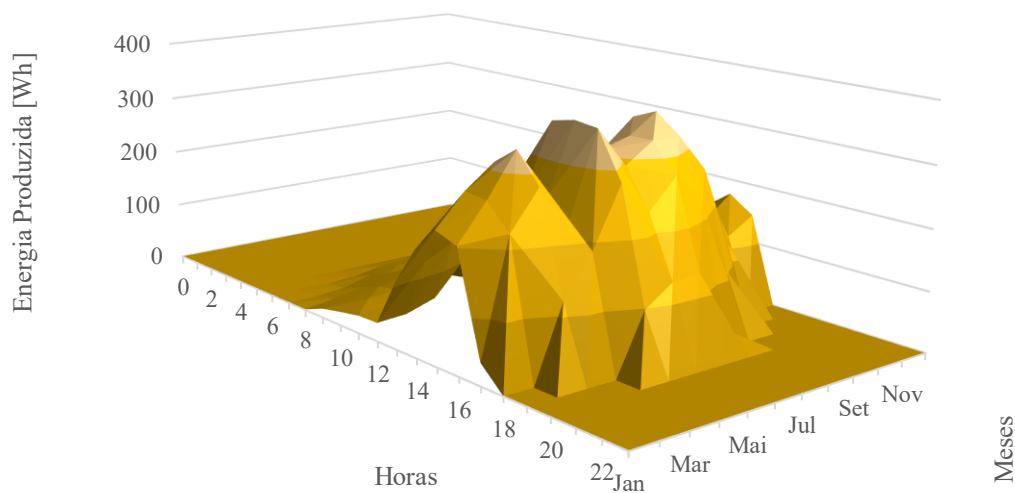


Figura 14. Produção PV anual 80°O

Adicionalmente, sabe-se que o grupo RECER possui uma área de telhados de aproximadamente 131 240 m² como mostra a tabela I.

Tabela I. Área dos Telhados do grupo RECER

Indústrias	Áreas dos Telhados
Crepol	10 780.56 m ²
Modicer	16 030.68 m ²
Procer	4 598.21 m ²
Recer	52 384.99 m ²
Solcer	30 829.71 m ²
Metalcértima	16 616.29 m ²
Total	131 240.44 m ²

Deste modo, para uma potência instalada de 10 MW, são necessários 55 768 m² de área de telhado. Logo, não será preciso arranjar mais terreno para colocar painéis fotovoltaicos.

4.3. Energia Produzida pelo Sistema Eólico anual

De modo a realizar a simulação referente à energia produzida pelo sistema eólico em condições típicas, escolheu-se o aerogerador da marca *WEG* com o modelo *AGW110/2,2*. Este aerogerador tem uma curva de potência equivalente à ilustrada na figura 15.

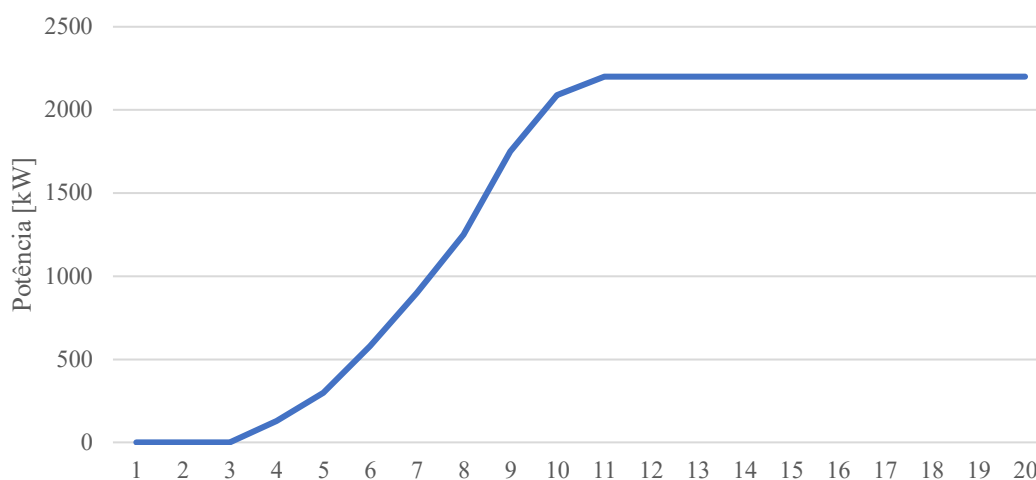


Figura 15. Curva de potência do aerogerador da marca *WEG* com o modelo *AGW110/2,2*

Deste modo, considerando um comprimento de rugosidade de superfície (z_0) igual 0.1, obteve-se, primeiramente, a velocidade do vento para 80 m e, de seguida, para 120 m como é explicado no capítulo 3.

Com os dados obtidos, realizou-se um histograma e um boxplot para cada situação como ilustram as figuras 16 e 17.

Primeiramente, analisou-se o caso da turbina eólica a uma altura de 80m.

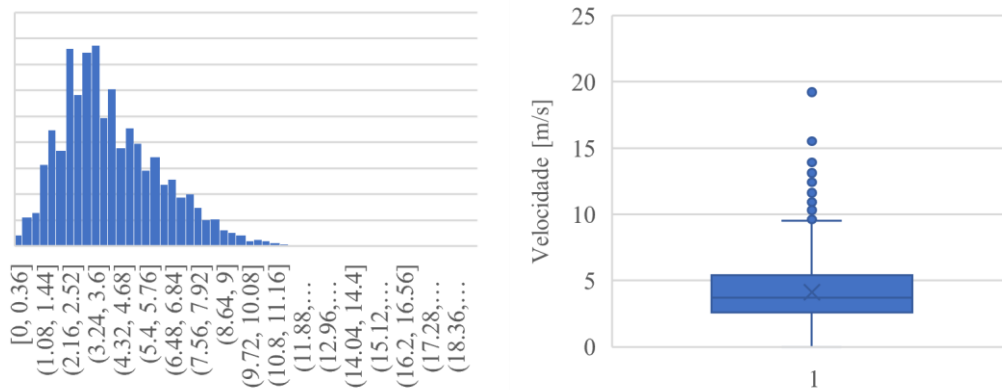


Figura 16. Histograma e boxplot da velocidade do vento a 80 metros

Atentando aos gráficos representados acima, conclui-se que a velocidade do vento em Oliveira do Bairro a 80 metros é predominante entre 2.16 m/s e 5.04 m/s. Foram também calculadas a mediana e a média obtendo uns valores de 3.70 m/s e 4.12 m/s, respetivamente.

Considerando que a velocidade inicial do aerogerador escolhido é 3 m/s, prevê-se que a energia produzida seja bastante reduzida dado que a velocidade do vento neste local possui valores baixos.

Deste modo, calculou-se a velocidade do vento para 120 metros e, tal como anteriormente, realizou-se um histograma e um boxplot, como ilustra a figura 17.

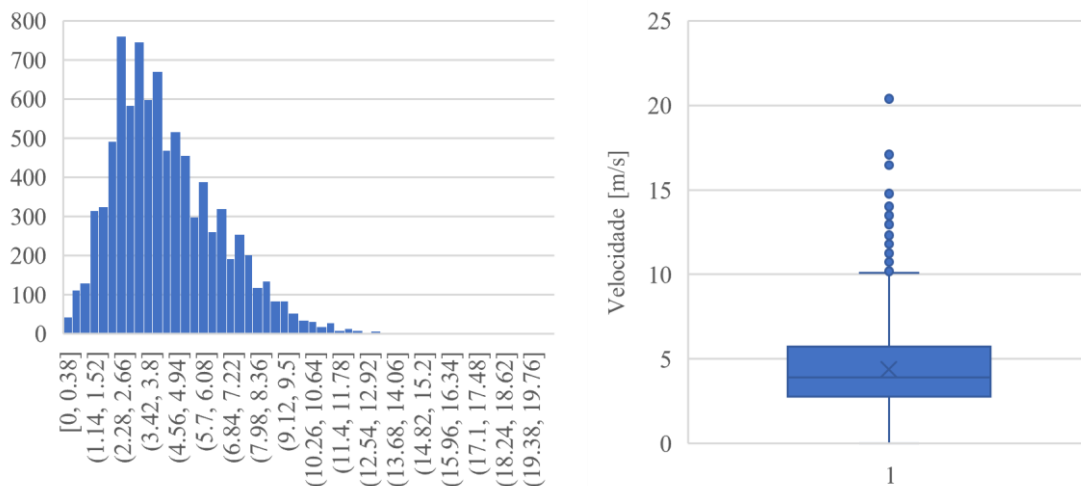


Figura 17. Histograma e boxplot da velocidade do vento a 120 metros

Os gráficos representados acima mostram que a velocidade do vento em Oliveira do Bairro a 120 metros é predominante entre 2.28 m/s e 6.08 m/s. Sabe-se, também, que a mediana é 3.93 m/s e a média 4.37 m/s. Tal como anteriormente, a velocidade a 120 metros continua a ser bastante reduzida continuando a prever-se uma reduzida produção de energia eólica.

De seguida realizou-se o mesmo processo para o aerogerador de 2 350 kW da marca *ENERCON* com o modelo *E-92*. A figura 18 mostra a sua curva de potência.

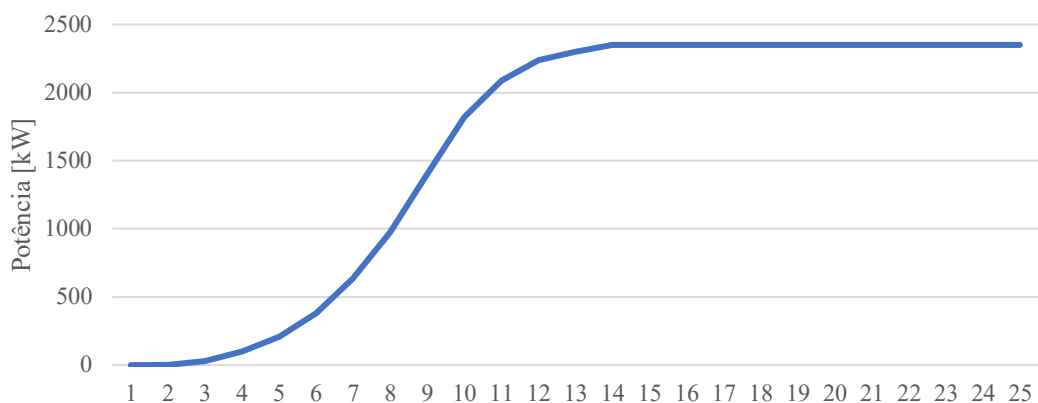


Figura 18. Curva de potência do aerogerador da marca ENERCON com o modelo E-92

Esta turbina eólica pode funcionar a 85 m, 98 m, 104 m, 108 m e 138 m e por isso realizaram-se simulações para a altura mínima, 85 m, e máxima, 138 m. Desta forma, tal como anteriormente, utilizou-se a equação (16) para extrapolar a velocidade do vento para essas alturas. Assim, obtiveram-se o histograma e boxplot que se apresentam nas figuras 19 e 20.

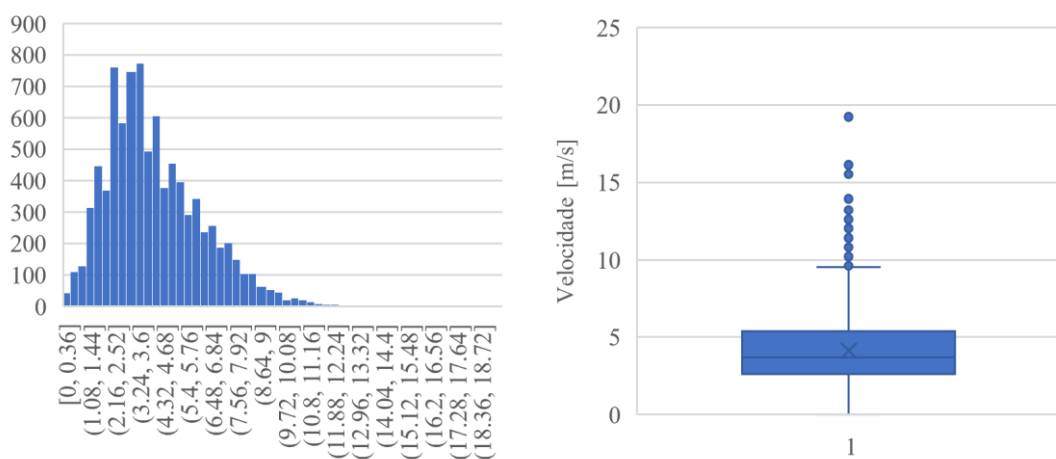


Figura 19. Histograma e boxplot da velocidade do vento a 85 metros

Os gráficos representados acima mostram que a velocidade do vento a 85 metros, no local simulado é predominante entre 2.16 m/s e 4.68 m/s. Sabe-se, também, que a mediana é 3.7 m/s e a média 4.12 m/s.

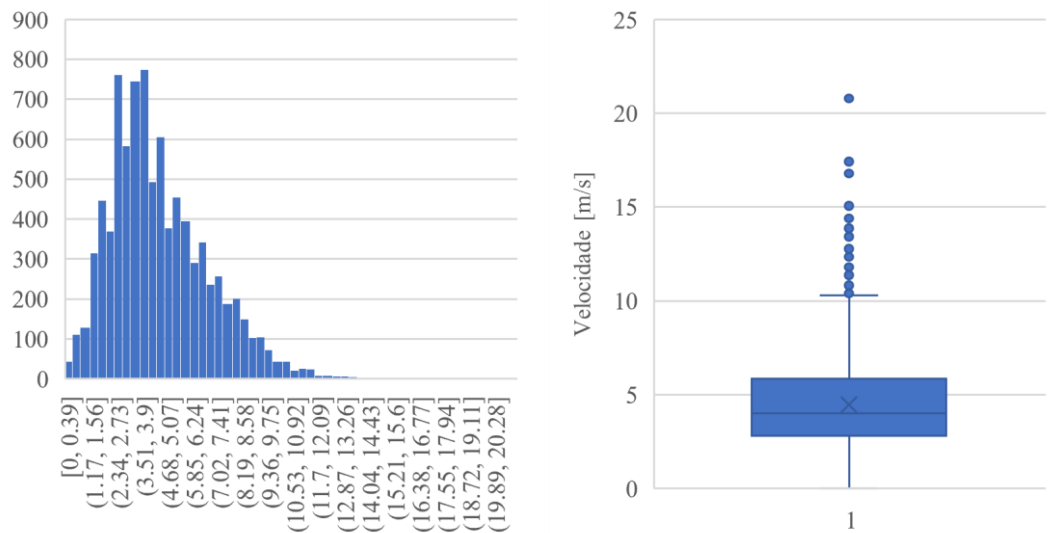


Figura 20. Histograma e boxplot da velocidade do vento a 138 metros

Por fim, a figura 20 mostra que a velocidade do vento a 138 metros é mais comum ser de 2.34 m/s a 5.07 m/s. A sua mediana e média apresentam os valores iguais a 4 m/s e 4.45 m/s, respetivamente. Conclui-se que o local apresenta velocidades de vento reduzidas.

Através dos dados obtidos e explicados no capítulo 3 foi possível obter os gráficos 3D da energia produzida por cada turbina eólica em função das horas e dos meses, como mostram as figuras 21 a 24.

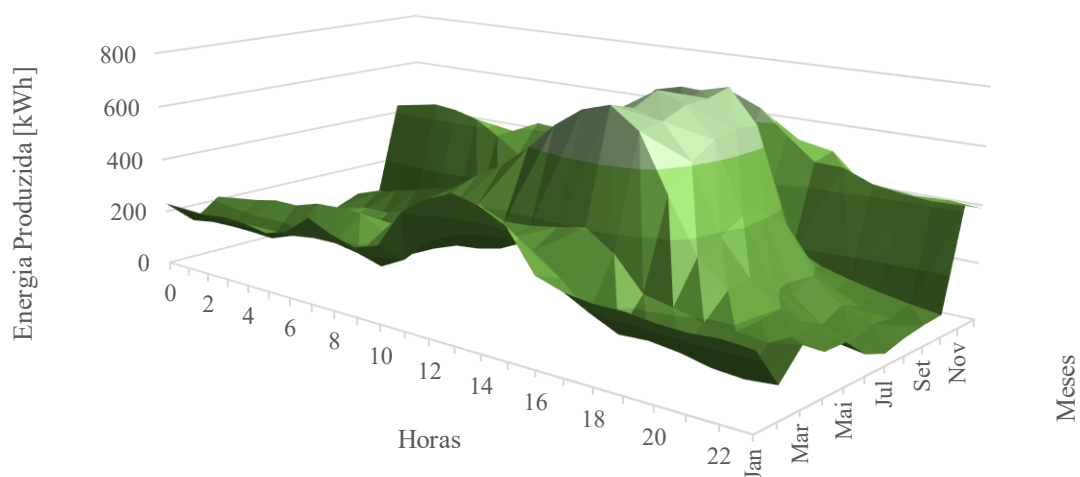


Figura 21. Energia Produzida pelo aerogerador de 2200kW a 80m

Na figura 21 apresenta-se a energia produzida anualmente pelo aerogerador de 2 200 kW a 80 metros que tem uma mediana de 94.27 kWh e uma média de 298.31 kWh.

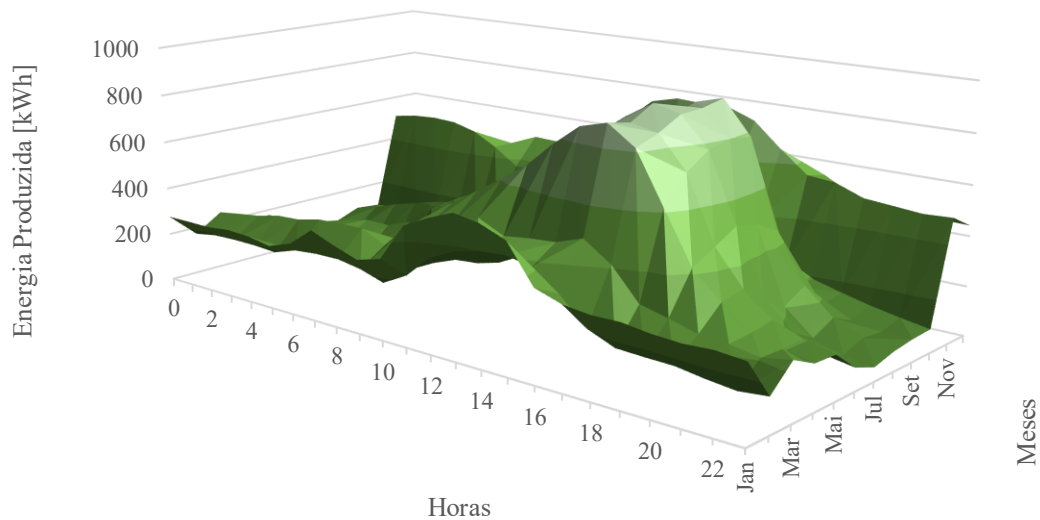


Figura 22. Energia Produzida pelo aerogerador de 2200kW a 120m

Do mesmo modo, a figura 22 mostra a energia produzida pelo aerogerador com a mesma potência que o gráfico anterior, mas com uma altura de 120 m. Este caso apresenta uma mediana de 120.50 kWh e uma média igual a 351.32 kWh.

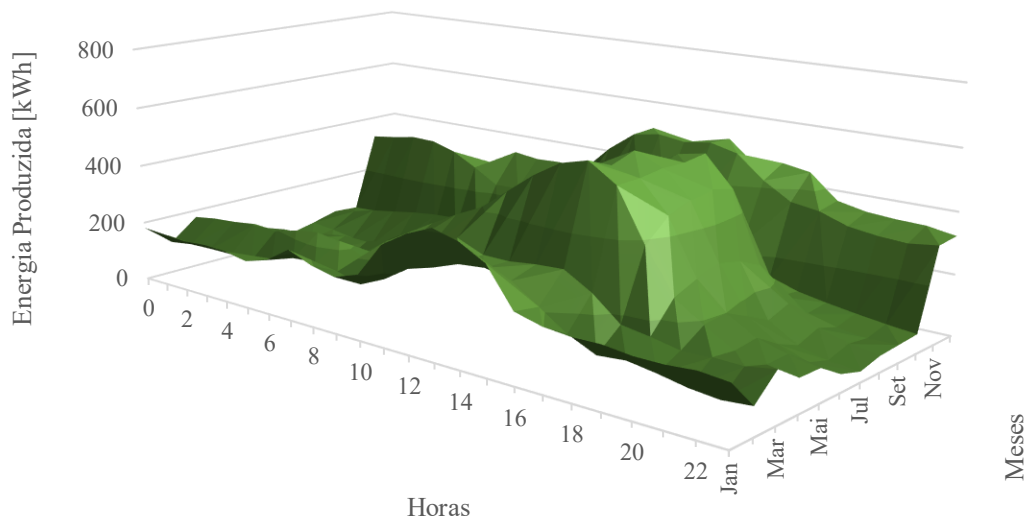


Figura 23. Energia Produzida pelo aerogerador de 2350kW a 85m

Do mesmo modo, a figura 23 mostra a energia produzida pela turbina eólica de potência máxima 2 350 kW e com uma altura de 85 m. Este caso apresenta uma mediana de 74.14 kWh e uma média igual a 227.7 kWh.

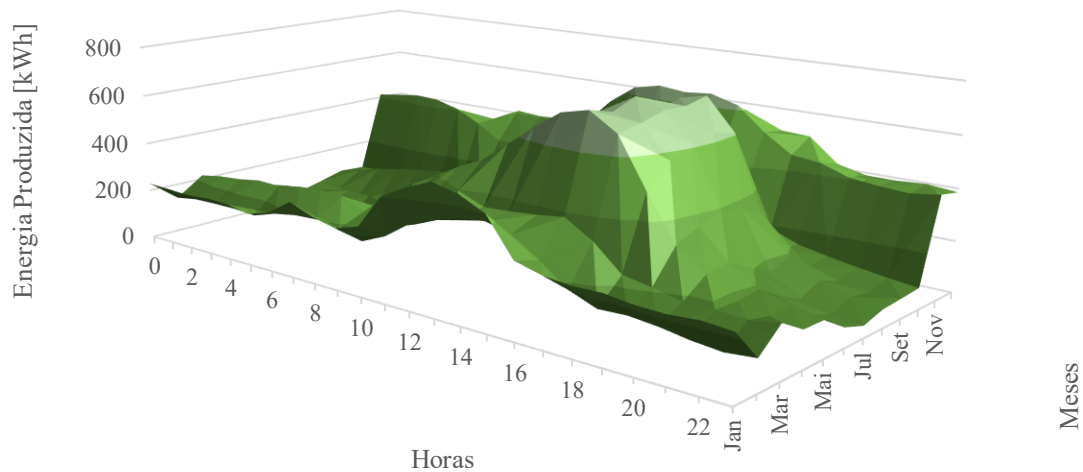


Figura 24. Energia Produzida pelo aerogerador de 2350kW a 138m

Finalmente, a figura 24 apresenta o gráfico da produção de energia através da turbina eólica de 2 350 kW com uma altura de 138 m que tem como valores de mediana e média iguais a 99.49 kWh e 286.99 kWh, respetivamente.

Por fim, a figura 25 apresenta um exemplo de um gráfico anual de um sistema híbrido de produção fotovoltaica e eólica, ambas com 10 MW de potência.

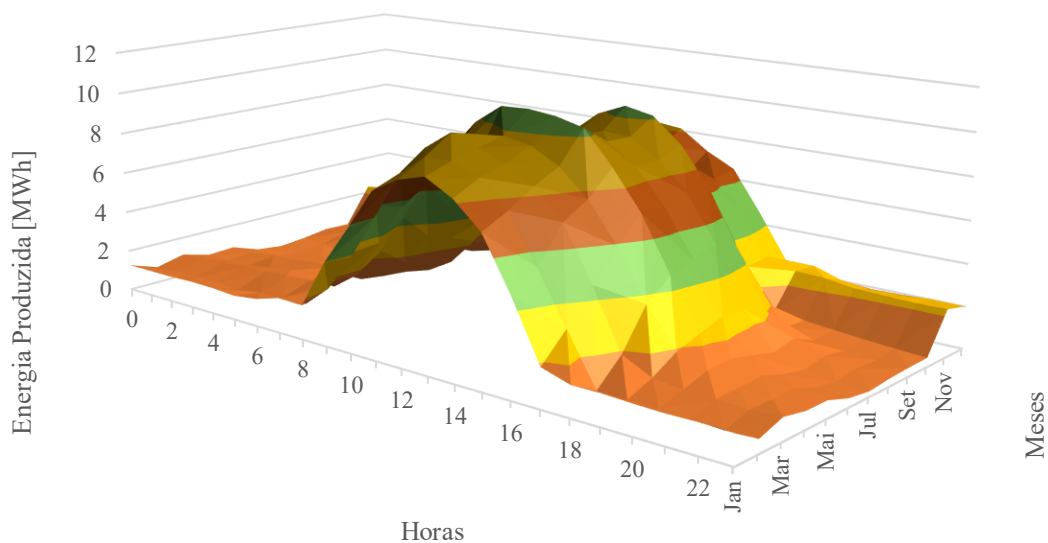


Figura 25. Energia produzida pelo sistema híbrido com painéis solares com inclinação ótima e aerogeradores com 120m

Neste exemplo, a tecnologia solar apresenta uma inclinação ótima e a tecnologia eólica apresenta um aerogerador de 2 200 kW com o rotor a 120 metros.

4.4. Cenários de aplicação ao modelo

De modo a analisar os resultados criaram-se diversos cenários com diferentes restrições.

Cenário 1: Situação atual

Primeiramente, definiu-se um primeiro caso como base, de forma a analisar a rentabilidade do projeto. Este cenário representa a situação atual em que a produção de eletricidade renovável e de hidrogénio é nula e apenas existe a compra de eletricidade e gás à rede por parte da fábrica.

Na Tabela II verificam-se os valores definidos como dados de entrada utilizados nesta primeira situação.

Tabela II. Dados de Entrada utilizados na simulação do primeiro cenário

Dados de Entrada	
Eletrolisador	
CAPEX	1 950 k€/MW
Potência mínima	0 MW
Potência máxima	0 MW
Renováveis	
Potência máxima PV	0 MW
Potência máxima EOL	0 MW
Preços	
Eletricidade	90 €/MWh
Gás	30 €/MWh
Tarifa verde	120 €/MWh
Hidrogénio	5 €/kg
Oxigénio	0 €/kg
Eletricidade	0 €/kg

A partir dos dados realizou-se a simulação obtendo os valores apresentados na tabela III

Tabela III. Balanço de Quantidades referentes ao primeiro cenário

Balanço de Quantidades	
Hidrogénio	
Potência	0 MW
Energia consumida	0 MWh
Produção	0 MWh
LCOH	-
Renováveis	
Potência	
PVOPT	0 MW
EL120	0 MW
Energia	

PVOPT	0 MWh
EL120	0 MWh
LCOE	
PVOPT	0 €/MWh
EL120	0€/MWh
Eletricidade	
Consumo	20 777 MWh
Compra rede	20 777 MWh
Autoconsumo	0 MWh
Venda excedentes a rede	0 MWh
Produção renovável	0 MWh
PV	0 MWh
EOL	0 MWh
Compra a tarifa verde	0 MWh
Gás	
Consumo	49 157 MWh
Compra rede	49 157 MWh
Autoconsumo (H ₂)	0 MWh
Venda rede (H ₂)	0 MWh
Água	
Consumo	0 kg
Residual	0 kg
Tratada	0 kg
Oxigénio	
Produção	0 kg

Neste caso, verifica-se que a indústria cerâmica em causa consome, anualmente, cerca de 20 777 MWh de eletricidade e 49 157 MWh de gás.

Cenário 2: Eletrolisador com uma potência máxima de 5 MW sem restrições nas potências da eletricidade renovável

Neste cenário não se impôs limite para a potência das eletricidades renováveis (solar e eólica), porém, a potência do eletrolisador foi colocada com um valor máximo de 5 MW. Assim, na tabela IV verificam-se os dados de entrada utilizados para este segundo caso.

Tabela IV. Dados de Entrada utilizados na simulação do segundo cenário

Dados de Entrada	
Eletrolisador	
CAPEX	1 950 k€/MW
Potência mínima	0 MW
Potência máxima	5 MW
Renováveis	

Potência máxima PV	100 MW
Potência máxima EOL	100 MW
Preços	
Eletricidade	90 €/MWh
Gás	30 €/MWh
Tarifa verde	120 €/MWh
Hidrogénio	5 €/kg
Oxigénio	0 €/kg
Eletricidade	0 €/kg

O preço de venda do hidrogénio encontra-se a 5 €/kg dado que é o preço a que o hidrogénio será leilado. O preços do gás e da eletricidade são preços médios relativos a 2023.

Deste modo, os gráficos das figuras 26 a 27 representam os resultados obtidos.

Na figura 26 observa-se o gráfico que representa a geração de energia renovável e o seu uso para um mês, neste caso, maio. A parte inferior do gráfico representa a produção renovável, neste caso eólica e solar e a parte de cima, a sua utilização. Assim, note-se que a amarelo encontra-se a eletricidade gerada pelos painéis fotovoltaicos com inclinação ótima e a verde a eletricidade produzida pela energia eólica com o aerogerador de 120 m de altura. De seguida, verifica-se a azul-escuro, a eletricidade utilizada para autoconsumo das unidades fabris e, a azul-claro, a eletricidade produzida em excesso que tem como destino a venda à rede.

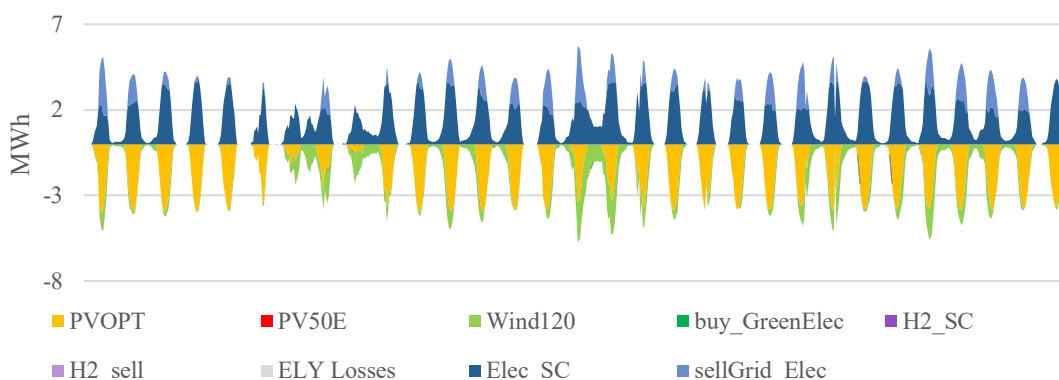


Figura 26. Eletricidade Renovável e a sua utilização para um mês para o 2º cenário

Do mesmo modo, a figura 27 apresenta o gráfico de produção de energia renovável e a sua respetiva utilização para um ano. As cores correspondem aos mesmos elementos que a figura anterior. Verifica-se que o mês de maio é o que produz mais energia.



Figura 27. Eletricidade Renovável e a sua utilização para um ano para o 2º cenário

Por fim, a figura 28 representa o diagrama de Sankey com valores anuais. Assim, é importante salientar que *GasGrid* representa o gás comprado pelas unidades fabris à rede e *GasIndustry* o gás consumido pela indústria cerâmica. Do mesmo modo, *ElecGrid* refere-se à eletricidade comprada à rede para alimentar as unidades fabris, *ElecIndustry*, à eletricidade proveniente da rede consumida pelas unidades fabris e *ElecSC* a eletricidade produzida pelas energias renováveis que será autoconsumida pelas indústrias.

Assim, *PV* é a energia produzida pelos painéis fotovoltaicos, *WIND* é a energia gerada pela energia eólica, *Renew* é a produção total das energias renováveis e *GridElec* corresponde ao excesso de eletricidade renovável vendido à rede.

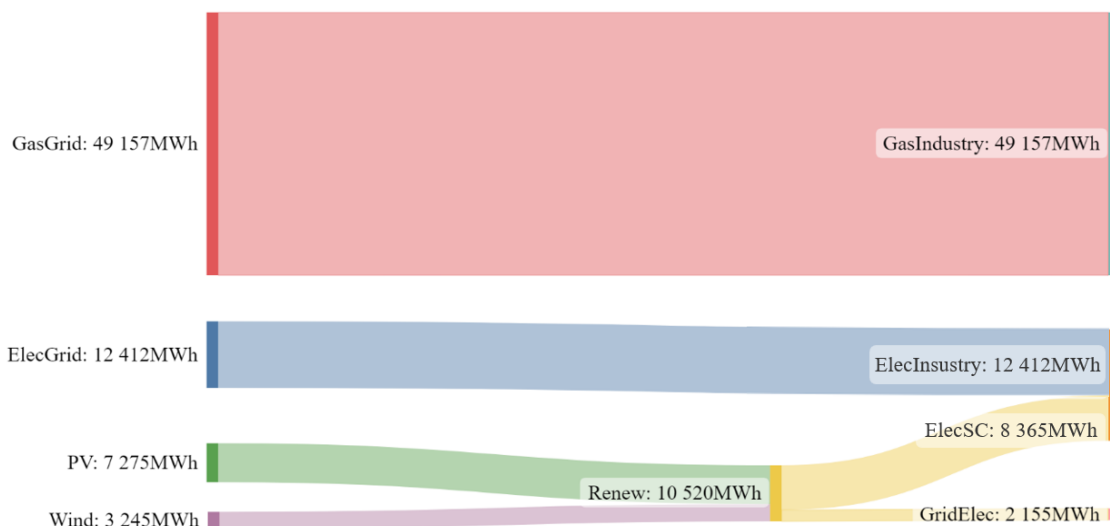


Figura 28. Diagrama de Sankey anual para o 2º cenário

Adicionalmente, na Tabela V, verifica-se o balanço de quantidades dos resultados obtidos neste segundo cenário.

Tabela V. Balanço de Quantidades do segundo cenário

Balanço de Quantidades	
Hidrogénio	
Potência	0 MW
Energia consumida	0 MWh
Produção	0 MWh
LCOH	-
Renováveis	
Potência	
PVOPT	5.4 MW
EL120	2.32 MW
Energia	
PVOPT	9 280 MWh
EL120	3 245 MWh
LCOE	
PVOPT	26.8 €/MWh
EL120	50.7 €/MWh
Eletricidade	
Consumo	20 777 MWh
Compra rede	12 412 MWh
Autoconsumo	8 365 MWh
Venda excedentes a rede	2 155 MWh
Produção renovável	10 521 MWh
PV	7 275 MWh
EOL	3 245 MWh
Compra a tarifa verde	0 MWh
Gás	
Consumo	49 157 MWh
Compra rede	49 157 MWh
Autoconsumo (H ₂)	0 MWh
Venda rede (H ₂)	0 MWh
Água	
Consumo	0 kg
Residual	0 kg
Tratada	0 kg
Oxigénio	
Produção	0 kg

Neste cenário verifica-se que não existe produção de hidrogénio. Tal acontece dado que o preço do gás se encontra a 30 €/MWh, ou seja, é inferior ao preço de venda hidrogénio (5 €/kg que equivale a 127 €/MWh) fazendo que não seja rentável a sua substituição.

Por outro lado, verifica-se que o autoconsumo da eletricidade renovável produzida é elevada provocando uma redução do consumo de eletricidade proveniente da rede de, aproximadamente,

40%, ou seja, 8 365 MWh. Nota-se também que a principal energia renovável é a PV que corresponde a 7 275 MWh e que a eólica apenas corresponde a 3 245 MWh. Adicionalmente, este cenário apresenta um LCOE para a energia PV de 26.8 €/MWh e para a energia eólica de 50.7 €/MWh.

Cenário 3: Eletrolisador sem restrições na potência e potências da eletricidade renovável com um valor máximo de 10 MW

Neste cenário, não foram impostas restrições na potência do eletrolisador, mas colocou-se um valor máximo de 10 MW na potência das energias renováveis. Como mostra a tabela VI, que é referente aos dados de entrada.

Tabela VI. Dados de Entrada utilizados na simulação do terceiro cenário

Dados de entrada	
Eletrolisador	
CAPEX	1 950 k€/MW
Potência mínima	0 MW
Potência máxima	10 MW
Renováveis	
Potência máxima PV	10 MW
Potência máxima EOL	10 MW
Preços	
Eletricidade	90 €/MWh
Gás	30 €/MWh
Tarifa verde	120 €/MWh
Hidrogénio	5 €/kg
Oxigénio	0 €/kg
Eletricidade	0 €/kg

Assim, da figura 29 a 30 é possível analisar a sua evolução.

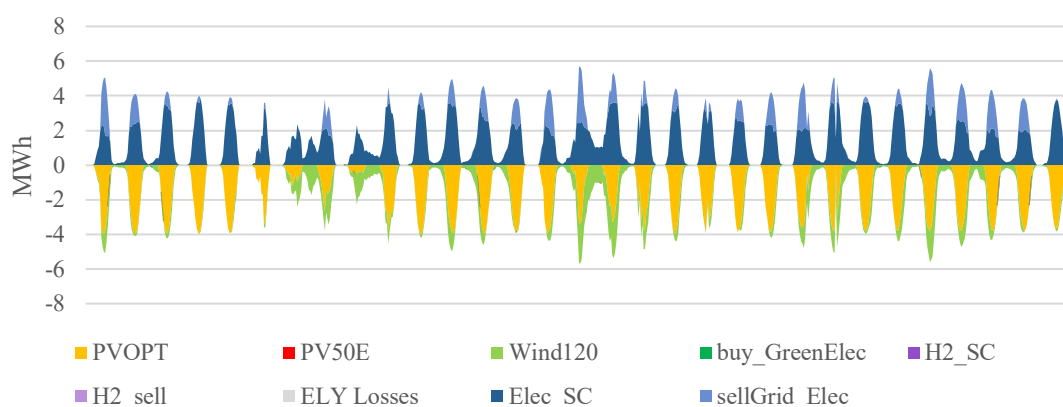


Figura 29. Eletricidade Renovável e a sua utilização para um mês para o 3º cenário

O gráfico acima representa a produção de energia e a sua respetiva utilização, representativo de um mês, neste caso, maio. Tal como no cenário anterior, a parte inferior corresponde à energia gerada e a parte superior ao seu uso. Verifica-se que não existe produção de hidrogénio e que a maior fonte de energia renovável é cujo painéis fotovoltaicos apresentam a inclinação ótima.

A figura 30 apresenta a produção e utilização de energia, durante um ano. Neste gráfico é possível notar-se que o destino da energia predominante é a utilização para o autoconsumo, representado a azul-escuro. Verifica-se que o mês onde se produz maior quantidade de energia é maio.

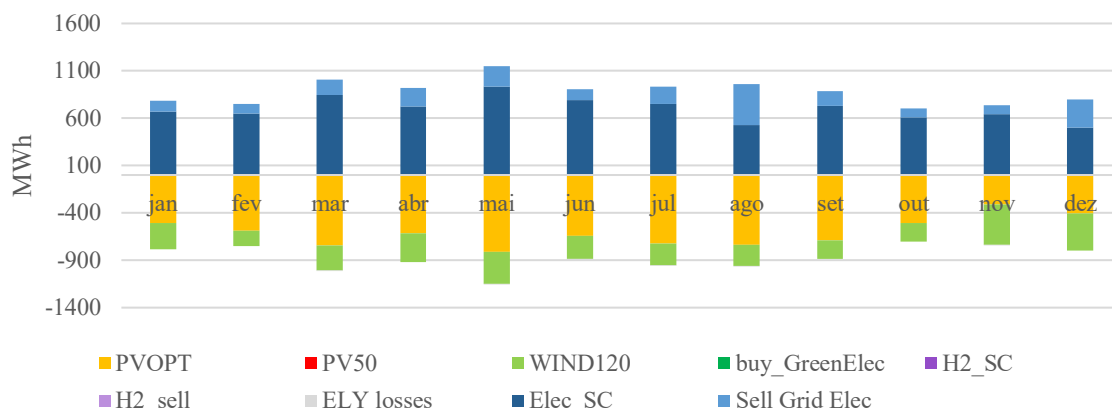


Figura 30. Eletricidade Renovável e a sua utilização para um ano para o 3º cenário

Por fim, o diagrama sankey apresentado na figura 31 representa a energia utilizada anualmente.

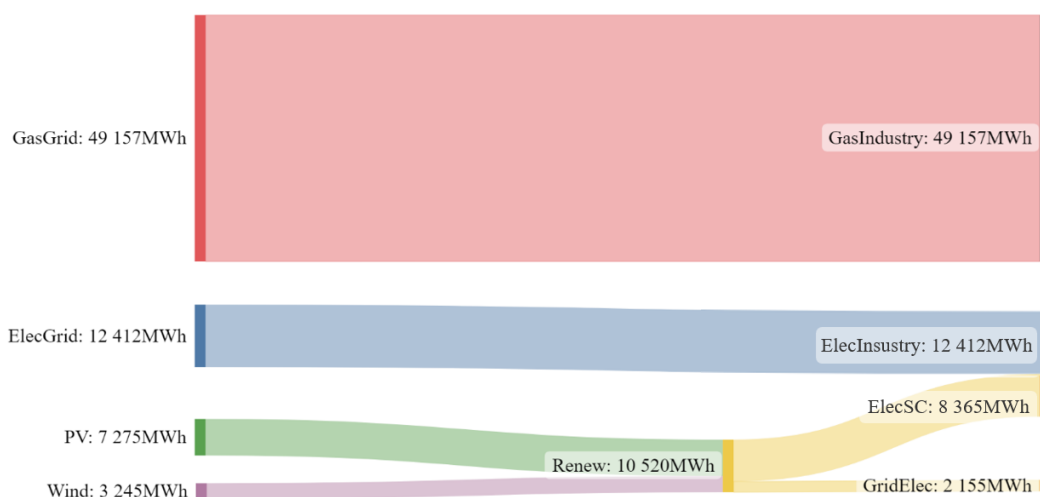


Figura 31. Diagrama de Sankey anual para o 3º cenário

Adicionalmente, na tabela VII é mostrado o balanço de quantidades dos resultados obtidos neste terceiro cenário.

Tabela VII. Balanço de Quantidades do terceiro cenário

Balanço de Quantidades	
Hidrogénio	
Potência	0 MW
Energia consumida	0 MWh
Produção	0 MWh
LCOH	-
Renováveis	
Potência	
PVOPT	5.4 MW
EL120	2.32 MW
Energia	
PVOPT	9 280 MWh
EL120	3 245 MWh
LCOE	
PVOPT	26.8 €/MWh
EL120	50.7 €/MWh
Eletricidade	
Consumo	20 777 MWh
Compra rede	12 412 MWh
Autoconsumo	8 365 MWh
Venda excedentes a rede	2 155 MWh
Produção renovável	10 521 MWh
PV	7 275 MWh
EOL	3 245 MWh
Compra a tarifa verde	0 MWh
Gás	
Consumo	49 157 MWh
Compra rede	49 157 MWh
Autoconsumo (H ₂)	0 MWh
Venda rede (H ₂)	0 MWh
Água	
Consumo	0 kg
Residual	0 kg
Tratada	0 kg
Oxigénio	
Produção	0 kg

Analisando as três imagens e a tabela verifica-se que este cenário é bastante semelhante ao anterior. Verifica-se que não existe produção de hidrogénio e que, por esse motivo ambos apresentam os mesmos valores de energia e o valor o LCOH é indefinido. Do mesmo modo, o grande autoconsumo da eletricidade renovável provoca uma redução de consumo de eletricidade

proveniente da rede de 40 %, ou seja, 8 365MWh, e sabe-se que o LCOE da produção fotovoltaica é 26.8€/MWh e da produção eólica de 50.7€/MWh.

Cenário 4: Eletrolisador com potência igual a 5 MW e capacidade de eletricidade renovável com um valor máximo de 10 MW

No caso quatro, tanto a potência do eletrolisador como a potência da eletricidade renovável são limitadas. No eletrolisador força-se o valor de 5 MW de potência e nas fontes de energias renováveis define-se um valor de potência máximo de 10 MW. Como se pode verificar na tabela VIII, relativa aos dados de entrada.

Tabela VIII. Dados de Entrada utilizados na simulação do quarto cenário

Dados de entrada	
Eletrolisador	
CAPEX	1 950 k€/MW
Potência mínima	5 MW
Potência máxima	5 MW
Renováveis	
Potência máxima PV	10 MW
Potência máxima EOL	10 MW
Preços	
Eletricidade	90 €/MWh
Gás	30 €/MWh
Tarifa verde	120 €/MWh
Hidrogénio	5 €/kg
Oxigénio	0 €/kg
Eletricidade	0 €/kg

Assim, analisando as figuras 32 a 34 observa-se uma grande diferença relativamente aos casos anteriores. Primeiramente, verifica-se que a figura 32 apresenta duas cores diferentes. O roxo-claro que representa o hidrogénio que é vendido à rede de gás e o cinzento que apresenta as perdas do eletrolisador.

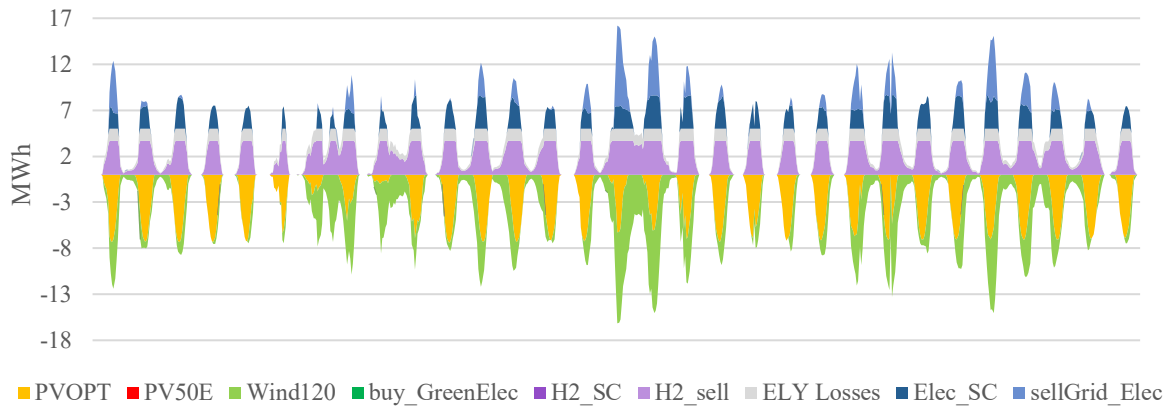


Figura 32. Eletricidade Renovável e a sua utilização para um mês para o 4º cenário

Na figura 33 apresenta-se o gráfico da eletricidade renovável e a sua utilização para um ano, onde as cores correspondem às mesmas que o gráfico anterior.

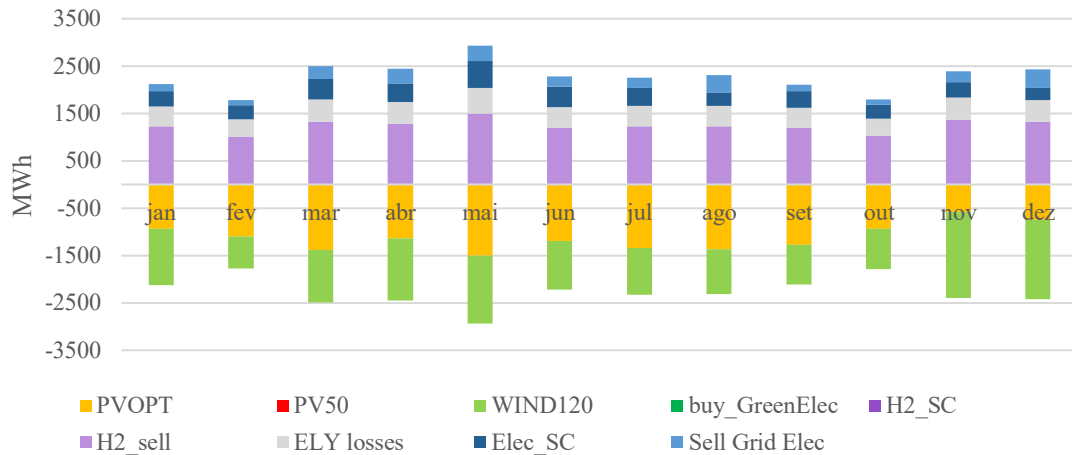


Figura 33. Eletricidade Renovável e a sua utilização para um ano para o 4º cenário

A figura 34 representa o diagrama de Sankey relativo ao cenário 4. É importante salientar que *ELY* corresponde à energia de entrada e saída do eletrolisador e *GridGas* ao hidrogénio que é vendido à rede de gás.

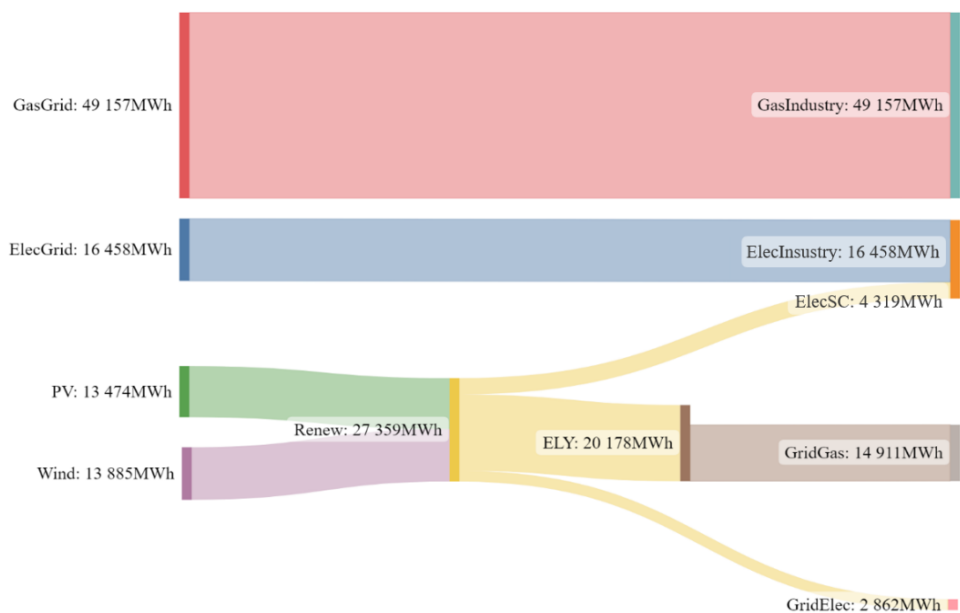


Figura 34. Diagrama de Sankey anual para o 4º cenário

Por fim, na tabela IX verifica-se o balanço de quantidades dos resultados obtidos neste quarto cenário.

Tabela IX. Balanço de Quantidades do quarto cenário

Balanço de Quantidades	
Hidrogénio	
Potência	5 MW
Fator utilização	34.04%
Energia consumida	20 178 MWh
Renovável	20 178 MWh
Compra a tarifa verde	0 MWh
Produção	378 377 kg
Autoconsumo	0 kg
Venda rede	378 377 kg
Produção	14 911 MWh
Autoconsumo	0 MWh
Venda rede	14 911 MWh
LCOH	5.4 €/kg
Renováveis	
Potência	
PVOPT	10 MW
EL120	9.9 MW
Energia	
PVOPT	17 187 MWh
EL120	13 885 MWh
LCOE	
PVOPT	26.8 €/MWh

EL120	50.7 €/MWh
Eletricidade	
Consumo	20 777 MWh
Compra rede	16 458 MWh
Autoconsumo	4 319 MWh
Venda excedentes a rede	2 862 MWh
Produção renovável	27 360 MWh
PV	13 474 MWh
EOL	13 885 MWh
Compra a tarifa verde	0 MWh
Gás	
Consumo	49 157 MWh
Compra rede	49 157 MWh
Autoconsumo (H ₂)	0 MWh
Venda rede (H ₂)	14 911 MWh
Água	
Consumo	3 405 401 kg
Residual	3 405 401 kg
Tratada	0 kg
Oxigénio	
Produção	3 027 023 kg

Neste cenário destaca-se que a obrigatoriedade de a potência do eletrolisador estar a 5 MW faz com que haja produção de hidrogénio. No entanto, não é o suficiente para haver autoconsumo por parte da indústria cerâmica visto que o preço do gás continua inferior ao do hidrogénio. Deste modo, existe a venda de hidrogénio à rede de gás de forma a esta ficar mais renovável, diminuindo assim, as emissões de carbono. Adicionalmente, evidencia-se uma diferença de energia de entrada do eletrolisador para a saída. Esta é causada pelas perdas do eletrolisador que se podem verificar a cinzento nos gráficos anuais e mensais.

Deste modo, verifica-se que o LCOE relativo à produção fotovoltaica apresenta o valor de 26.8 €/MWh e da produção eólica de 50.7 €/MWh. O LCOH equivale a 5.4 €/kg e o fator de utilização é igual a 34.05%.

Por fim, destaca-se um aumento da produção de eletricidade renovável e uma diminuição de consumo de eletricidade proveniente da rede devido ao autoconsumo de 20%, ou seja, 4 319 MWh.

Cenário 5: Eletrolisador com potência igual a 5MW e apenas com eletricidade proveniente de painéis fotovoltaicos com inclinação ótima

Nesta situação mantém-se a potência do eletrolisador igual a 5 MW, porém apenas se produz eletricidade proveniente dos painéis fotovoltaicos com inclinação ótima. A tabela X apresenta os dados de entrada utilizados na simulação deste caso.

Tabela X. Dados de Entrada utilizados na simulação do quinto cenário

Dados de Entrada	
Eletrolisador	
CAPEX	1 950 k€/MW
Potência mínima	5 MW
Potência máxima	5 MW
Renováveis	
Potência máxima PV	10 MW
Potência máxima EOL	0 MW
Preços	
Eletricidade	90 €/MWh
Gás	30 €/MWh
Tarifa verde	120 €/MWh
Hidrogénio	5 €/kg
Oxigénio	0 €/kg
Eletricidade	0 €/kg

Esta situação é bastante semelhante à anterior, porém, apenas se produz eletricidade renovável proveniente de painéis solares com a inclinação ótima, tal como é possível verificar-se nas figuras seguintes.

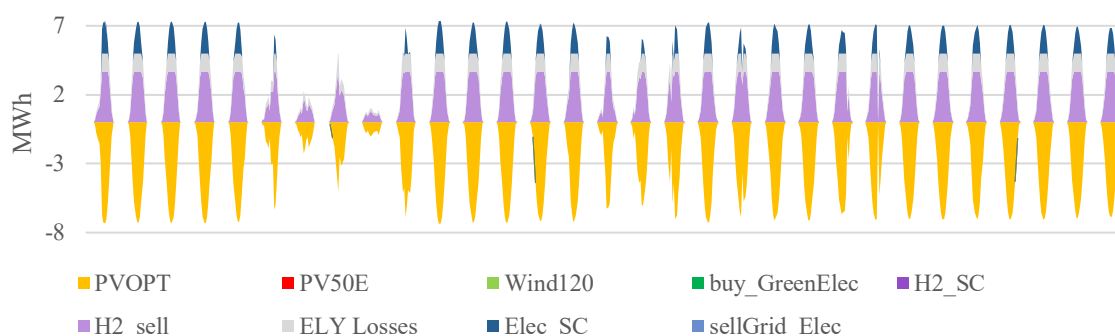


Figura 35. Eletricidade Renovável e a sua utilização para um mês para o 5º cenário

As figuras 35 e 36 apresentam o gráfico mensal e anual, respetivamente relativo ao 5º cenário.



Figura 36. Eletricidade Renovável e a sua utilização para um ano para o 5º cenário

O gráfico da figura 37 apresenta o diagrama de Sankey deste caso. Como tal, verifica-se que a única produção de energia renovável ocorre através dos painéis solares.

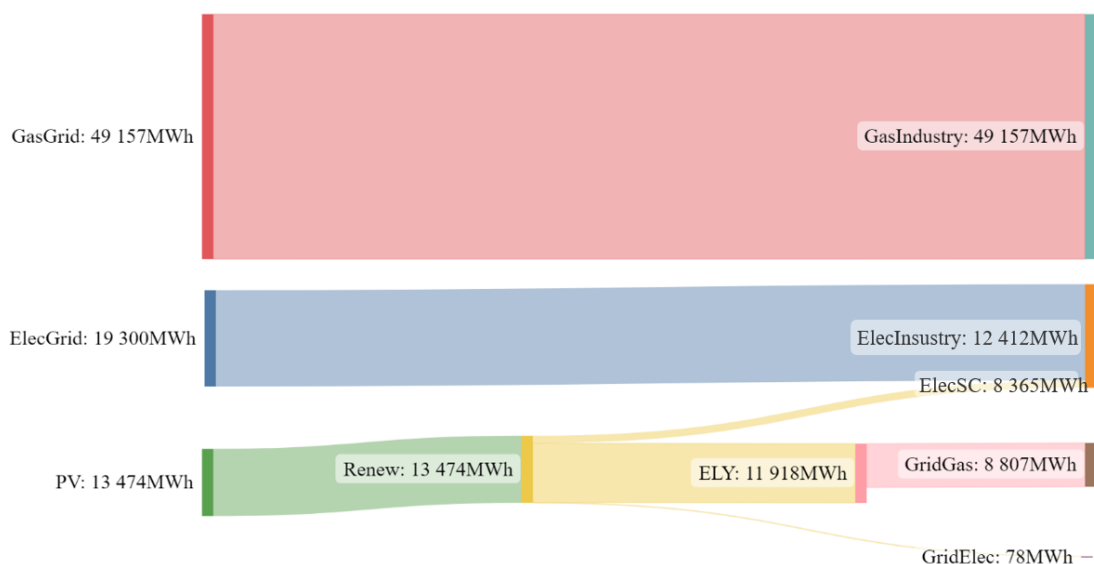


Figura 37. Diagrama de Sankey correspondente ao 5º cenário

Adicionalmente, a tabela XI apresenta os resultados obtidos neste quinto cenário.

Tabela XI. Balanço de Quantidades para o quinto cenário

Balanço de Quantidades	
Hidrogénio	
Potência	5 MW
Fator utilização	20.1%
Energia consumida	11 918 MWh
Renovável	11 918 MWh
Compra a tarifa verde	0 MWh
Produção	223 494 kg
Autoconsumo	0 kg
Venda rede	223 494 kg

Produção	8 807 MWh
Autoconsumo	0 MWh
Venda rede	8 807 MWh
LCOH	7.1 €/kg
Renováveis	
Potência	
PVOPT	10 MW
EL120	0 MW
Energia	
PVOPT	17 187 MWh
EL120	0 MWh
LCOE	
PVOPT	26.8 €/MWh
EL120	0€/MWh
Eletricidade	
Consumo	20 777 MWh
Compra rede	19 300 MWh
Autoconsumo	1 477 MWh
Venda excedentes a rede	78.6 MWh
Produção renovável	13 474 MWh
PV	13 474 MWh
EOL	0 MWh
Compra a tarifa verde	0 MWh
Gás	
Consumo	49 157 MWh
Compra rede	49 157 MWh
Autoconsumo (H ₂)	0 MWh
Venda rede (H ₂)	8 807 MWh
Água	
Consumo	2 011 452 kg
Residual	2 011 452 kg
Tratada	0 kg
Oxigénio	
Produção	1 787 958 kg

A partir das figuras anteriores, nota-se que a ausência de energia eólica provoca uma diminuição da produção de energia e, por conseguinte, de produção de hidrogénio. É possível verificar-se também que a eletricidade utilizada para autoconsumo e para venda à rede são bastante reduzidas visto que a eletricidade renovável é necessária para alimentar os 5 MW de potência do eletrolisador. No entanto é importante referir que não seria rentável comprar eletricidade verde à rede para cumprir essa tarefa.

Adicionalmente, verifica-se um LCOE relativo à produção fotovoltaica de 26.8 €/MWh, um LCOH de 7.1 €/kg e um fator de utilização igual a 20.1%. Finalmente, existe uma redução de consumo de eletricidade proveniente da rede devido ao autoconsumo de, aproximadamente, 7%, ou seja, 1 477 MWh.

Cenário 6: Eletrolisador com potência máxima de 5 MW, potências da eletricidade renovável com um valor máximo de 10 MW e preço do gás igual a 150 €/MWh

Neste último cenário é colocado o eletrolisador com uma potência máxima de 5 MW, as potências máximas da eletricidade renovável a 10 MW e um preço de gás igual a 150 €/MWh, preço a que o gás se encontrou em 2022 devido à invasão russa à Ucrânia. Deste modo, ao se aumentar o preço do gás prevê-se que o hidrogénio irá ser utilizado para autoconsumo. Na tabela XII verificam-se os valores correspondentes aos dados de entrada.

Tabela XII. Dados de Entrada utilizados na simulação do sexto cenário

Dados de Entrada	
Eletrolisador	
CAPEX	1 950 k€/MW
Potência mínima	0 MW
Potência máxima	5 MW
Renováveis	
Potência máxima PV	10 MW
Potência máxima EOL	10 MW
Preços	
Eletricidade	90 €/MWh
Gás	150 €/MWh
Tarifa verde	120 €/MWh
Hidrogénio	5 €/kg
Oxigénio	0 €/kg
Eletricidade	0 €/kg

Como nos cenários anteriores, nas figuras 38 e 39, verificam-se os gráficos mensal e anual, respetivamente, relativos à produção de energias renováveis, neste caso solar e eólica e a sua utilização.

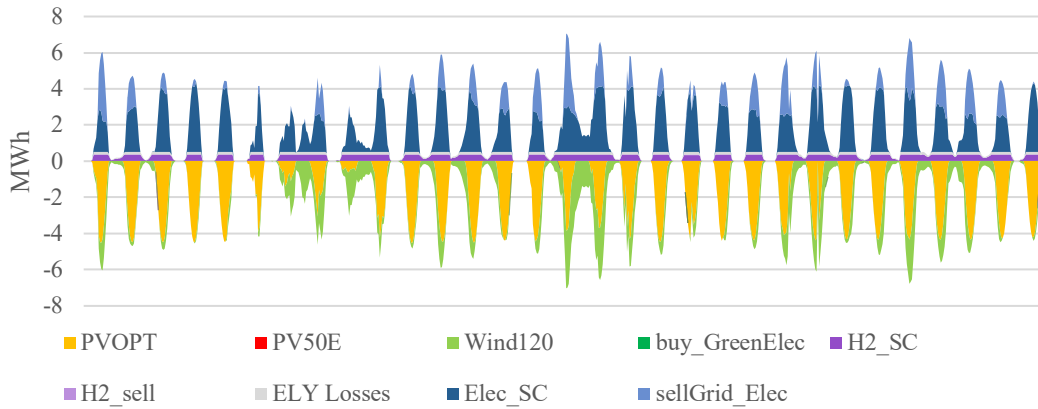


Figura 38. Gráfico mensal de maio correspondente ao 6º cenário

Nesta situação é possível notar-se que existe uma componente a roxo-escuro. Esta representa o hidrogénio utilizado para autoconsumo por parte das unidades fabris, substituindo o gás.

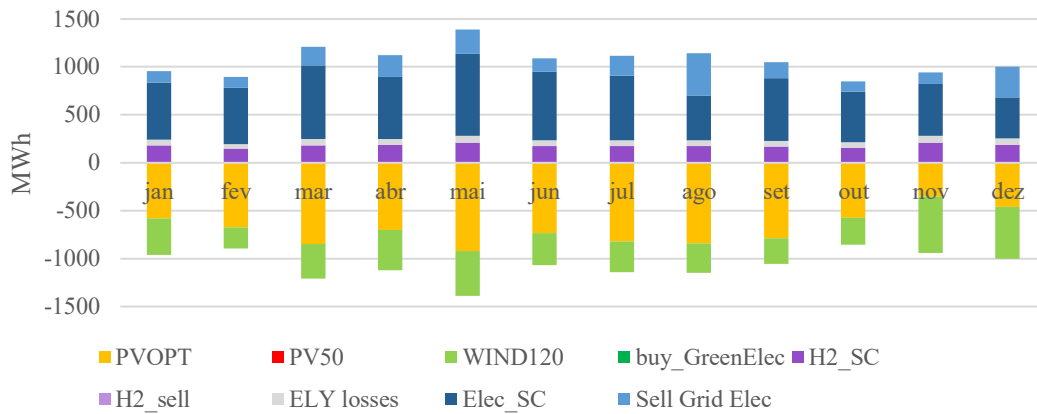


Figura 39. Gráfico anual correspondente ao 6º cenário

No diagrama de Sankey apresentado na figura 40, tal como nos cenários anteriores, verifica-se o fluxo da energia do sistema em causa. Neste sexto caso, salienta-se uma nova variável, o H2_SC, que representa o hidrogénio utilizado para autoconsumo, em substituição do gás.

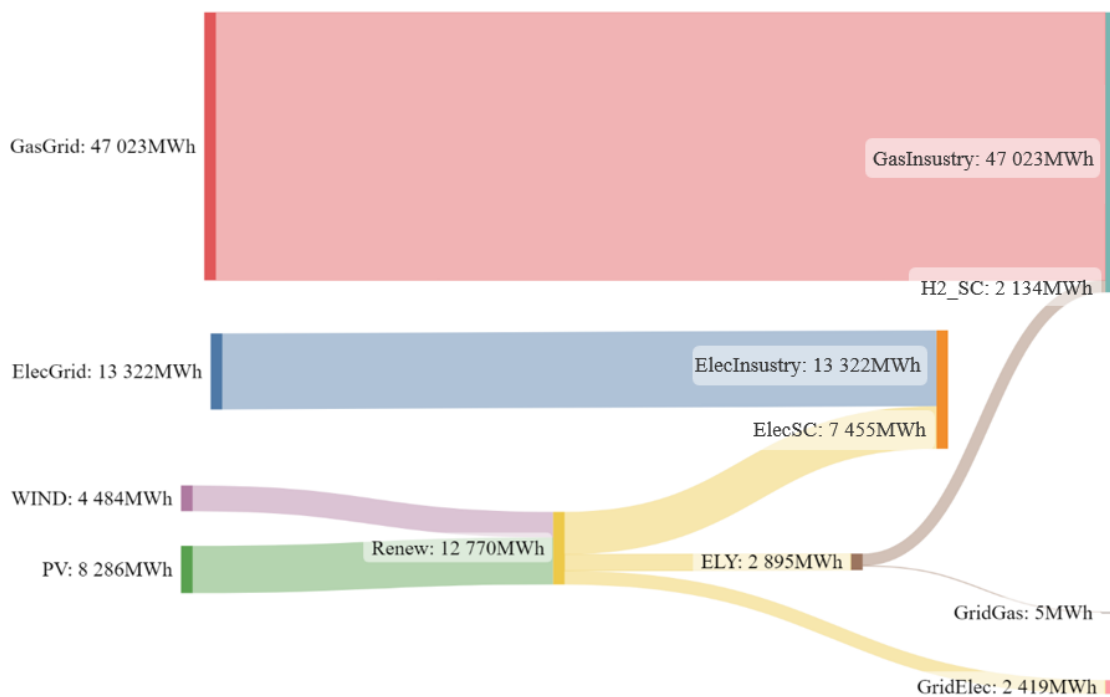


Figura 40. Diagrama de Sankey correspondente ao 6º cenário

Por fim, na tabela XIII verifica-se o balanço de quantidades dos resultados obtidos na sexta situação.

Tabela XIII. Balanço de Quantidades para o sexto cenário

Balanço de Quantidades	
Hidrogénio	
Potência	0.52 MW
Fator utilização	47.4%
Energia consumida	2 895 MWh
Renovável	2 895 MWh
Compra a tarifa verde	0 MWh
Produção	54 300 kg
Autoconsumo	54 164 kg
Venda rede	135 kg
Produção	2 139 MWh
Autoconsumo	2 134 MWh
Venda rede	5.3 MWh
LCOH	4.3 €/kg
Renováveis	
Potência	
PVOPT	6.1 MW
EL120	3.2 MW
Energia	
PVOPT	10 568 MWh
EL120	4 484 MWh

LCOE	
PVOPT	26.8 €/MWh
EL120	50.7€/MWh
Eletricidade	
Consumo	20 777 MWh
Compra rede	13 322 MWh
Autoconsumo	7 455 MWh
Venda excedentes a rede	2 419 MWh
Produção renovável	12 770 MWh
PV	8 286 MWh
EOL	4 484 MWh
Compra a tarifa verde	0 MWh
Gás	
Consumo	49 157 MWh
Compra rede	47 023 MWh
Autoconsumo (H ₂)	2 134 MWh
Venda rede (H ₂)	5.3 MWh
Água	
Consumo	488 700 kg
Residual	488 700 kg
Tratada	0 kg
Oxigénio	
Produção	434 400 kg

Neste último cenário conclui-se que grande parte do hidrogénio produzido tem como objetivo o autoconsumo por parte das indústrias, em substituição do gás. Tal acontece visto que o hidrogénio manteve o preço igual a 5 €/kg, ou seja 127 €/MWh, e o preço do gás aumentou, ficando superior ao do hidrogénio, 150 €/MWh. Como resultado, fica mais rentável que o hidrogénio produzido reduza as despesas relativas ao consumo de gás. No entanto, verifica-se que existe uma pequena parte do hidrogénio que é vendido à rede, representado por *GridGas*.

Assim, destaca-se um LCOE de produção de energia solar fotovoltaica de 26.8 €/MWh e um de energia eólica de 50.7 €/MWh. Verifica-se, também um LCOH de 4.3 €/kg e um fator de utilização de 47.4%.

Neste caso, como existe autoconsumo de hidrogénio, evidencia-se uma redução de consumo de gás de 4.3%, ou seja, 2 134 MWh e de 35%, 7 455 MWh, de eletricidade.

Resumo dos cenários

Nos cinco cenários apresentados que produzem energia renovável, todos produzem eletricidade renovável e, no entanto, apenas três produzem hidrogénio, e somente o último cenário é que utiliza o hidrogénio produzido para autoconsumo.

Os cenários dois e três apresentam diferentes condições, um apresenta um valor máximo da potência do eletrolisador e o outro não apresenta restrições, no entanto, ambos têm resultados iguais. Tal acontece visto que não é produzido hidrogénio logo, a restrição do eletrolisador não faz diferença.

Como referido anteriormente, o LCOH representa o preço a que o hidrogénio tem de ser vendido de modo a pagar o projeto ao longo do seu tempo de vida. Nestes dois casos, não é produzido hidrogénio dado que o LCOH seria superior ao preço de venda do hidrogénio, logo, faz com que seja mais rentável comprar gás à rede do que produzir o mesmo utilizando-o tanto para venda como para autoconsumo.

De seguida, os casos quatro e cinco obrigam a que a potência do eletrolisador seja 5 MW variando as suas restrições na eletricidade renovável. Nestes casos, o hidrogénio é produzido independentemente do seu LCOH. No entanto, verifica-se que estes cenários apresentam valores de LCOH iguais a 5.4 €/kg e 7.1 €/kg respetivamente, que são valores superiores ao preço de venda do hidrogénio 5 €/kg. Adicionalmente, o preço do hidrogénio corresponde a 127 €/MWh, sendo bastante superior ao preço do gás, 30 €/MWh, e é por esse motivo que o hidrogénio produzido vai todo para a venda à rede e não para o autoconsumo, visto que é mais barato comprar o gás do que o hidrogénio.

Por fim, no último cenário, já não é colocado o limite mínimo à potência do eletrolisador e a limitação da potência das eletricidades renováveis mantém-se semelhante aos cenários anteriores. Contudo, o preço do gás foi aumentado para o valor de 150 €/MWh, de modo a ficar superior ao preço do hidrogénio. Esse preço foi baseado nos valores de 2022 durante a crise energética devido à invasão russa à Ucrânia. Nesta situação o LCOH diminuiu para 4.3 €/kg e foi produzido hidrogénio que, tanto foi vendido à rede, como utilizado para autoconsumo, diminuindo, aproximadamente, 4% a quantidade de gás necessária comprar.

A alimentação do eletrolisador também poderia ser realizada através da compra de eletricidade verde, porém nunca foi necessário recorrer a essa opção.

Relativamente à eletricidade renovável produzida, nos casos dois e três não são impostos limites máximo à potência, no entanto, a potência utilizada é inferior aos 10 MW, dado que não foi necessário produzir eletricidade para alimentar o eletrolisador, apenas para autoconsumo e para venda à rede. Assim, o valor a comprar de eletricidade à rede diminuiu 40% para cada um dos cenários.

No quarto cenário, definiu-se uma potência máxima de 10 MW para cada uma das tecnologias renováveis. Neste caso, como foi forçada a produção de hidrogénio, cada uma das tecnologias utilizou, aproximadamente, a potência máxima, tornando possível a utilização de uma parte da

eletricidade para autoconsumo, outra para venda a rede e, a maioria para alimentação do eletrolisador. Neste cenário, devido ao autoconsumo a compra de eletricidade à rede diminuiu 20%.

Adicionalmente, no cenário cinco, apenas se permitiu a produção de eletricidade proveniente da solar fotovoltaica, provocando uma diminuição da produção de eletricidade total visto que o recurso solar não era suficiente para compensar a falta de energia eólica. Deste modo, verifica-se que a eletricidade de autoconsumo e de venda a rede são bastante reduzidas dado que a alimentação ao eletrolisador é a prioridade. Assim, a compra de eletricidade à rede diminuiu apenas 7%.

Finalmente, no último cenário limitou-se a potência máxima de eletricidade renovável para 10 MW por tecnologia renovável. No entanto as potências não atingiram o valor máximo dado que não foi produzido tanto hidrogénio, logo, a maior parte da eletricidade renovável produzida foi utilizada para autoconsumo, diminuindo 35% a compra de eletricidade à rede, seguida da alimentação do eletrolisador e, finalmente, o excedente vendido à rede.

É importante referir que apesar de terem sido fornecidas várias inclinações para os painéis fotovoltaicos, apenas são utilizados os valores relativos à inclinação ótima. O mesmo acontece para as turbinas eólicas, que embora os dados de entrada tenham valores de diferentes aerogeradores, somente a turbina a 120 m com potência de 2.2 MW é utilizada.

Os valores de LCOE nos diferentes casos mantiveram-se bastante semelhantes dado que a quantidade de eletricidade produzida por cada tecnologia foi idêntica.

CAPÍTULO 5

Conclusões

No presente capítulo são apresentadas as conclusões do trabalho. É realizada uma breve descrição do objetivo estudado e dos resultados obtidos. Finalmente, são referidos alguns dos trabalhos futuros possíveis a realizar.

5. Conclusões

Devido às alterações climáticas decorrentes de emissões de gases com efeito de estufa, foram estabelecidos acordos mundiais, europeus e nacionais de modo a limitar o aumento de temperatura e a promover a descarbonização total até 2050. Para tal, é importante haver a transição energética onde se substituem os combustíveis fósseis por fontes de energia renováveis.

Deste modo, este projeto teve como objetivo o estudo da avaliação da viabilidade técnica e económica da conversão de hidrogénio verde, através da energia solar fotovoltaica e eólica, para a indústria cerâmica. Foi aplicado ao caso real da unidade industrial da MODICER, pertencente ao grupo RECER, localizada em Oliveira do Bairro.

Primeiramente foram obtidas as componentes fotovoltaicas e eólicas com o auxílio do *software PVGIS* e calculados os seus valores adimensionais para diversas inclinações e alturas. Concluiu-se que a inclinação mais eficiente era a ótima e que, apesar do vento apresentar um perfil pouco favorável com velocidades baixas, é rentável utilizar a turbina eólica instalada à altura de 120 metros.

De seguida, através dos dados de entrada fornecidos e calculados, simulou-se o sistema com o auxílio do *software GAMS* e apresentaram-se os resultados obtidos de aplicação do modelo desenvolvido à indústria cerâmica para seis cenários distintos. Um primeiro caso, considerado como cenário base onde não existe produção renovável, outras quatro situações onde se varia a capacidade do eletrolisador e a capacidade das tecnologias renováveis, solar e eólica e, um último caso no qual se varia também a tarifa de compra do gás natural que abastece a unidade fabril em análise.

Verifica-se que a eletricidade produzida pode ser utilizada para autoconsumo por parte das unidades fabris, pode ser vendida à rede ou pode alimentar o eletrolisador de modo que este produza hidrogénio verde. Este hidrogénio produzido pode ser utilizado para autoconsumo por parte da indústria ou poderá ser vendido à rede de gás tornando-a mais renovável. A alimentação do eletrolisador também pode ser realizada através da compra de eletricidade verde, porém essa opção não se mostrou rentável nos cenários estudados.

Deste modo, conclui-se que o sistema produz mais eletricidade renovável se for um sistema híbrido. Por conseguinte, para se produzir maior energia proveniente dos painéis fotovoltaicos, estes devem apresentar uma inclinação ótima e que, o aerogerador mais adequado para este sistema, é o aerogerador com 120 metros de altura e uma potência de 2.2 MW.

Adicionalmente, evidencia-se o facto de que a área dos telhados da unidade fabril é suficiente para a potência necessária produzir pelos painéis fotovoltaicos.

Efetivamente, verifica-se que a situação onde se obtém uma maior produção de hidrogénio é o cenário onde o eletrolisador tem potência de 5 MW e capacidade de eletricidade renovável com um valor máximo de 10 MW. No entanto, o que apresenta menor valor de LCOH é o cenário onde o preço do gás é superior. Neste cenário, o facto de o gás apresentar um preço superior ao de venda do hidrogénio à rede, faz com que haja autoconsumo de hidrogénio por parte da unidade fabril como substituto do gás, diminuindo 4% a compra do gás à rede. Os cenários onde a potência do eletrolisador tem um máximo de 5 MW e aquele onde não existem restrições na mesma não produzem hidrogénio dado que o seu preço de venda é inferior ao seu LCOH, não sendo rentável.

Por fim, com base no presente trabalho é importante destacar algumas oportunidades de futuros projetos. Nesse sentido, inclui-se a análise de sensibilidade aos fatores críticos que contribuem para a formação do preço do hidrogénio nomeadamente o perfil de vento, as condições fotovoltaicas, o CAPEX e os custos de operação e manutenção. Adicionalmente, a variação da potência do eletrolisador e verificação do LCOH para vários cenários tendo em conta que os primeiros 5 MW têm um CAPEX inferior pois é subsidiado a 50%, também pode ser estudada. A análise do impacto da venda de oxigénio, a valorização do oxigénio a um dado preço e verificação da diferença na decisão do eletrolisador. É possível realizar-se também uma análise do impacto da venda de excedente de eletricidade à rede e, por fim, é possível fazer-se um estudo relacionado com a adição de baterias.

CAPÍTULO 6

Referências

6. Referências

- [1] I. von Homeyer, S. Oberthür, and C. Dupont, “Implementing the European Green Deal during the Evolving Energy Crisis,” *J Common Mark Stud*, vol. 60, no. S1, pp. 125–136, Sep. 2022, doi: 10.1111/jcms.13397.
- [2] I. C. Borbujo, P. G. Pereirinha, M. G. Vega, J. A. Del Valle, and J. C. A. Anton, “Heavy duty transport decarbonization: Legislation and Standards for Hydrogen and Battery Electric Buses and Heavy-Duty Trucks,” in *2021 IEEE Vehicle Power and Propulsion Conference, VPPC 2021 - ProceedingS*, Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., 2021. doi: 10.1109/VPPC53923.2021.9699373.
- [3] V. M. Dinca, S. Moagar-Poladian, T. Stamule, and P. Nistoreanu, “The REPowerEU Plan and the Transition to Green Energy in Romania,” *Amfiteatru Economic*, vol. 25, no. 64, p. 676, Aug. 2023, doi: 10.24818/EA/2023/64/676.
- [4] Conselho de Ministros, “Plano Nacional de Energia e Clima 2030 (PNEC 2030),” 2023.
- [5] Conselho de Ministros, “Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050,” 2019.
- [6] Conselho de Ministros, “Diário da República, 1.ª série Presidência do Conselho de Ministros - Estratégia Nacional para o Hidrogénio,” 2020.
- [7] M. A. Ancona *et al.*, “Energy and Environmental Assessment of Cogeneration in Ceramic Tiles Industry,” *Energies (Basel)*, vol. 16, no. 1, Jan. 2023, doi: 10.3390/en16010182.
- [8] P. A. Pilavachi, A. I. Chatzipanagi, and A. I. Spyropoulou, “Evaluation of hydrogen production methods using the Analytic Hierarchy Process,” *Int J Hydrogen Energy*, vol. 34, no. 13, pp. 5294–5303, Jul. 2009, doi: 10.1016/j.ijhydene.2009.04.026.
- [9] M. Fereidooni, A. Mostafaeipour, V. Kalantar, and H. Goudarzi, “A comprehensive evaluation of hydrogen production from photovoltaic power station,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 82. Elsevier Ltd, pp. 415–423, 2018. doi: 10.1016/j.rser.2017.09.060.
- [10] A. J. Gabric, “The Climate Change Crisis: A Review of Its Causes and Possible Responses,” *Atmosphere (Basel)*, vol. 14, no. 7, p. 1081, Jun. 2023, doi: 10.3390/atmos14071081.

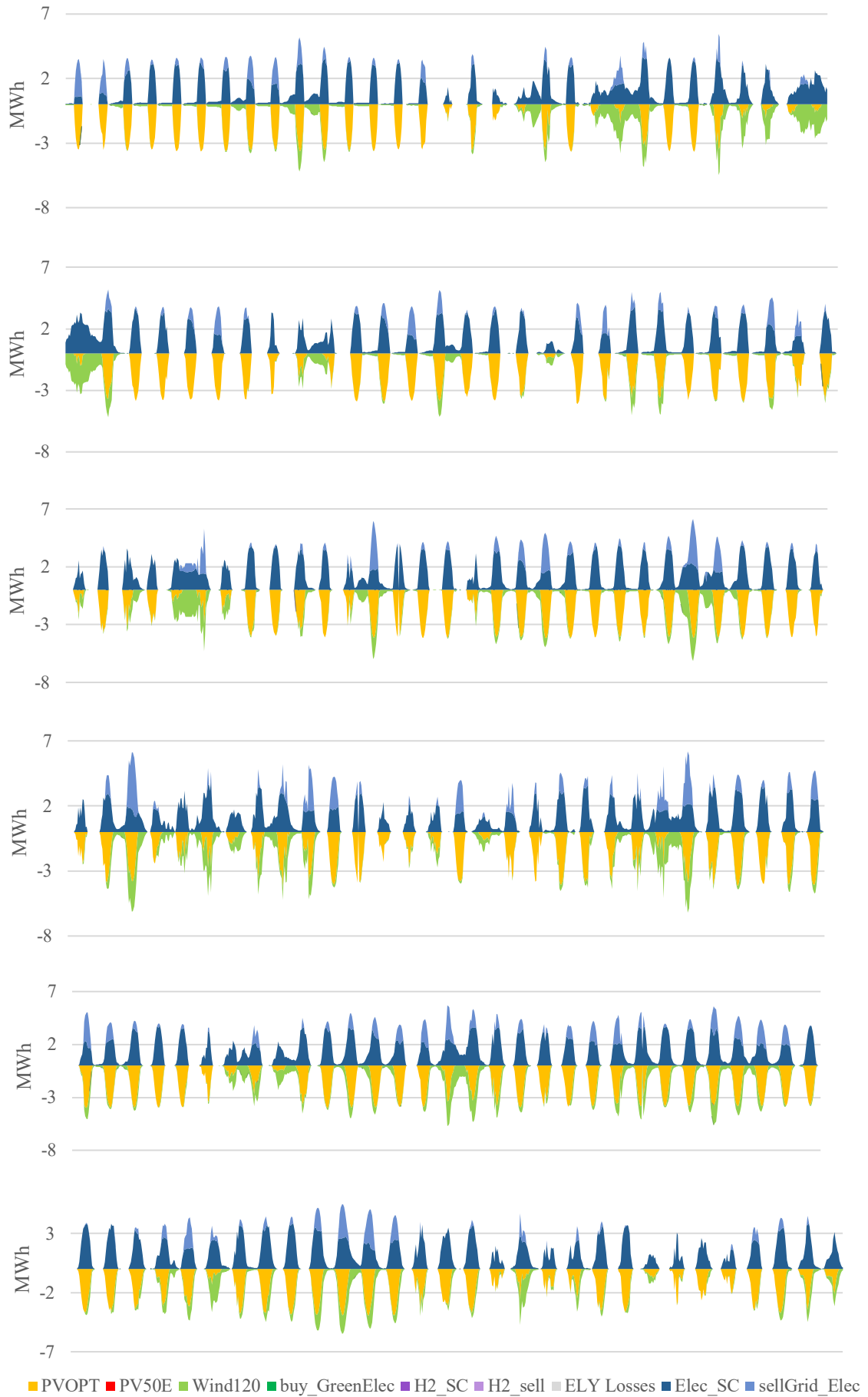
- [11] Y. Lu, L. Zhao, and L. Guo, “Technical and economic evaluation of solar hydrogen production by supercritical water gasification of biomass in China,” *Int J Hydrogen Energy*, vol. 36, no. 22, pp. 14349–14359, Nov. 2011, doi: 10.1016/j.ijhydene.2011.07.138.
- [12] T. Pregger, D. Graf, W. Krewitt, C. Sattler, M. Roeb, and S. Möller, “Prospects of solar thermal hydrogen production processes,” *Int J Hydrogen Energy*, vol. 34, no. 10, pp. 4256–4267, May 2009, doi: 10.1016/j.ijhydene.2009.03.025.
- [13] F. C. Wang, Y. S. Hsiao, and Y. Z. Yang, “The optimization of hybrid power systems with renewable energy and hydrogen generation,” *Energies (Basel)*, vol. 11, no. 8, Aug. 2018, doi: 10.3390/en11081948.
- [14] L. Ruivo, M. Russo, R. Lourenço, and D. Pio, “Energy management in the Portuguese ceramic industry: Analysis of real-world factories,” *Energy*, vol. 237, Dec. 2021, doi: 10.1016/j.energy.2021.121628.
- [15] “RECER.” Accessed: Sep. 26, 2023. [Online]. Available: <https://www.recer.pt/pt/>
- [16] H. Caglayan, Y. Şöhret, and H. Caliskan, “Thermo-Ecologic Evaluation of a Spray Dryer for Ceramic Industry,” in *Energy Procedia*, Elsevier Ltd, 2018, pp. 164–169. doi: 10.1016/j.egypro.2018.06.022.
- [17] R Monroy, Y A Romero, and J F Gelves, “Evaluation of CO2 Emissions in the Firing Process of the Ceramic Industry from Metropolitan Area of Cúcuta, Colombia,” 2019.
- [18] A. Khouya, “Levelized costs of energy and hydrogen of wind farms and concentrated photovoltaic thermal systems. A case study in Morocco,” *Int J Hydrogen Energy*, vol. 45, no. 56, pp. 31632–31650, Nov. 2020, doi: 10.1016/j.ijhydene.2020.08.240.
- [19] A. S. Joshi, I. Dincer, and B. V. Reddy, “Solar hydrogen production: A comparative performance assessment,” *Int J Hydrogen Energy*, vol. 36, no. 17, pp. 11246–11257, Aug. 2011, doi: 10.1016/j.ijhydene.2010.11.122.
- [20] H. Arellano-Garcia, M. R. Ife, M. Sanduk, and D. Sebastia-Saez, “Hydrogen Production via Load-Matched Coupled Solar-Proton Exchange Membrane Electrolysis Using Aqueous Methanol,” *Chem Eng Technol*, vol. 42, no. 11, pp. 2340–2347, Nov. 2019, doi: 10.1002/ceat.201900285.
- [21] M. Benghanem *et al.*, “Hydrogen Production Methods Based on Solar and Wind Energy: A Review,” *Energies*, vol. 16, no. 2. MDPI, Jan. 01, 2023. doi: 10.3390/en16020757.

- [22] H. Ishaq and I. Dincer, "Evaluation of a wind energy based system for co-generation of hydrogen and methanol production," *Int J Hydrogen Energy*, vol. 45, no. 32, pp. 15869–15877, Jun. 2020, doi: 10.1016/j.ijhydene.2020.01.037.
- [23] R. G. Lemus and J. M. Martínez Duart, "Updated hydrogen production costs and parities for conventional and renewable technologies," *Int J Hydrogen Energy*, vol. 35, no. 9, pp. 3929–3936, 2010, doi: 10.1016/j.ijhydene.2010.02.034.
- [24] R. S. El-Emam and H. Özcan, "Comprehensive review on the techno-economics of sustainable large-scale clean hydrogen production," *Journal of Cleaner Production*, vol. 220. Elsevier Ltd, pp. 593–609, May 20, 2019. doi: 10.1016/j.jclepro.2019.01.309.
- [25] A. Clerici and S. Furfari, "Challenges for green hydrogen development," in *2021 AEIT International Annual Conference, AEIT 2021*, Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., 2021. doi: 10.23919/AEIT53387.2021.9627053.
- [26] C. Schnuelle, T. Wassermann, D. Fuhrlaender, and E. Zondervan, "Dynamic hydrogen production from PV & wind direct electricity supply – Modeling and techno-economic assessment," *Int J Hydrogen Energy*, vol. 45, no. 55, pp. 29938–29952, Nov. 2020, doi: 10.1016/j.ijhydene.2020.08.044.
- [27] B. Gillessen, H. U. Heinrichs, P. Stenzel, and J. Linssen, "Hybridization strategies of power-to-gas systems and battery storage using renewable energy," *Int J Hydrogen Energy*, vol. 42, no. 19, pp. 13554–13567, May 2017, doi: 10.1016/j.ijhydene.2017.03.163.
- [28] S. Shiva Kumar and V. Himabindu, "Hydrogen production by PEM water electrolysis – A review," *Materials Science for Energy Technologies*, vol. 2, no. 3. KeAi Communications Co., pp. 442–454, Dec. 01, 2019. doi: 10.1016/j.mset.2019.03.002.
- [29] K. W. Ahmed, M. J. Jang, S. Habibpour, Z. Chen, and M. Fowler, "NiFeOx and NiFeCoOx Catalysts for Anion Exchange Membrane Water Electrolysis," *Electrochem*, vol. 3, no. 4, pp. 843–861, Dec. 2022, doi: 10.3390/electrochem3040055.
- [30] D. Xu, L. Dong, and J. Ren, "Introduction of hydrogen routines," *Hydrogen Economy: Processes, Supply Chain, Life Cycle Analysis and Energy Transition for Sustainability*, pp. 45–65, Jan. 2023, doi: 10.1016/B978-0-323-99514-6.00019-4.
- [31] R. Boudries, "Techno-economic study of hydrogen production using CSP technology," *Int J Hydrogen Energy*, vol. 43, no. 6, pp. 3406–3417, Feb. 2018, doi: 10.1016/j.ijhydene.2017.05.157.

- [32] R. Castro, *Uma Introdução às Energias Renováveis: Eólica, Fotovoltaica e Mini-hídrica*. 2011.
- [33] A. Sedaghat, A. Mostafaeipour, M. Rezaei, M. Jahangiri, and A. Mehrabi, “A new semi-empirical wind turbine capacity factor for maximizing annual electricity and hydrogen production,” *Int J Hydrogen Energy*, vol. 45, no. 32, pp. 15888–15903, Jun. 2020, doi: 10.1016/j.ijhydene.2020.04.028.
- [34] P. Menanteau, M. M. Quéméré, A. Le Duigou, and S. Le Bastard, “An economic analysis of the production of hydrogen from wind-generated electricity for use in transport applications,” *Energy Policy*, vol. 39, no. 5, pp. 2957–2965, 2011, doi: 10.1016/j.enpol.2011.03.005.
- [35] K. El Kinani, S. Le Ballois, and L. Vido, “Wind Turbine Cost Reduction: a Detailed LCOE-Surface Model of a Wind System,” in *2022 2nd International Conference on Sustainable Mobility Applications, Renewables and Technology, SMART 2022*, Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., 2022. doi: 10.1109/SMART55236.2022.9990386.
- [36] T. E. Rao, S. Elango, and G. G. Swamy, “Power management strategy between pv-wind-fuel hybrid system,” in *Proceedings of the 7th International Conference on Electrical Energy Systems, ICEES 2021*, Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., Feb. 2021, pp. 101–107. doi: 10.1109/ICEES51510.2021.9383706.
- [37] N. Sezer, Y. Biçer, and M. Koç, “Design and analysis of an integrated concentrated solar and wind energy system with storage,” *Int J Energy Res*, vol. 43, no. 8, pp. 3263–3283, Jun. 2019, doi: 10.1002/er.4456.
- [38] M. Nasser, T. F. Megahed, S. Ookawara, and H. Hassan, “Performance evaluation of PV panels/wind turbines hybrid system for green hydrogen generation and storage: Energy, exergy, economic, and enviroeconomic,” *Energy Convers Manag*, vol. 267, Sep. 2022, doi: 10.1016/j.enconman.2022.115870.
- [39] M. Jaszczur, Q. Hassan, A. Z. Sameen, H. M. Salman, O. T. Olapade, and S. Wieteska, “Massive Green Hydrogen Production Using Solar and Wind Energy: Comparison between Europe and the Middle East,” *Energies (Basel)*, vol. 16, no. 14, Jul. 2023, doi: 10.3390/en16145445.
- [40] J. L. Fan, P. Yu, K. Li, M. Xu, and X. Zhang, “A levelized cost of hydrogen (LCOH) comparison of coal-to-hydrogen with CCS and water electrolysis powered by renewable energy in China,” *Energy*, vol. 242, Mar. 2022, doi: 10.1016/j.energy.2021.123003.

- [41] E. C. Bortoni, E. C. Guardia, A. B. Guerrini, E. A. S. Lopes, T. V. V. Ferreira, and R. A. Neto, “Probabilistic and Possibilistic Approaches for LCOE Appraisal of Renewable Generation,” in *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, IEEE Computer Society, 2022. doi: 10.1109/PESGM48719.2022.9917132.
- [42] M. Rezaei, K. R. Khalilpour, and M. A. Mohamed, “Co-production of electricity and hydrogen from wind: A comprehensive scenario-based techno-economic analysis,” *Int J Hydrogen Energy*, vol. 46, no. 35, pp. 18242–18256, May 2021, doi: 10.1016/j.ijhydene.2021.03.004.
- [43] J. Sousa, J. Lagarto, E. Carvalho, and A. Martins, “SWHORD simulator: A platform to evaluate energy transition targets in future energy systems with increasing renewable generation, electric vehicles, storage technologies, and hydrogen systems,” *Energy*, vol. 271, May 2023, doi: 10.1016/j.energy.2023.126977.
- [44] H. Marques, J. Sousa, C. Camus, and J. Lagarto, “Financial performance of the solar PV projects approved under the 2020 Portuguese auction,” in *International Conference on the European Energy Market, EEM*, IEEE Computer Society, 2022. doi: 10.1109/EEM54602.2022.9921032.
- [45] J. Sousa *et al.*, “Renewable energy communities optimal design supported by an optimization model for investment in PV/wind capacity and renewable electricity sharing,” *Energy*, vol. 283, Nov. 2023, doi: 10.1016/j.energy.2023.128464.
- [46] A. Lopes, J. Sousa, C. Camus, and J. Lagarto, “Renewable energy generation, electric vehicles, storage technologies, and hydrogen for mobility - contribution to the 2030 Portuguese energy and climate targets,” in *International Conference on the European Energy Market, EEM*, IEEE Computer Society, 2022. doi: 10.1109/EEM54602.2022.9921124.
- [47] R. Castro and M. Silva, “Experimental and theoretical validation of one diode and three parameters-based pv models,” *Energies (Basel)*, vol. 14, no. 8, Apr. 2021, doi: 10.3390/en14082140.
- [48] O. M. Babatunde, J. L. Munda, and Y. Hamam, “Hybridized off-grid fuel cell/wind/solar PV /battery for energy generation in a small household: A multi-criteria perspective,” *Int J Hydrogen Energy*, vol. 47, no. 10, pp. 6437–6452, Feb. 2022, doi: 10.1016/j.ijhydene.2021.12.018.
- [49] “GAMS Development Corporation. General algebraic modeling system (GAMS).”, 2006.
- [50] “GAMS Development Corporation. GAMS/CPLEX.” 2006.

ANEXOS



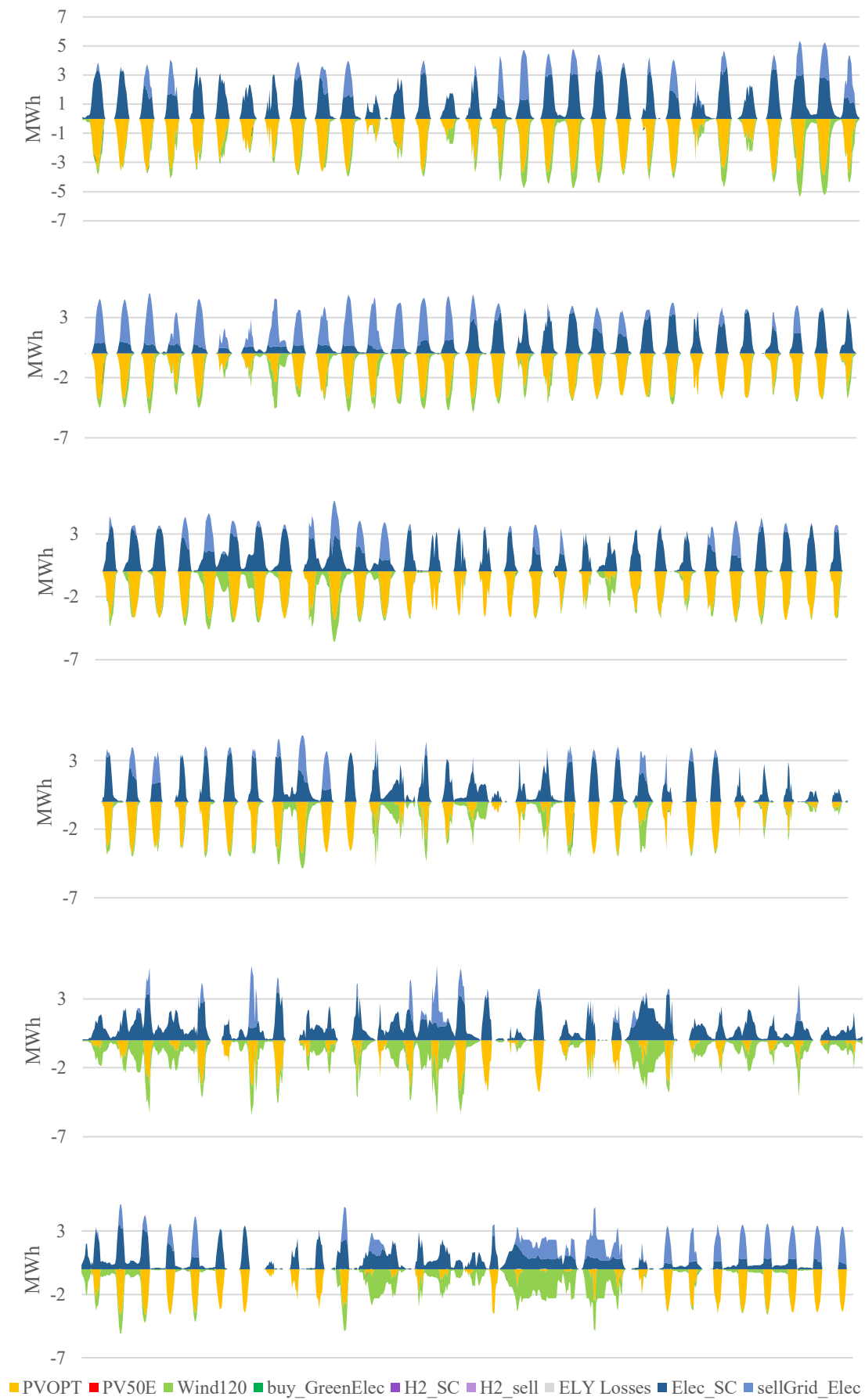
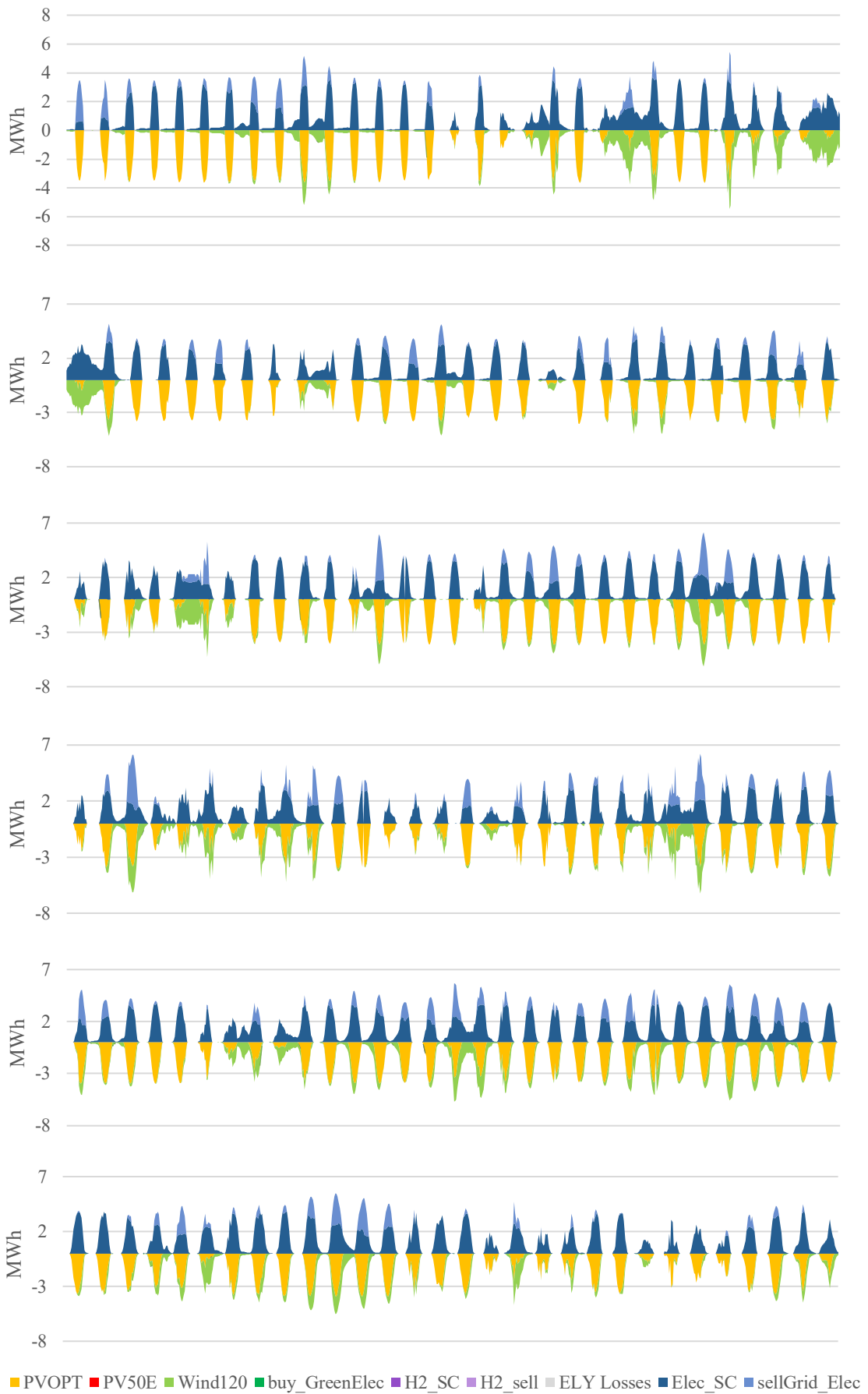


Figura 41. Gráficos mensais correspondentes ao 2º cenário para 1 ano



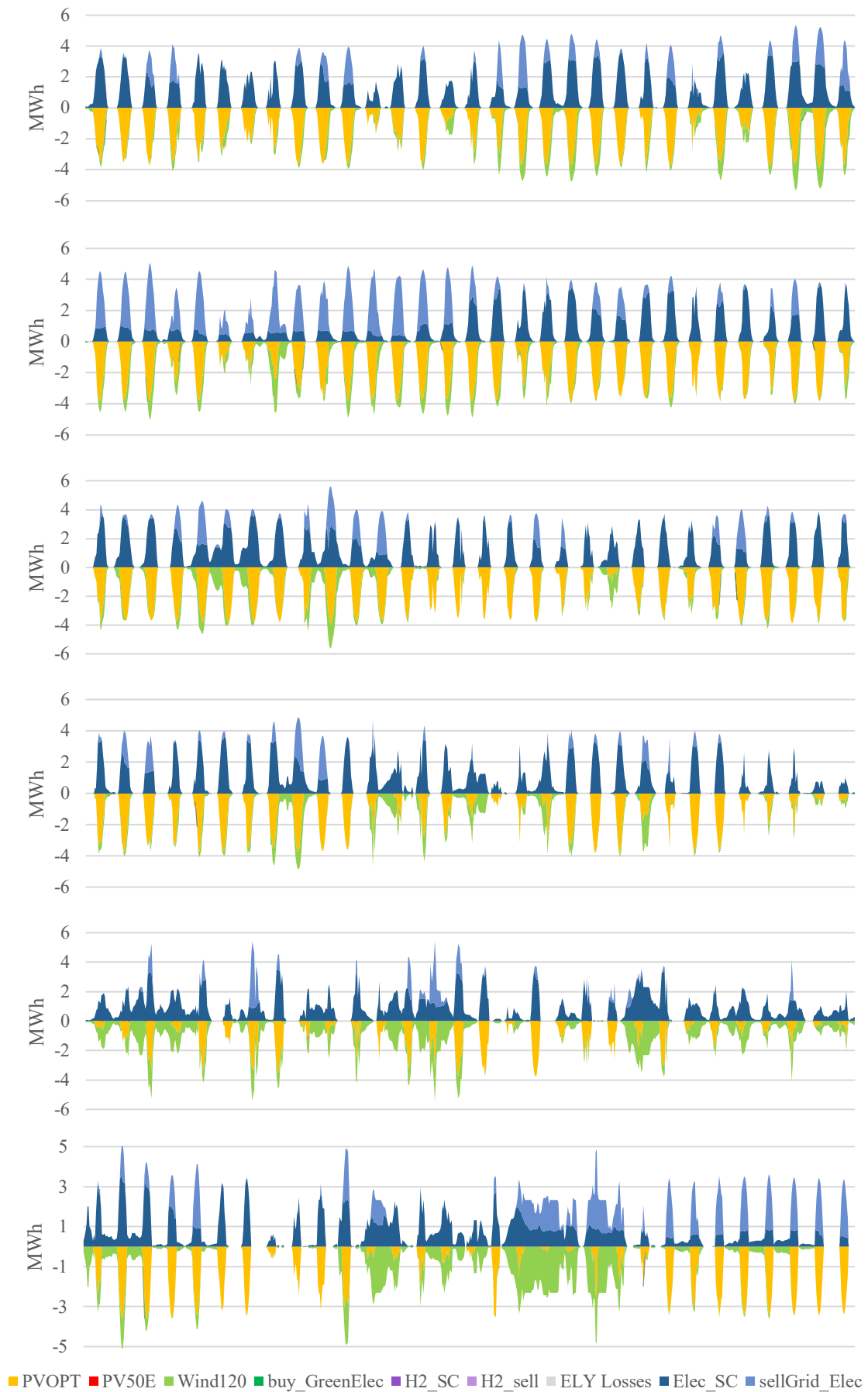
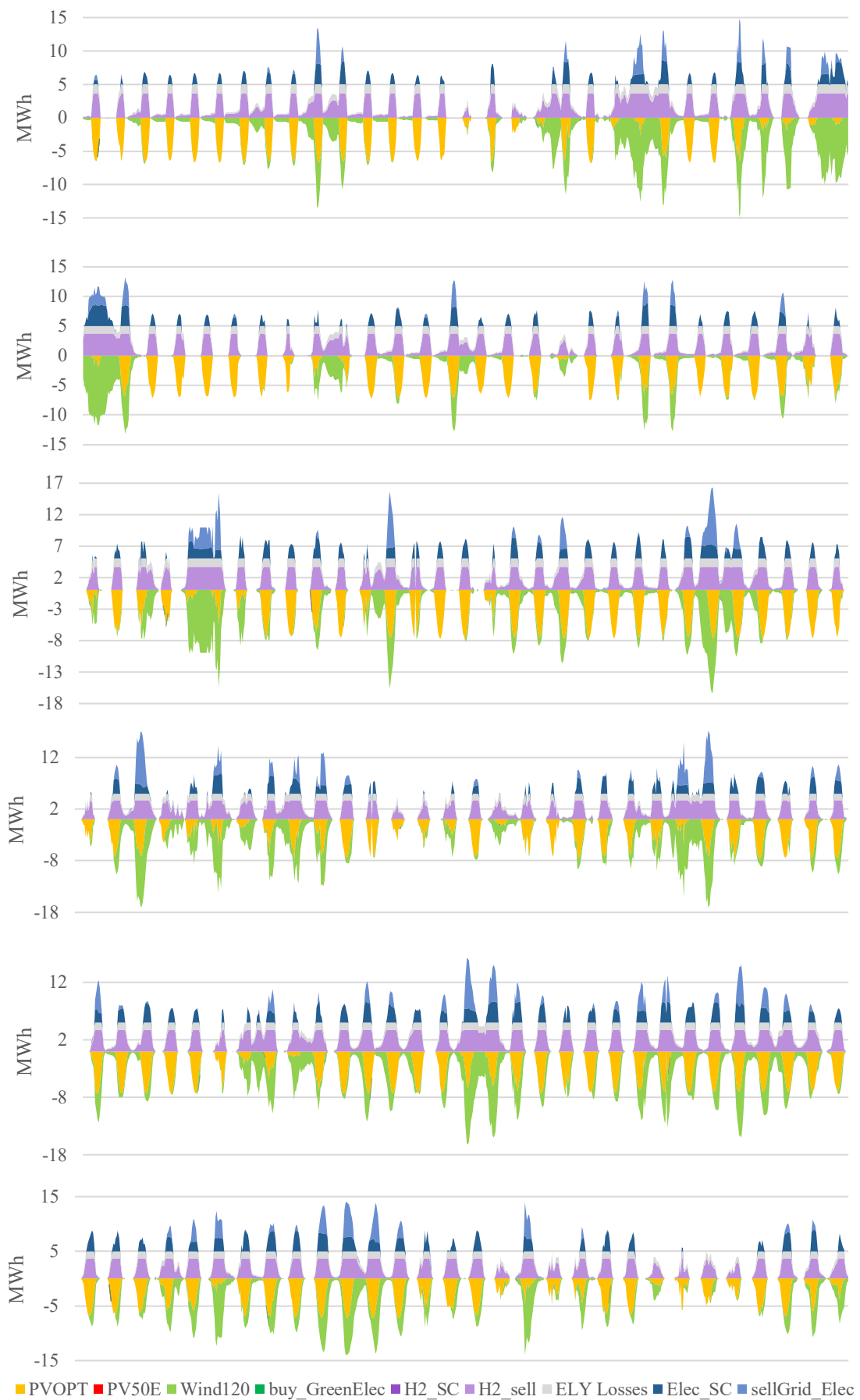


Figura 42. Gráficos mensais correspondentes ao 3º cenário para 1 ano



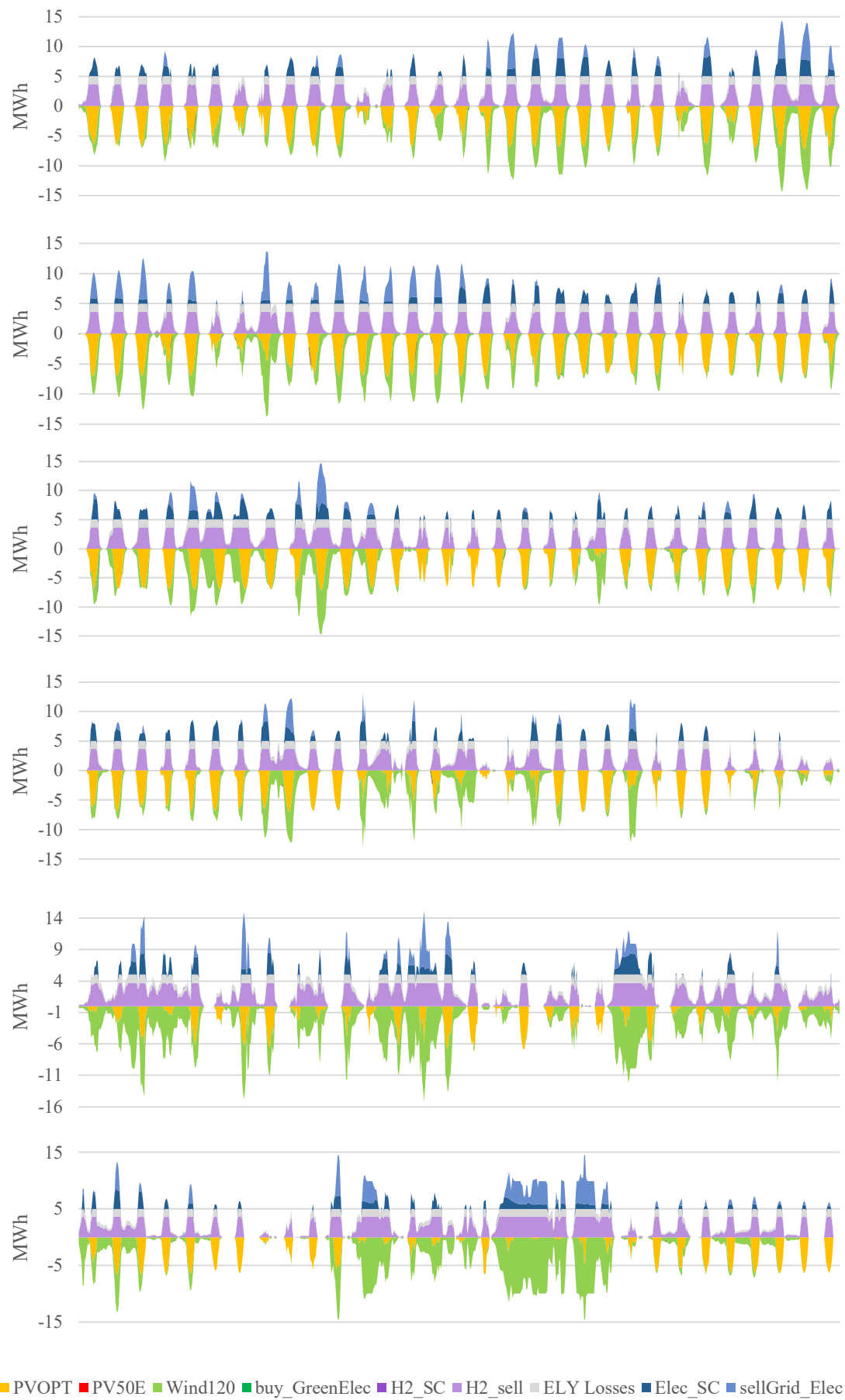
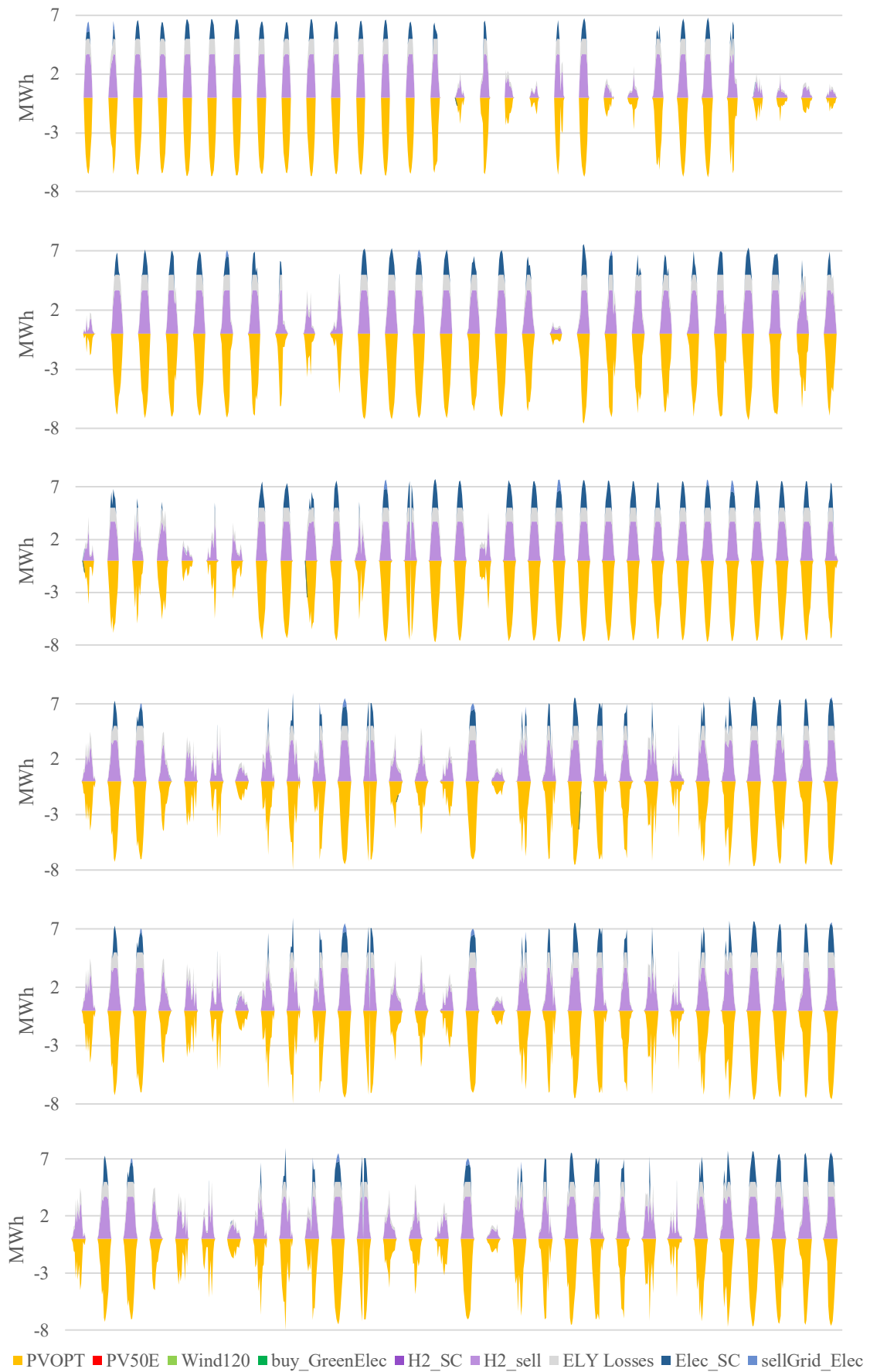


Figura 43. Gráficos mensais correspondentes ao 4º cenário para 1 ano



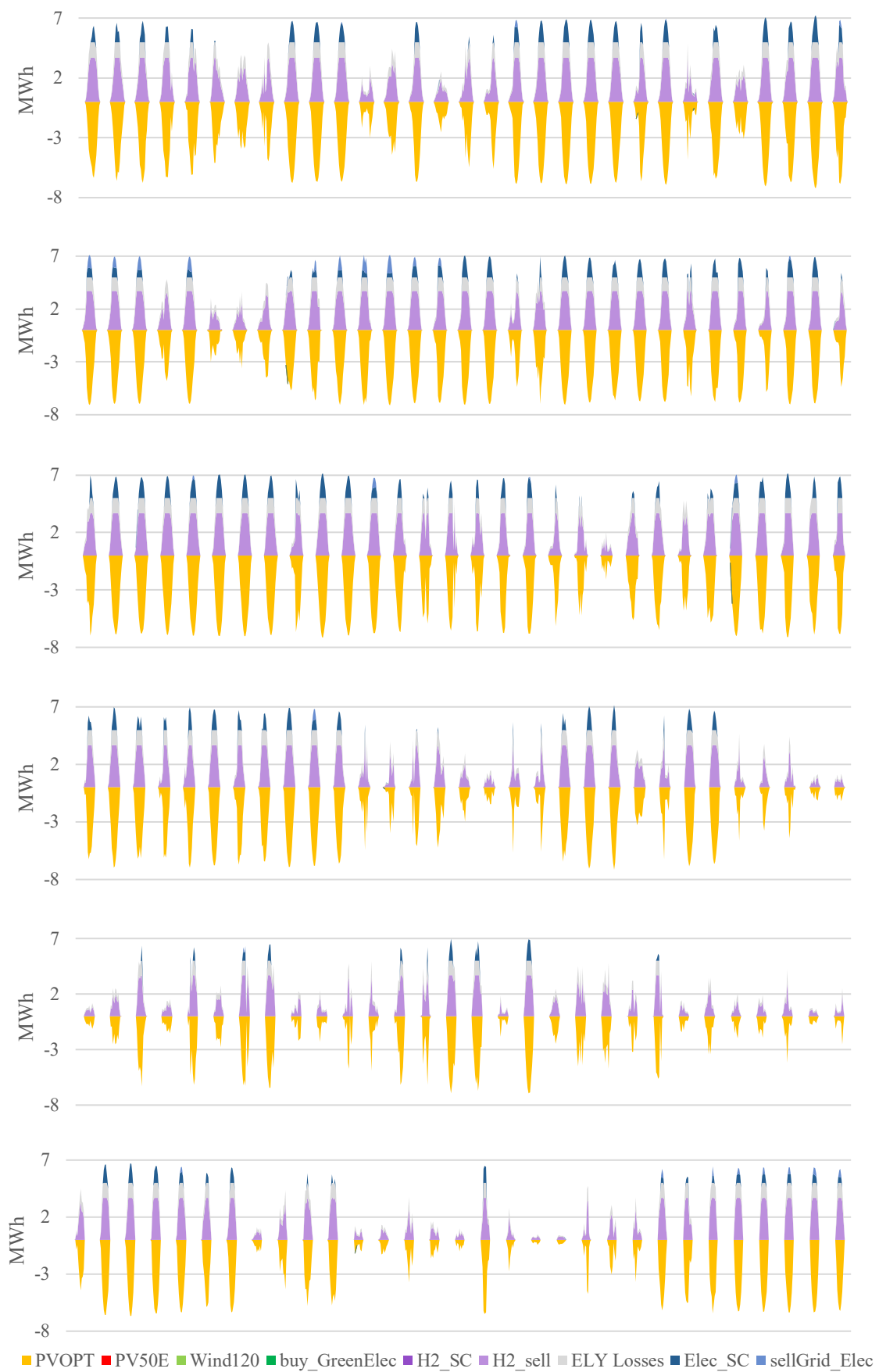
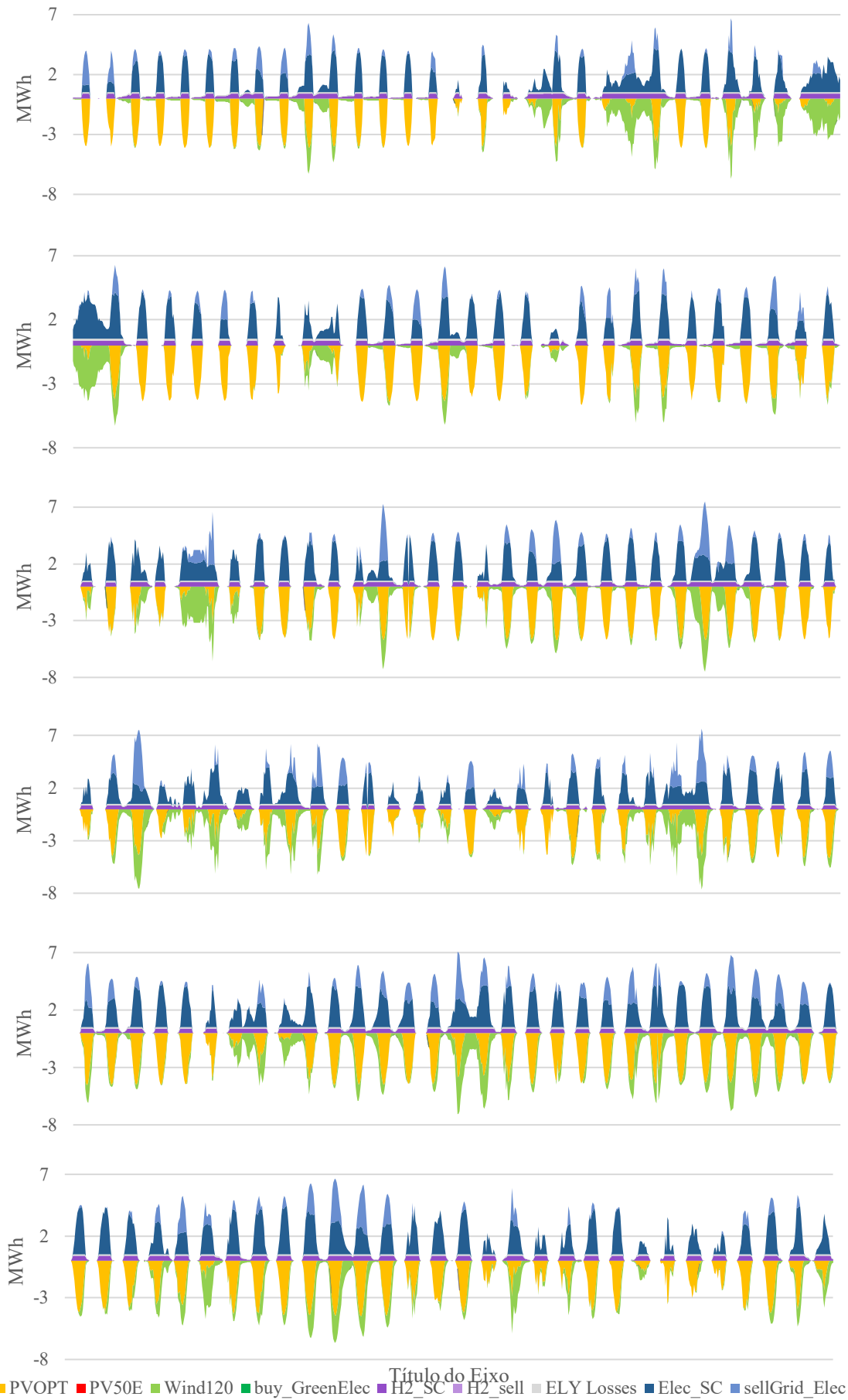


Figura 44. Gráficos mensais correspondentes ao 5º cenário para 1 ano



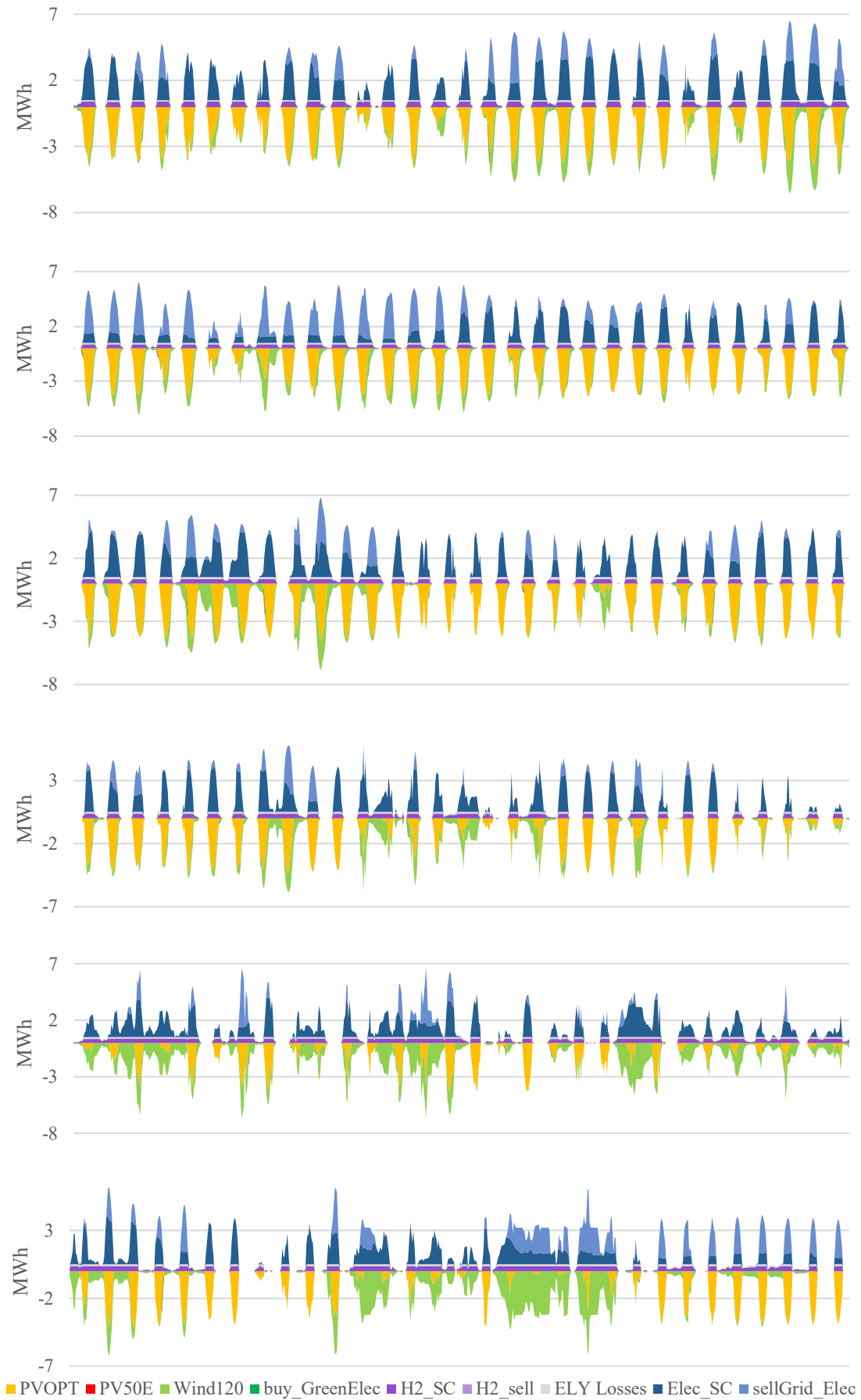


Figura 45. Gráficos mensais correspondentes ao 6º cenário para 1 ano