



République Algérienne Démocratique & Populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieur & de la
Recherche Scientifique



Université des Sciences et de la Technologie Houari Boumediene

Faculté de Génie Mécanique & Génie des Procédés

Département de Thermo Energétique

Mémoire de master

Domaine : Sciences et technologies

Filière : Génie mécanique

Spécialité : Energies renouvelables en mécanique

Conception et dimensionnement d'une installation de production d'hydrogène vert pour une usine de production de verre

Rédigé par :

MOULA Anissa

MIMOUCHE Amine

Promoteur interne : **Pr. Brahim MADANI**

Promoteur externe : **Mohamed BOUTEMEUR**

Année : 2022/2023

"Imperceptibles aux yeux profanes, les forces les plus colossales se dissimulent souvent derrière un voile de modestie. Dans son essence atomique, l'hydrogène se mue en le moteur éclairé du progrès, offrant un potentiel illimité de puissance vertueuse destinée à illuminer nos horizons à venir".

- Anissa Moula -

Dédicaces

Je souhaite tout d'abord exprimer ma reconnaissance envers Dieu, qui m'a guidé tout au long de cette entreprise. Sa grâce et son soutien divins m'ont permis de surmonter les obstacles.

À mes chers parents, qui ont toujours été mes piliers inébranlables. Votre amour, votre soutien inconditionnel et vos encouragements ont été essentiels dans la réalisation de ce mémoire. Je vous suis profondément reconnaissante pour votre présence constante et votre sacrifice.

À mes frères et sœurs, qui ont partagé avec moi tant de rires, de moments précieux et de soutien indéfectible. Votre affection et votre inspiration ont été une source d'énergie inestimable tout au long de ce parcours.

À ma nièce bien-aimée, qui illumine ma vie de sa présence joyeuse.

À mes amis, qui ont été mes compagnons de route, mes confidents et mes plus grands supporters. Vos encouragements, vos conseils et votre amitié sincère ont été des éléments clés de ma réussite. Merci d'avoir été là pour moi à chaque étape.

À mes grands-parents décédés, qui ont laissé un héritage indélébile dans mon cœur. Vos valeurs, votre sagesse et votre amour continuent de m'inspirer et de me guider. Je dédie ce travail à votre mémoire, avec gratitude et affection éternelle.

À mon binôme, qui a partagé cette aventure avec moi, ce fût une expérience très enrichissante.

Que ces mots sincères témoignent de ma gratitude envers tous ceux qui ont contribué à mon parcours académique et personnel.

A. Moula

Dédicaces

C'est avec une profonde gratitude et une reconnaissance sincère que je dédie ce document aux personnes extraordinaires qui ont façonné mon parcours, élevé mon esprit et contribué à ma croissance de manière incommensurable.

Avant tout, je remercie profondément dieu, dont les conseils et les bénédictions ont été une source de force inébranlable tout au long de mes efforts. C'est par la grâce de Dieu que j'ai trouvé le réconfort, l'inspiration et une détermination inébranlable.

À mon père et à ma mère bien-aimée, dont le soutien, l'amour et les sacrifices ont été la pierre angulaire de ma vie, je suis éternellement reconnaissant. Votre foi en moi a nourri mes aspirations et m'a donné le courage de poursuivre mes rêves sans crainte.

J'ai une dette de gratitude envers mes remarquables sœurs, dont l'amour, le soutien et la foi inébranlables en mes capacités ont contribué à façonner la personne que je suis aujourd'hui. Vos encouragements constants et votre camaraderie ont enrichi ma vie au-delà de toute mesure.

À la mémoire de mes grands-parents maternels, dont l'héritage de sagesse, de résilience et de compassion continue de m'inspirer, j'exprime ma plus profonde gratitude. Bien que physiquement absents, leurs esprits persistent en moi, me rappelant de viser l'excellence et de relever les défis de la vie avec force.

À mes grands-parents paternels, dont la présence inébranlable et les conseils inestimables ont été un phare dans mon parcours, j'adresse mes remerciements les plus sincères. Vos paroles de sagesse, votre soutien indéfectible et vos encouragements sans fin ont laissé une marque indélébile sur mon caractère.

À mes amis les plus chers, qui ont été mes piliers de force, mes confidents et mes compagnons constants tout au long de cette expédition, j'exprime ma plus profonde gratitude. Votre foi inébranlable en mes capacités et votre soutien indéfectible ont rendu les obstacles surmontables et les victoires plus douces.

Enfin, j'exprime ma gratitude à mon binôme, qui m'a mis au défi et m'a enseigné de précieuses leçons tout au long du chemin. Même si nos chemins ont parfois été rocailleux, je reconnais le rôle que tu as joué en façonnant ma résilience et en m'enseignant la valeur de la patience.

A. Mimouche

Remerciements :

Nous tenons à exprimer nos sincères remerciements à Monsieur B. MADANI, notre encadreur et professeur à l'USTHB, pour son soutien, ses conseils précieux et son encadrement tout au long de notre mémoire. Sa passion pour la recherche et son dévouement envers ses étudiants ont été une source d'inspiration pour nous deux.

Nous souhaitons également remercier Monsieur M. BOUTEMEUR, notre promoteur lors de notre stage à Mediterranean Float Glass. Son expertise et son implication dans notre projet ont grandement contribué à sa réussite. Sa disponibilité et ses retours constructifs ont été d'une valeur inestimable pour nous.

Nous remercions les membres du jury pour avoir accepté d'évaluer notre travail et pour leurs remarques constructives ainsi qu'au chef de département Professeur A. BOUSRI.

Un grand merci à Monsieur N. DEROUCHE et Y. CHETTAT qui ont cru en notre potentiel, conseillé et avisé.

Nous tenons également à exprimer notre gratitude envers Monsieur C. TALBI pour nous avoir accueillis au sein de son entreprise.

Nous sommes reconnaissants envers chacune de ces personnes exceptionnelles pour leur contribution précieuse à notre mémoire. Leurs conseils, leur soutien et leur croyance en notre travail ont été d'une importance capitale. Nous leur sommes profondément reconnaissants pour leur engagement et leur impact positif sur notre parcours académique.

Résumé :

Le mémoire se concentre sur le dimensionnement d'une installation de production d'hydrogène vert pour l'usine de verre "Mediterranean Float Glass" en Algérie. L'objectif principal consiste à concevoir une installation photovoltaïque pour alimenter partiellement une installation d'électrolyseurs alcalin, pour la production de l'hydrogène nécessaire au processus de fabrication du verre. Cette étude complète vise à proposer une approche économiquement réalisable et compétitive pour satisfaire les besoins énergétiques spécifiques de l'usine tout en réduisant son empreinte carbone.

Le premier chapitre porte sur l'étude de la substitution partielle du gaz naturel par de l'hydrogène vert dans l'alimentation d'un four de fusion pour la production de verre flotté à l'usine Mediterranean Float Glass. Il présente l'entreprise, son procédé de fabrication et l'hydrogène en tant qu'élément vital de l'homogénéisation du verre. Le rôle actuel du gaz naturel dans l'alimentation du four est examiné, ainsi que la façon dont le mélange de gaz naturel et d'hydrogène vert peut réduire les émissions de gaz à effet de serre tout en garantissant le fonctionnement optimal du four. Une brève présentation des différents procédés de production d'hydrogène est également abordée.

Le deuxième chapitre est centré sur la formulation et le dimensionnement d'une installation hybride novatrice qui combine des panneaux photovoltaïques avec une connexion au réseau électrique pour alimenter des électrolyseurs produisant de l'hydrogène. L'objectif principal de cette installation est de fournir de l'hydrogène pour l'alimentation partielle du four de fusion lors du processus de fabrication du verre.

Le troisième chapitre examine les aspects financiers du projet, en se concentrant sur trois paramètres critiques : les dépenses d'investissement (CAPEX), les dépenses d'exploitation (OPEX) et le coût nivelé de l'électricité (LCOE). Ces paramètres sont essentiels pour l'analyse technique et économique du projet. Un indicateur supplémentaire, le coût actualisé de l'hydrogène (LCOH), spécifique à la production d'hydrogène, est également introduit. L'analyse de ces indicateurs financiers vise à obtenir des informations sur la rentabilité et la viabilité à long terme de l'installation proposée.

En conclusion, ce mémoire vise à diffuser les pratiques durables dans l'industrie et à encourager l'adoption de solutions énergétiques propres.

Mots clés :

Hydrogène vert, mélange $\text{CH}_4\text{-H}_2$, électrolyse, photovoltaïque, LCOE, LCOH.

Abstract:

The thesis focuses on sizing a green hydrogen production facility for the Mediterranean Float Glass Factory in Algeria. The main objective is to determine the ideal size of the photovoltaic installation needed to partially power an alkaline electrolyzer facility and generate the hydrogen required for the glass manufacturing process. This comprehensive study aims to propose an economically feasible and competitive approach to meet the specific energy needs of the factory while reducing its carbon footprint.

The first chapter examines the partial substitution of natural gas with green hydrogen in the supply of a melting furnace for the production of float glass at the Mediterranean Float Glass Factory. It presents the company, its manufacturing process, and hydrogen as a vital element in glass homogenization. The current role of natural gas in furnace operation is examined, as well as how the blend of natural gas and green hydrogen can reduce greenhouse gas emissions while ensuring optimal furnace performance. A brief overview of different hydrogen production processes is also discussed.

The second chapter focuses on formulating and sizing an innovative hybrid installation that combines photovoltaic panels with a grid connection to power electrolyzers producing hydrogen. The main objective of this installation is to provide hydrogen for partial fueling of the melting furnace during the glass manufacturing process.

The third chapter examines the financial aspects of the project, focusing on three critical parameters: capital expenditures (CAPEX), operating expenditures (OPEX), and the levelized cost of electricity (LCOE). These parameters are essential for the technical and economic analysis of the project. An additional indicator, the levelized cost of hydrogen (LCOH), specific to hydrogen production, is also introduced. The analysis of these financial indicators aims to provide insights into the profitability and long-term viability of the proposed installation.

In conclusion, this thesis aims to promote sustainable practices in the industry and encourage the adoption of clean energy solutions.

Key words:

Green hydrogen, blending CH₄-H₂, electrolysis, photovoltaic, LCOE, LCOH.

Liste des figures

Figure I.1	Emplacement géographique de l'usine MFG	3
Figure I.2	Four de fusion	5
Figure I.3	Bain d'étain	5
Figure I.4	Etenderie	6
Figure I.5	Processus de fabrication du verre flotté	7
Figure I.6	Les différentes zones du four de fusion	8
Figure I.7	Hydrogène	12
Figure I.8	Les couleurs de l'hydrogène	14
Figure I.9	Emissions du dioxyde de carbone pour les procédés de production d'hydrogène	17
Figure II.1	Différentes chaînes de production d'hydrogène vert	25
Figure II.2	Schéma de l'installation de compensation solaire (couplage PV-électrolyse)	26
Figure II.3	Principe de fonctionnement de l'électrolyse alcaline	30
Figure II.4	Gamme de polarisations typiques observées dans la littérature de cellules d'électrolyse	34
Figure II.5	Évolution des paramètres thermodynamiques régissant l'équation d'électrolyse de l'eau	35
Figure II.6	Irréversibilités présentes dans une cellule d'électrolyse	39
Figure II.7	Influence de la température sur la tension de cellule d'un électrolyseur alcalin	40

Figure II.8	Influence de la pression sur la tension de cellule d'un électrolyseur alcalin a technologie zéro gap	41
Figure II.9	Influence de la pression et de l'intensité sur la pureté de gaz produits par l'électrolyseur alcalin	42
Figure II.10	Représentation des différents niveaux d'énergie de l'électron	43
Figure II.11	Circulation des électrons dans une cellule PV	44
Figure II.12	Modèle équivalent d'une cellule photovoltaïque	45
Figure II.13	Courbes caractéristique théorique d'une cellule photovoltaïque pour des valeurs d'irradiance comprises entre 100 W.m^{-2} et 1000 W.m^{-2} ($T=25^{\circ}$) A gauche les courbes de polarisation et à droite les courbes de puissance. Les cercles rouges représentant les points MPP	48
Figure II.14	Électrolyseur HYSTAT® - 30	50
Figure IV.1	Graphe de nombre d'électrolyseurs requis par les électrolyseurs en fonction du taux du mélange CH ₄ -H ₂	69
Figure IV.2	Graphe de l'énergie consommée par les électrolyseurs en fonction du taux du mélange CH ₄ -H ₂	69
Figure IV.3	Diagramme à barres du CAPEX de chaque installation	72
Figure IV.4	Diagramme à barres de l'OPEX de chaque installation	73
Figure. IV.5	Diagramme à barres de LCOH des installations (hybride, MFG, Allemagne).	75

Liste des tableaux

Tableau I.1	Les classes de réfractébilité du verre	10
Tableau I.2	Les caractéristiques de l'hydrogène	13
Tableau I.3	Les méthodes de production de l'hydrogène	17
Tableau I.4	Les caractéristiques du gaz naturel	18
Tableau II.1	Caractéristiques principales des trois technologies d'électrolyseurs	27
Tableau II.2	Caracteristiques techniques des electrolyseurs alcalin par differents fabricants	32
Tableau II.3	Dimensionnement de l'installation d'électrolyseurs alcalins	52
Tableau II.4	Variation du pourcentage d'hydrogène pour la substitution partielle du gaz naturel	52
Tableau II.5	Caractéristiques électriques de l'électrolyseur HYSTAT® - 30	53
Tableau II.6	Caractéristiques techniques des panneaux solaires photovoltaïques de type Sun Power SPR-X22-370	54
Tableau II.7	Dimensionnent des panneaux solaires photovoltaïques cas d'une installation autonome	55
Tableau II.8	Dimensionnement du régulateur	57
Tableau II.9	Caractéristiques techniques du régulateur L'EPEVER MPPT	57
Tableau II.10	Caractéristiques techniques de l'hacheur SMA Sunny Central UP 2000	58
Tableau II.11	Dimensionnement du redresseur	59
Tableau III.1	Prix du matériel nécessaire pour l'installation en € et en DZD	64
Tableau III.2	Capex total	65
Tableau III.3	Coût des membranes pour électrolyseurs	66
Tableau III.4	Coût de la résine mélangée pour électrolyseurs	66
Tableau III.5	LCOE de l'installation hybride	67

Tableau III.6	LCOE de l'installation MFG	67
Tableau III.7	LCOE de l'installation en Allemagne	68
Tableau III.8	LCOH des installations (hybride, MFG, Allemagne).	69
Tableau IV.1	Dimensionnement de l'installation hybride	72
Tableau IV.2	Comparaison des LCOE des trois installations	74

Nomenclature

η	<i>Rendement</i>	
E_t	<i>Quantité d'énergie théorique</i>	[J]
E_r	<i>Quantité d'énergie réelle</i>	[J]
W_t	<i>Puissance théorique</i>	[W]
W_r	<i>Puissance réelle</i>	[W]
W_{elec}	<i>Énergie électrique</i>	[KWh]
U_{cell}	<i>Tension de la cellule</i>	[V]
I	<i>Intensité du courant</i>	[A]
J	<i>Densité de courant</i>	[A m ⁻²]
S	<i>Surface d'électrode</i>	[m ²]
t	<i>Temps d'électrolyse</i>	[s]
R_G	<i>Constante des gaz parfait</i>	[J K ⁻¹ mol ⁻¹]
R	<i>Résistance électrique</i>	[Ωm ²]
η_{act}	<i>Surtension d'activation</i>	[V]
η_{conc}	<i>Surtension de concentration</i>	[V]
ΔG	<i>Enthalpie libre de formation</i>	[J mol ⁻¹]
ΔH	<i>Enthalpie de formation</i>	[J mol ⁻¹]
T	<i>Température</i>	[K]
ΔS	<i>Entropie de formation</i>	[J mol ⁻¹ K ⁻¹]
E_{rev}	<i>Voltage réversible pour électrolyser l'eau</i>	[V]
ΔG°	<i>Énergie libre de la réaction d'électrolyse</i>	[J/mol]
F	<i>Constante de Faraday</i>	
N	<i>Nombre d'électrons échangés lors de la réaction</i>	

C	Concentration	[mol m ⁻³]
P _w *	Pression de vapeur de l'eau pure	[bar]
P _w	Pression de l'électrolyte	[bar]
E _{th}	Tension thermo-neutre	[V]
C _{ox} ^{ed}	Concentration de l'oxydant à l'électrode	[mol m ⁻³]
C _{red} ^{ed}	Concentration du réducteur à l'électrode	[mol m ⁻³]
k _{cath} ^o	Coefficient de vitesse de la réaction cathodique	
α _{cath}	Coefficient de transfert de charge de la Réaction cathodique	
α _{an}	Coefficient de transfert de charge de Réaction anodique	
Z	Nombre d'électron échangé pour une Réaction	
R	Chute ohmique	
h	Épaisseur d'électrolyte	[m]
σ	Conductivité électrique	[S m ⁻¹]
J _{lim}	Densité dc courant limite	[A m ⁻²]
K	Coefficient de transfert de masse	[m s ⁻¹]
C _{bulk}	Concentration d'ion dans le bulk	[mol m ⁻³]
C _{sat}	Concentration dc saturation du gaz dissout	[mol m ⁻³]
H _c	Sur tension cathodique	[V]
H _a	Sur tension anodique	[V]
R ₀	Résistance électronique et ionique d'Ensemble électrodes—membranes Électrolyte	[Ω]
I	Intensité de cellules	[A]
Q _{CH4}	Quantité de gaz naturel consommée	[m ³]
PC _{CH4}	Pouvoir calorifique de méthane	[MJ/m ³]

Q_{H_2}	<i>Quantité d'hydrogène nécessaire pour Remplacer celle du gaz naturel</i>	[m ³]
PC_{H_2}	<i>Pouvoir calorifique de l'hydrogène</i>	[MJ/m ³]
N	<i>Nombre d'électrolyseurs</i>	
C	<i>Capacité de l'électrolyses</i>	[Nm ³ /h]
T	<i>Nombre d'heures de fonctionnement des Électrolyseurs durant la journée</i>	[h]
C_T	<i>Capacité de production totale</i>	[Nm ³ / jour]
${}_1Q_{H_2}$	<i>Quantité d'hydrogène produire</i>	[kg/jour]
P_{h_2}	<i>Densité de l'hydrogène</i>	[kg/m ³]
E_c	<i>Énergie consommée par l'électrolyseur</i>	[kWh/jour]
E_s	<i>Consommation spécifique du système</i>	[kWh/kg]
I_{max}	<i>Courant d'alimentation maximum de Électrolyse</i>	[A]
$\psi_{incident}$	<i>Irradiance arrivant sur la cellule photovoltaïque</i>	[W.m ²]
$\psi_{référence}$	<i>Irradiance de reference</i>	(1000 W.m ²)
P_r	<i>Puissance requise de l'électrolyse</i>	[VA]
V_e	<i>Tension de l'électrolyse</i>	[V]
P_e	<i>Puissance maximale de l'électrolyse</i>	[kW]
PF	<i>Facteur de puissance pour électrolyseurs</i>	
P_{te}	<i>Puissance totale des électrolyseurs</i>	[kW]
N_{pv}	<i>Nombre des panneaux</i>	
P_c	<i>Puissance crête de panneaux</i>	[W]
S	<i>Surface de l'installation photovoltaïque</i>	[m ²]
S_p	<i>Surface du panneau solaire</i>	[m ²]

P_{tp}	<i>Puissance totale de tous les panneaux solaires</i>	[kW]
I_{tp}	<i>Courant total de tous les panneaux solaires</i>	[A]
I_{te}	<i>Courant total de tous les électrolyseurs</i>	[A]
N_R	<i>Nombre de régulateurs</i>	
EP	<i>Puissance totale des électrolyseurs</i>	[kVA]
I_{RD}	<i>Courant de redresseur</i>	[A]
N_{RD}	<i>Nombre de redresseurs</i>	
CAPEX	<i>Dépenses en capital</i>	[€]
OPEX	<i>Dépenses d'exploitation</i>	[€]
LCOE	<i>Coût nivelé d'électricité</i>	[€/KWh]
LCOH	<i>Coût nivelé de l'hydrogène</i>	[€/m ³]
C_t	<i>Ensemble des Coûts</i>	[€]

Sommaire

Introduction générale	01
CHAPITRE I : Généralités	
I.1 Présentation de l'entreprise	03
I.2 Les différents types de verre	04
I.3 Processus de fabrication du verre flotté	04
I.3.1 Matières premières	04
I.3.2 Bout chaud	05
I.3.2.1 Le four de fusion	05
I.3.2.2 Le bain d'étain	05
I.3.2.3 L'étenderie	06
I.3.3 Le stockage	06
I.4 Le four de fusion et l'isolation de ses parois	07
I.4.1 Caractéristiques des parois du four de fusion	08
I.4.2 Domaines d'utilisation des parois du four de fusion	09
I.5 Les étapes d'élaboration du verre flotté	10
I.5.1 La fusion	10
I.5.2 L'affinage et l'homogénéisation	11
I.5.3 Rôle de l'hydrogène dans l'homogénéisation du verre flotté	11
I.5.4 La braise	12
I.6 L'hydrogène	12
I.6.1 Propriétés	13
I.6.2 Les méthodes de production d'hydrogène	14
I.6.2.1 Reformage par la vapeur d'eau	14
I.6.2.2 Gazéification du charbon	15
I.6.2.3 Gazéification de la biomasse	15
I.6.2.4 Dissociation thermique de l'eau et cycles thermochimiques	16
I.6.2.5 Électrolyse de l'eau	16
I.6.2.6 Récapitulatif	17
I.7 Le mélange H ₂ -CH ₄	18
I.7.1 Propriétés du gaz naturel	18
I.7.2 introduction au mélange d'hydrogène vert et du gaz naturel	19
a-Avantage du mélange	

b-Défis liés au mélange	
I.7.3 Méthodes pour mélanger l'hydrogène au gaz naturel	21
a- Mélange direct	
b- Par combustion	
c- Mélange indirect	
d- Injection d'hydrogène	
I.7.4 Exigences de pureté de l'hydrogène pour le mélange avec le gaz naturel	22
a- Pureté	
b- Teneur en humidité	
c- Impuretés	
d- Pression	

CHAPITRE II : Formulation et dimensionnement

II.1 Chaîne énergétique	25
II.2 Production d'hydrogène vert par électrolyse	27
II.2.1 Les types d'électrolyse de l'eau	27
II.3 Caractérisation de l'électrolyse alcaline	28
II.3.1 Le rendement	28
II.3.2 Les composants d'un électrolyseur alcalin	29
II.3.3 Principe de fonctionnement de l'électrolyse alcaline	30
II.3.4 Étude électrochimique	31
II.3.4.1 Énergie nécessaire pour effectuer l'électrolyse	32
II.3.4.2 Thermodynamique de l'électrolyse	32
II.3.4.3 La tension de cellule réversible	33
II.3.4.4 La tension thermo-neutre	34
II.3.4.5 Surtension d'activation	35
II.3.4.6 Chute ohmique	36
II.3.4.7 Surtension de concentration	37
II.3.4.8 Phénomène diphasique	38
II.4 Performance de l'électrolyseur	39
II.4.1 Irréversibilités présentes dans une cellule d'électrolyse	39
II.4.2 Effet de la température sur la tension d'électrolyse	39
II.4.3 Effet de la pression sur la tension d'électrolyse	40
II.4.4 Effet de la pression sur la pureté des gaz produits	41
II.5 Réseau photovoltaïque	42

II.5.1 Fonctionnement	43
II.5.2 Propriétés du silicium	44
II.5.3 Caractéristiques et modélisation	45
II.5.3.1 Modèle équivalent	46
II.5.3.2 Caractéristiques théoriques	47
II-6 Dimensionnement de l'installation	49

CHAPITRE III : Étude technico-économique

III.1 Le CAPEX	62
III.2 L'OPEX	62
III.3 Le LCOE	63
III.4 Le LCOH	63
III.5 Résultats	64
III.5.1 Estimation du CAPEX	65
III.5.2 Estimation de l'OPEX	65
III.5.3 Estimation du LCOE	67
III.5.3.1 Estimation du LCOE de l'installation hybride	67
III.5.3.2 Estimation du LCOE de l'installation MFG	67
III.5.3.3 Estimation du LCOE de l'installation en Allemagne	68
III.5.4 Estimation du LCOH	69

CHAPITRE IV : Résultats et discussion

IV.1 Dimensionnement de l'installation d'électrolyseurs	71
IV.2 Dimensionnement de l'installation hybride	72
IV.3 Etude technico-économique	73
IV.3.1 CAPEX	74
IV.3.2 OPEX	75
IV.3.3 LCOE :	
IV.3.3.1 Installation hybride	76
IV.3.3.2 Installation MFG	76
IV.3.3.2 Installation en Allemagne	77
IV.3.3 LCOH	78

Conclusion et perspectives	79
-----------------------------------	-----------

Référence bibliographique et webographie	80
---	-----------

Introduction générale

La transition énergétique vers un avenir plus durable et respectueux de l'environnement est désormais une priorité mondiale. Pour répondre à cette nécessité, l'hydrogène vert émerge comme un vecteur énergétique clé, offrant de vastes possibilités dans différents secteurs, notamment l'industrie lourde.

L'utilisation de l'hydrogène vert produit par électrolyse, alimentée par des sources renouvelables telles que l'énergie solaire photovoltaïque, constitue une solution prometteuse pour répondre à la demande croissante en énergie propre et abordable. En effet, cette approche permet de remplacer les procédés traditionnels basés sur les combustibles fossiles par une alternative durable.

Le présent mémoire de fin d'étude se concentre sur le dimensionnement d'une installation de production d'hydrogène vert pour l'usine de verre Mediterranean Float Glass (MFG) en Algérie. L'objectif principal est de déterminer la taille optimale de l'installation photovoltaïque requise pour alimenter partiellement une installation d'électrolyseurs alcalins et produire l'hydrogène nécessaire aux opérations de l'usine de verre. Cette étude approfondie vise à proposer une approche économique et compétitive pour répondre aux besoins énergétiques spécifiques de l'usine, tout en réduisant son empreinte carbone.

En réduisant les émissions de CO₂ associées aux procédés de production de verre, cette solution favorisera la transition de l'industrie vers des pratiques plus respectueuses de l'environnement, tout en stimulant une croissance économique durable.

Ce mémoire est structuré en plusieurs sections qui abordent les aspects clés du dimensionnement de l'installation, en tenant compte des paramètres spécifiques à l'usine de verre et aux conditions en Algérie. Une analyse approfondie des technologies solaires photovoltaïques, des technologies d'électrolyse de l'hydrogène, ainsi que des considérations économiques et environnementales, sera réalisée afin de déterminer la faisabilité et l'efficacité de la solution proposée.

En conclusion, ce mémoire vise à apporter des connaissances précieuses et à formuler des recommandations pratiques pour la mise en place d'une installation de production d'hydrogène vert en Algérie. Cette étude contribuera à diffuser les pratiques durables dans l'industrie et encouragera l'adoption de solutions énergétiques propres.

L'élaboration d'une installation hybride, combinant des panneaux photovoltaïques connectés au réseau et des électrolyses pour la production d'hydrogène vert, permet-elle de répondre de manière pertinente et efficace aux besoins énergétiques spécifiques de l'usine de verre MFG en Algérie, favorisant ainsi une transition optimale vers une production de verre plus durable et respectueuse de l'environnement ?

Chapitre I : Généralités

Généralités

Dans ce chapitre, nous étudions la substitution partielle du gaz naturel par de l'hydrogène vert dans l'alimentation d'un four de fusion pour la production de verre flotté dans l'usine Mediterranean Float Glass. Nous présentons l'entreprise et son processus de fabrication, ainsi que l'hydrogène et son rôle dans l'homogénéisation du verre. Nous examinons le rôle actuel du gaz naturel dans l'alimentation du four et comment le mélange de gaz naturel et d'hydrogène vert peut réduire les émissions de gaz à effet de serre tout en garantissant le bon fonctionnement du four. Enfin, nous abordons brièvement les différents procédés de production d'hydrogène. L'objectif de ce chapitre est d'analyser les avantages et les défis de cette transition pour l'usine MFG.

I.1 Présentation de l'entreprise

La **Figure.I.1** illustre la position géographique précise de Mediterranean Float Glass (MFG) :



Fig. I. 1 : Emplacement géographique de l'usine MFG

Grâce à sa localisation géographique précise, caractérisée par une latitude de 36.37, une longitude de 3.18 et une altitude de 80 mètres, l'usine de Mediterranean Float Glass (MFG) offre un potentiel prometteur en termes de gisement solaire.

Cette configuration géographique favorise une exposition optimale aux rayonnements solaires, ce qui constitue un atout majeur pour l'utilisation de l'énergie solaire dans les activités de l'usine.

I.2 Les différents types de verre

Il existe différents types de verres qui sont utilisés pour différentes applications en fonction de leurs propriétés physiques et chimiques [1]. Voici quelques exemples de verres couramment utilisés :

1. **Verre flotté (float glass)** : un verre plat et lisse fabriqué en faisant flotter le verre fondu sur un bain d'étain liquide.
2. **Verre trempé** : un verre renforcé qui est chauffé puis refroidi rapidement pour renforcer sa résistance mécanique.
3. **Verre feuilleté** : un verre constitué de deux ou plusieurs couches de verre collées ensemble avec une couche de matériau plastique pour renforcer la sécurité et la résistance aux chocs.
4. **Verre armé** : un verre renforcé avec des fils métalliques pour améliorer la résistance mécanique.
5. **Verre teinté** : un verre qui a été coloré dans la masse ou avec un revêtement pour améliorer les propriétés optiques et esthétiques.

I.3 Processus de fabrication du verre flotté :

I.3.1 Matières premières :

Le processus de fabrication du verre flotté [2] commence par la sélection des matières premières. Le sable, la soude et la chaux sont les principaux composants utilisés pour produire le verre [3].

I.3.2 Bout chaud :

I.3.2.1 Le four de fusion :

L'appareil utilisé pour la liquéfaction du verre [4], communément appelé four ou bassin de fusion **Figure. I. 2**, est conçu à partir de briques réfractaires [5]. Le composant initial peut accueillir une capacité impressionnante de 2 000 tonnes de verre fondu, avec une température de fusion de 1550°C.



Fig. I. 2 : Four de fusion

I.3.2.2 Le bain d'étain :

Le verre fondu est évacué du four puis déposé sur un bain d'étain **Figure. I. 3**, où il atteint une température d'environ 1100°C. Il repose ensuite sur la surface plane du bain et prend la forme d'une feuille de verre. Les surfaces de la feuille sont polies à la fois à l'étain et au feu [6]. L'épaisseur de la feuille de verre, comprise entre 3 mm et 12 mm, est déterminée par la vitesse à laquelle le verre s'écoule. A ce stade du procédé, la température du verre se refroidit à environ 600 °C.

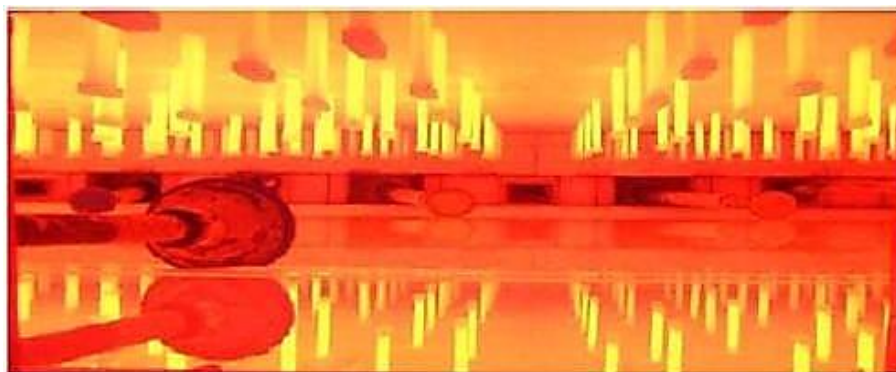


Fig. I. 3 : Bain d'étain

I.3.2.3 L'étenderie :

Le verre doit encore refroidir, mais il est maintenant suffisamment dur pour passer sur les rouleaux d'un tunnel de refroidissement [7] appelé « étenderie ». La température du verre s'abaisse régulièrement (de 600 °C à 60°C).

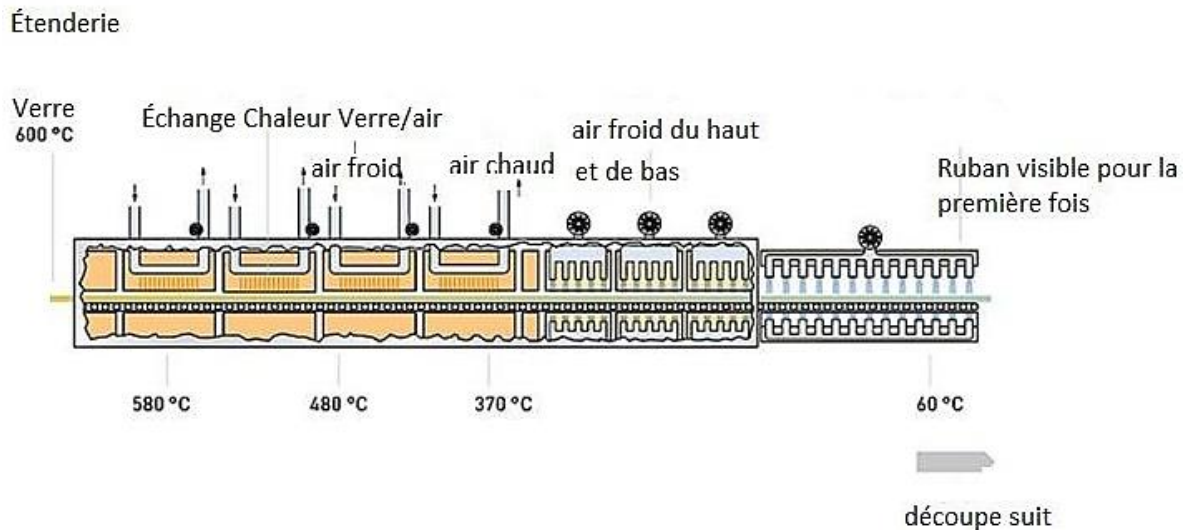


Fig. I.4 : Etenderie

I.3.3 Bout froid :

I.3.3.1 Le contrôle :

La phase finale de la procédure est appelée phase froide, qui englobe les étapes cruciales du contrôle qualité et de la découpe. Le ruban de verre est soumis à un examen continu grâce à des faisceaux laser qui permettent d'identifier les imperfections les plus infimes. Il est rare de détecter des zones non conformes à l'œil nu.

I.3.3.2 La découpe :

Après avoir subi un processus de nettoyage complet et un contrôle de qualité méticuleux, le ruban de verre est méticuleusement sectionné en plaques de 6 x 3,21 mètres, conformément à la norme mondiale. Ceci est réalisé grâce à l'utilisation de deux systèmes distincts, à savoir l'approche de coupe transversale et la méthode de coupe longitudinale.

Le verre peut être facilement préparé selon les spécifications exactes du client grâce à l'utilisation d'une ligne de découpe indépendante. Les détritres résiduels, c'est-à-dire les bords, sont automatiquement éliminés puis réutilisés sous forme de calcine, ce qui permet une utilisation optimale des ressources.

I.3.3.3 Le stockage :

Les plateaux en verre sont soulevés par des ventouses et déposés en piles verticales sur des tréteaux. Ces chevalets sont ensuite transportés vers l'entrepôt où les piles de verre seront stockées [8].

La **Figure. I. 5** présente le schéma synoptique du processus de fabrication du verre flotté. Il permet de visualiser de manière concise les différentes étapes clés du processus, allant de la préparation des matières premières à la formation du verre fondu, en passant par les phases de refroidissement, de formation des feuilles de verre et de stockage

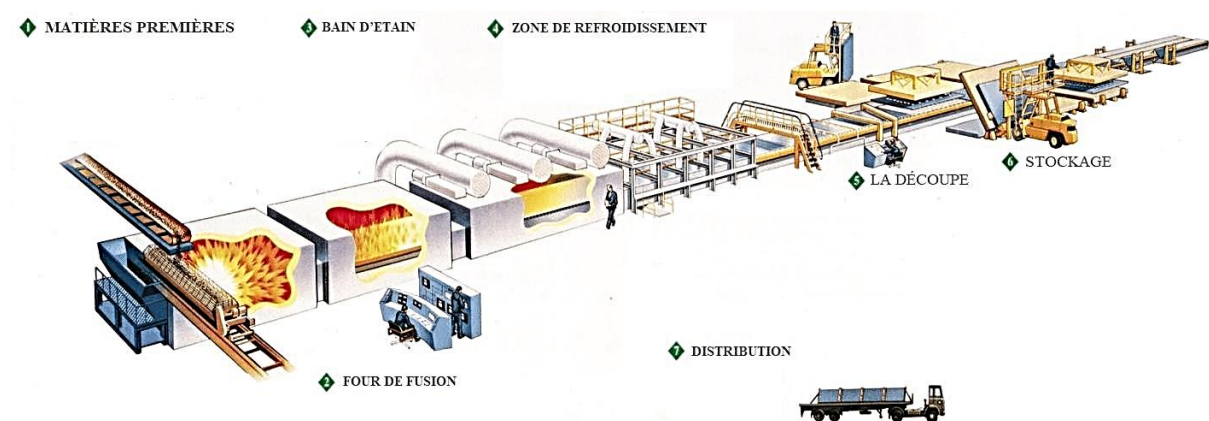


Fig. I. 5 : Processus de fabrication du verre flotté

I.4 Le four de fusion et l'isolation de ses parois

La production de verre flottant repose largement sur le four de fusion du verre **Figure. I. 6**, qui est considéré comme l'équipement principal. Cet équipement occupe une place importante parmi les autres équipements en raison de ses trois principaux régimes thermiques [9].

Le four de fusion d'MFG est un four à bain de flammes transversales qui a une capacité de fusion de 600 t/j. Le four comprend deux séries de brûleurs et de collecteurs disposés symétriquement par rapport à l'axe longitudinal. Le principal combustible utilisé pour faire fonctionner le four est le gaz naturel. Le four est composé d'un bain de chargement, d'une partie fondue, d'un col, d'une partie de braises (refroidissement), d'une chambre de récupération et d'un conduit de fumée.

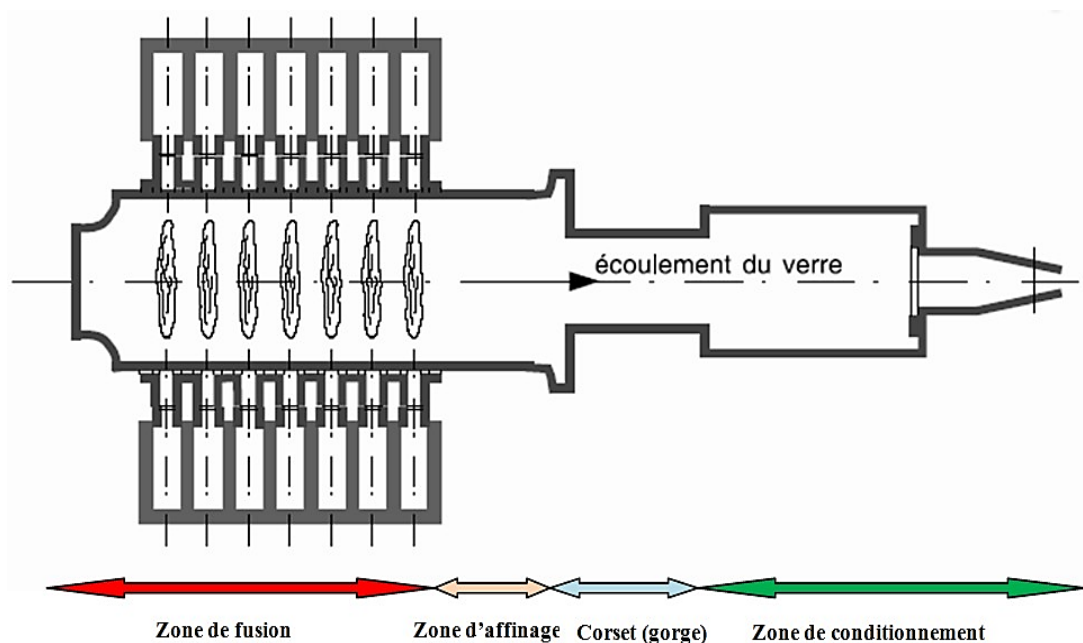


Fig. I. 6 : Les différentes zones du four de fusion

Les parois du four doivent être construites avec des matériaux de haute qualité offrant résistance et isolation thermique.

Les briques isolantes sont connues pour leur faible conductivité thermique et leur faible stockage de chaleur (réfractibilité). Ces briques peuvent être utilisées comme revêtement pour la partie chaude du four ou comme isolant supplémentaire pour les briques réfractaires.

I.4.1 Caractéristiques des parois du four de fusion :

Il est essentiel de mettre en évidence ces caractéristiques principales comme elles jouent un rôle crucial dans ce processus :

- Faible teneur en fer
- Résistance aux chocs thermique
- Faible densité
- Faible stockage thermique
- Haute propriété d'isolation
- Économies d'énergie

Ces propriétés optimisent les performances du four de fusion et contribuent à la production efficace de verre flotté de haute qualité [10].

I.4.2 Domaines d'utilisation des parois du four de fusion :

Les domaines d'utilisation des parois en question sont diversifiés [11] et englobent :

- **Revêtement principal du côté chaud de l'application :** Les parois sont utilisées comme revêtements principaux dans des applications où elles sont exposées à des températures élevées, assurant ainsi une protection efficace contre les conditions thermiques extrêmes.
- **Revêtements fondamentaux réfractaires :** Elles sont employées comme revêtements de base dans des environnements réfractaires, tels que les hauts fourneaux, les fonderies et d'autres installations industrielles nécessitant une résistance élevée aux températures élevées et aux réactions chimiques.
- **Isolation supplémentaire pour fours et fourneaux :** Les parois sont utilisées pour renforcer l'isolation thermique des fours et des fourneaux, améliorant ainsi leur efficacité énergétique et réduisant les pertes de chaleur.
- **Isolation des conduites :** Elles sont appliquées pour isoler les conduites transportant des fluides à haute température, minimisant les pertes de chaleur et maintenant des conditions optimales de transport.

- **Équipements de récupération de soufre** : Les parois sont utilisées dans les équipements de récupération de soufre, tels que les unités de désulfuration des gaz de combustion, pour résister aux conditions corrosives et aux températures élevées associées à ces processus.

- **Hauts fourneaux** : Elles sont utilisées dans la construction et l'isolation des hauts fourneaux, où elles doivent faire face à des températures extrêmes et à des environnements chimiques agressifs.

Les verres réfractaires **Tableau. I. 1** sont des matériaux essentiels dans l'industrie verrière, offrant une résistance exceptionnelle aux températures élevées et aux environnements corrosifs.

Tab. I. 1 : Les classes réfractaire du verre

Classe Réfractaire	Teneur en Al_2O_3	Teneur en Fe_2O_3	Température Maximale de Service
23	38%	0,9%	1260°C
26	51%	0,9%	1430°C
28	67%	0,3%	1550°C
30	70%	0,3%	1650°C
32	78%	0,2%	1760°C

I.5 Les étapes d'élaboration du verre flotté

I.5.1 La fusion

Au cours du processus de fusion [12], le mélange de composants vitrifiables et de carcinogènes subit une élévation progressive de température au sein de la zone de fusion, entre 1480°C et 1580°C.

I.5.2 L'affinage et l'homogénéisation

Le verre fondu présente un manque d'homogénéité et se caractérise en outre par la présence d'une multitude de bulles de gaz piégées dans sa matrice liquide très visqueuse. L'objectif principal de cette procédure consiste à élever la température du verre fondu à 1520°C.

L'objectif principal de cette opération consiste à réduire la viscosité du verre fondu et par conséquent éliminer les gaz résiduels tout en facilitant simultanément l'homogénéisation pendant le processus de fusion.

I.5.3 Rôle de l'hydrogène dans l'homogénéisation du verre flotté :

L'introduction de l'hydrogène dans le bain d'étain liquide permet de réduire les impuretés et les oxydes, ce qui améliore la qualité du verre flotté [13].

L'hydrogène a une forte capacité de réduction, ce qui signifie qu'il est capable de réduire les oxydes présents dans le verre en fusion en gaz. Par exemple, l'oxyde de fer présent dans le verre peut être réduit en fer métallique, qui peut être retiré de la surface du bain d'étain. Cela permet de réduire les impuretés dans le verre et d'améliorer la qualité du produit final [14].

De plus, l'hydrogène peut également uniformiser la composition chimique du verre en fusion. Pendant le processus de production du verre flotté, des variations de densité peuvent apparaître en raison de la différence de composition chimique du verre en fusion. L'hydrogène peut être utilisé pour uniformiser la composition chimique du verre, ce qui réduit les variations de densité et améliore la qualité du produit final [15].

Enfin, l'hydrogène est un gaz inerte, ce qui signifie qu'il ne réagit pas avec le verre ou les autres matériaux utilisés dans le processus de production. Il est donc un choix sûr et efficace pour l'affinage et l'homogénéisation du verre flotté [16].

En conclusion, l'utilisation de l'hydrogène dans l'affinage et l'homogénéisation lors de l'élaboration du verre flotté est une technique courante pour améliorer la qualité du produit final. Cette technique permet également la réduction des impuretés et les oxydes présents dans le verre en fusion [17]. Ceci tout en uniformisant la composition chimique du verre, et en assurant la sécurité du processus de production [18].

I.5.4 La braise

Au début du processus de mise en forme, il est impératif que la viscosité du liquide soit augmentée au minimum de dix fois par rapport à celle de la phase de raffinage. Par conséquent, il devient nécessaire de réduire la température du verre à 1100 °C. Afin d'éviter l'apparition de

forts gradients de viscosité, un processus de refroidissement progressif est mis en œuvre, garantissant ainsi une baisse de température extrêmement progressive.

I.6 l'hydrogène

L'hydrogène, qui est exclusivement composé d'un seul proton entouré d'un électron **Figure. I. 7**, est naturellement présent sous sa forme gazeuse moléculaire (dihydrogène H_2) avec d'autres éléments (comme un atome d'oxygène pour former de l'eau).

Il est notamment un composé extrêmement combustible et explosif, mais sa combustion n'émet pas d'éléments toxiques. Notons que l'hydrogène est le principal composant des étoiles (comme le Soleil), qui subissent des réactions de fusion nucléaire, libérant ainsi de grandes quantités d'énergie.

De plus, l'hydrogène l'élément le plus abondant sur Terre, présent dans l'eau, les composés organiques et les hydrocarbures.

Il est considéré comme un vecteur d'énergie tel que la chaleur ou bien l'électricité et non pas une source d'énergie comme le pétrole ou le charbon [19].

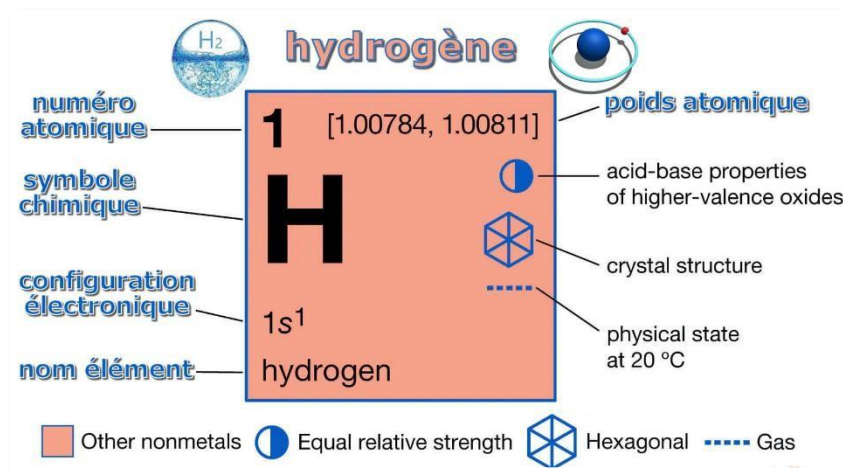


Fig. I. 7 : Hydrogène

I.6.1 Propriétés :

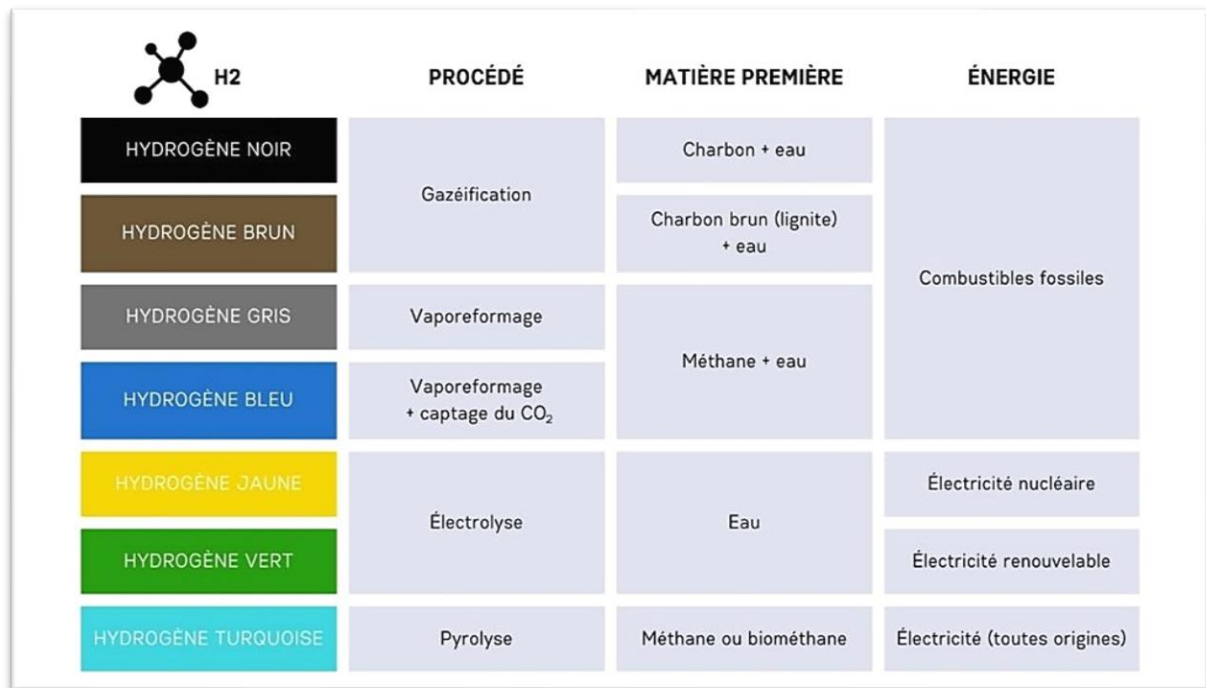
Le **Tableau. I. 2** résume les caractéristiques principales du dihydrogène [20] où communément appelé « hydrogène » :

Tab. I. 2 : Les caractéristiques de l'hydrogène

Propriété	Valeur
PCI (pouvoir calorifique inférieur)	10 800 kJ/Nm ³ - 119 930 kJ/kg 3.00 kWh/Nm ³ -33.33 kWh/kg
PCS (pouvoir calorifique supérieur)	12 770 kJ/Nm ³ -141 860 kJ/kg 3.55 kWh/Nm ³ -39.41 kWh/kg
Densité gazeuse À 20,3K	1.34 kg/m ³
Densité gazeuse À 273K	0.08988 kg/Nm ³
Densité liquide À 20.3K	70.79 kg/m ³
Energie théorique de liquéfaction	14 112 J/g (3.92kWh/kg)
Température d'auto-inflammation dans l'air	858K
Température de flamme dans l'air À 300K	2 318K
Limite d'inflammabilité dans l'air	4-75
Limite de détonation dans l'air (VOL %)	13-65
Vitesse de détonation dans l'air	2.0 km/s

I.6.2 Les méthodes de production d'hydrogène

Afin de produire de l'hydrogène il faut passer par un des procédés exposés dans la **Figure. I. 8**. L'hydrogène est l'élément chimique le plus répandu sur la planète. Il se trouve toujours combiné à d'autres composants chimiques mais très rarement sous une forme moléculaire pure [21].




 H ₂	PROCÉDÉ	MATIÈRE PREMIÈRE	ÉNERGIE
HYDROGÈNE NOIR	Gazéification	Charbon + eau	Combustibles fossiles
HYDROGÈNE BRUN		Charbon brun (lignite) + eau	
HYDROGÈNE GRIS	Vaporeformage	Méthane + eau	
HYDROGÈNE BLEU	Vaporeformage + captage du CO ₂		
HYDROGÈNE JAUNE	Électrolyse	Eau	Électricité nucléaire
HYDROGÈNE VERT			Électricité renouvelable
HYDROGÈNE TURQUOISE	Pyrolyse	Méthane ou biométhane	Électricité (toutes origines)

Fig. I. 8. Les couleurs de l'hydrogène

I.6.2.1 Reformage par la vapeur d'eau

C'est la technique la plus utilisée au niveau des installations de grande capacité. Ce procédé consiste à craquer les composés carbonés (hydrocarbures), tel le méthane, en présence de la vapeur d'eau et de la chaleur [22].

L'eau décompose l'hydrocarbure à l'aide d'un catalyseur (en nickel) en monoxyde de carbone (CO) et hydrogène (H₂) à des températures de l'ordre de 750 - 1000°C et sous une pression de la vapeur d'eau (2,5 MPa).

Après l'étape de vaporeformage s'en suit la réaction de gaz à l'eau, son principe consiste à oxyder le monoxyde de carbone pour former le dioxyde de carbone et l'hydrogène en présence de la vapeur d'eau, à des températures inférieures (200 - 475°C).

Le bilan de ces deux réactions ($\text{CH}_4 + 2 \text{H}_2\text{O} \longrightarrow \text{CO}_2 + 4\text{H}_2$) (I.1) conduit alors à l'émission de 0,25 mole de CO₂ pour chaque mole d'hydrogène produite.

I.6.2.2 Gazéification du charbon

Il s'agit du procédé de gazéification du charbon, qui est une technique utilisée pour convertir le charbon en un mélange de gaz contenant principalement du monoxyde de carbone (CO) et de l'hydrogène (H₂). Ce procédé est réalisé en deux étapes principales : la pyrolyse et la gazéification [23].

La pyrolyse consiste à chauffer le charbon à des températures élevées (entre 500 et 900°C) en l'absence d'air, ce qui provoque sa décomposition en différents composés volatils (tels que H₂ et CH₄), en vapeurs condensables (comme des huiles et des goudrons) et en résidus solides (comme le coke).

La gazéification, quant à elle, implique la réaction des résidus solides (le coke) avec de l'oxygène et de la vapeur d'eau, ce qui produit un gaz de synthèse contenant du CO, de l'H₂, du CO₂, de l'H₂O, du CH₄, du H₂S, du NH₃ et d'autres gaz.

Ce gaz de synthèse peut ensuite être utilisé pour produire de l'hydrogène par reformage.

Cependant, il convient de noter que ce procédé permet la production d'un hydrogène de pureté moyenne. Cette production s'accompagne comme précédemment de la production de CO et CO₂ et même de sulfures et de gaz à base d'azote.

I.6.2.3 Gazéification de la biomasse

La biomasse végétale, qui comprend tous les types de végétaux tels que le bois et la paille, représente une source d'hydrogène importante. Elle peut être soumise à un traitement de pyrolyse et de gazéification similaire à celui utilisé pour le charbon, et contient en moyenne 19 kJ/g une fois séchée [24].

Cette approche est intéressante car la quantité de CO₂ produite pendant la conversion de la biomasse en hydrogène est approximativement équivalente à celle que les plantes absorbent pendant leur croissance, ce qui donne un bilan écologique nul.

Cependant, la production d'hydrogène à partir de la biomasse est en concurrence avec la production de biocarburants ou de précurseurs pour l'industrie.

I.6.2.4 Dissociation thermique de l'eau et cycles thermochimiques

La dissociation thermique de l'eau et les cycles thermochimiques consistent à séparer l'eau en oxygène et en hydrogène à une température inférieure à celle de sa décomposition directe par thermolyse. Pour ce faire, plusieurs réactions chimiques en deux ou trois étapes sont nécessaires [25].

Dans un cycle en deux étapes typiques, un oxyde métallique est d'abord réduit pour produire de l'oxygène [26]. Ensuite, cet oxyde métallique réduit (ou métal) est oxydé par la vapeur d'eau pour produire de l'hydrogène et retrouver son degré d'oxydation initial. Il s'agit d'un cycle car les composés chimiques intermédiaires utilisés pour décomposer la molécule d'eau sont restitués, et le bilan global est donné par :



Bien que la faisabilité de ce procédé ait été démontrée à petite échelle, son engouement a diminué récemment car les réactifs chimiques et les températures utilisées imposent des matériaux et des réacteurs coûteux, ce qui entraîne un coût prohibitif pour l'hydrogène produit.

I.6.2.5 Électrolyse de l'eau

Le principe de ce processus consiste à utiliser un courant électrique pour initier la décomposition de la molécule d'eau. Cette réaction de décomposition de l'eau est ensuite divisée en deux demi-réactions électrochimiques, qui génèrent de l'oxygène et de l'hydrogène en manipulant des électrons et des ions [27]. Les technologies spécifiques utilisées peuvent varier en fonction du type d'ions impliqués dans chaque demi-réaction (H^+ ou OH^-) et de l'électrolyte utilisé pour le transport des ions et la séparation des demi-réactions [28].

I.6.2.6 Récapitulatif

Plusieurs techniques de production d'hydrogène ont été développées à différents niveaux de maturité. Les méthodes actuelles de production d'hydrogène génèrent d'importantes émissions

de gaz à effet de serre **Figure. I. 9**, ce qui souligne la nécessité de rechercher des méthodes de production alternatives plus durables sur le plan environnemental [40].

Un résumé des caractéristiques de chacune de ces techniques est présenté dans le **Tableau. I. 3** :

Tab. I. 3 : Les méthodes de production de l'hydrogène

Méthode de production	Reformage du méthane	Gazéification du charbon	Gazéification de la Biomasse	Cycles thermo-chimiques	Electrolyse de l'eau
Degré de Maturité	Commercial	Commercial	prototype	R&D	Commercial et R&D
Contribution à la prod. mondiale en 2009 (%)	78	18	-	-	4
Capacité des installations Volume H ₂ (Nm ³ /h)	100 000	100 000	40 000	150	Jusqu'à 800
Emission de CO ₂ associée	Forte	Forte	Forte mais avec un écobilan nul	Faible et indirecte	Faible et indirecte

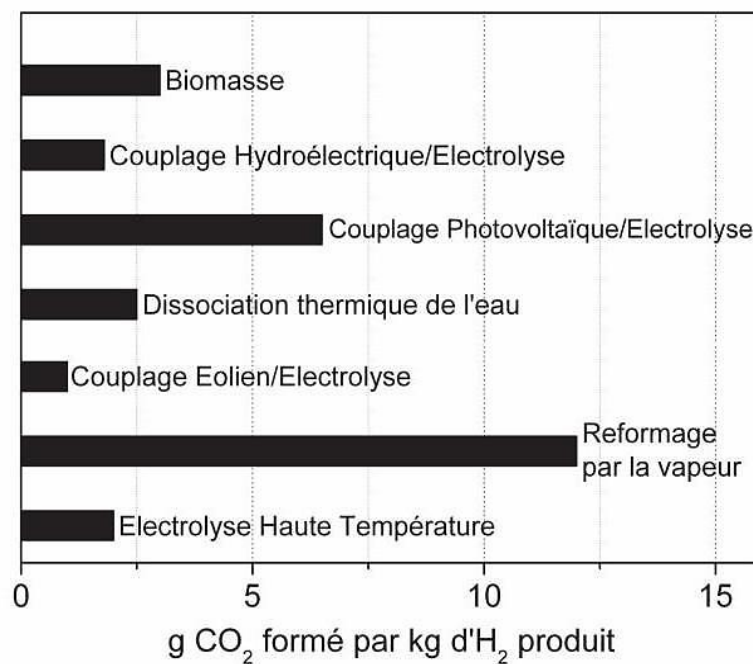


Fig. I. 9 : Emissions du dioxyde de carbone pour les procédés de production d'hydrogène

Donc, le processus de production d'hydrogène par électrolyse, en utilisant uniquement de l'eau, de l'oxygène et de l'hydrogène, et en excluant d'autres composés chimiques, est considéré comme une approche plus souhaitable pour produire de l'hydrogène respectueux de l'environnement, par opposition aux cycles thermochimiques.

I.7 Le mélange H_2-CH_4 :

I.7.1 Propriétés du gaz naturel :

Le **Tableau. I. 4** résume les caractéristiques principales du gaz naturel [29]:

Tab. I. 4 : Les caractéristiques du gaz naturel

Propriété	Valeur
Masse molaire	16,043 kg/kmol
Densité (gaz)	0,65 kg/m ³
Densité (liquide)	430-470 kg/m ³
Gravité spécifique	0,555
Viscosité (à 25°C)	1,11 10 ⁻⁵ Pa s
Coefficient de diffusion dans l'air	0,16 cm ² /s
Densité énergétique	50 MJ/kg
Pouvoir calorifique (PCI)	34 MJ/m ³
Pouvoir calorifique supérieur (PCS)	37,8 MJ/m ³
Limite de flammabilité dans l'air	5-15 Vol %
Limite de détonation dans l'air	6,3-14 Vol. %
Énergie minimale d'ignition par étincelle	0,29 MJ
Température d'auto-inflammation	810 K
Vitesse de flamme laminaire	0,4 m/s
Capacité thermique spécifique	2,22 J/ (g.K)
Ratio de capacité thermique spécifique	1,308
Température de flamme dans l'air	2148 K
Solubilité dans l'eau	0,025 kg/m ³

I.7.2 Introduction au mélange d'hydrogène vert et de gaz naturel :

Le besoin croissant de décarbonisation a conduit au développement de plusieurs stratégies visant à réduire les émissions de gaz à effet de serre. L'une de ces stratégies consiste à mélanger de l'hydrogène vert au gaz naturel. L'hydrogène vert, produit par électrolyse de l'eau à l'aide d'énergies renouvelables, est un carburant sans émissions. En le mélangeant au gaz naturel, qui est un combustible fossile, on peut réduire les émissions et créer un bouquet énergétique plus durable [30].

a-Avantage du mélange :

Réduction des émissions de gaz à effet de serre : Le mélange d'hydrogène vert avec le gaz naturel peut réduire de manière significative l'empreinte carbone du gaz naturel. La combustion du gaz naturel produit du dioxyde de carbone, un puissant gaz à effet de serre qui contribue au changement climatique. Toutefois, lorsque l'hydrogène vert est mélangé au gaz naturel, il réduit la quantité de dioxyde de carbone émise lors de la combustion. En remplaçant une partie du gaz naturel par de l'hydrogène vert, il est possible d'obtenir un mélange énergétique plus durable avec moins d'émissions de gaz à effet de serre [31].

Renforcer la sécurité énergétique : Le mélange d'hydrogène vert et de gaz naturel peut renforcer la sécurité énergétique. Le gaz naturel est une ressource limitée et sa production et son transport sont soumis à des facteurs géopolitiques et économiques. Toutefois, l'hydrogène vert peut être produit localement à l'aide de sources d'énergie renouvelables, ce qui réduit la dépendance à l'égard des hydrocarbures. Cela renforce la sécurité énergétique et crée un approvisionnement en énergie plus stable [32].

Accroître l'intégration des énergies renouvelables : Le mélange d'hydrogène vert et de gaz naturel peut accroître l'intégration des énergies renouvelables dans le réseau. Les sources d'énergie renouvelables telles que le vent et le soleil étant intermittentes, elles ne peuvent pas assurer un approvisionnement énergétique stable. En revanche, lorsque l'hydrogène vert est produit à partir d'énergies renouvelables et mélangé au gaz naturel, il crée un approvisionnement énergétique plus stable. Cela permet une plus grande intégration des sources d'énergie renouvelables dans le réseau, ce qui contribue à décarboniser le secteur de l'énergie [33].

b-Défis liés au mélange :

Au cœur des enjeux énergétiques actuels, le mélange d'hydrogène vert et de gaz naturel pose des défis de premier ordre à résoudre :

Compatibilité avec l'infrastructure existante : L'infrastructure de gaz naturel existante peut ne pas être compatible avec l'hydrogène vert. Les gazoducs et les installations de stockage de gaz naturel peuvent nécessiter des modifications pour permettre l'ajout d'hydrogène vert. Cela peut augmenter les coûts du processus de mélange et nécessiter des investissements importants dans l'infrastructure

Problèmes de sécurité : Le mélange d'hydrogène vert avec le gaz naturel nécessite un examen attentif des questions de sécurité. L'hydrogène est hautement inflammable et nécessite une manipulation et un stockage particuliers. Le gaz naturel a également ses propres problèmes de sécurité, et le fait de le mélanger à l'hydrogène peut accroître la complexité des mesures de sécurité requises. Il est essentiel de s'assurer que le processus de mélange est mené en toute sécurité et que les mesures de sécurité appropriées sont mises en place.

Fiabilité et disponibilité : La fiabilité et la disponibilité de l'hydrogène vert peuvent constituer un défi. L'hydrogène vert est produit par électrolyse de l'eau à l'aide d'une énergie renouvelable qui dépend des conditions météorologiques. Cela signifie que la disponibilité de l'hydrogène vert peut fluctuer, ce qui peut avoir un impact sur la fiabilité de l'approvisionnement en énergie. Cela nécessite une gestion et une planification minutieuses afin de garantir la disponibilité d'une quantité suffisante d'hydrogène vert pour répondre à la demande [34].

I.7.3 Méthodes pour mélanger l'hydrogène au gaz naturel :

Il existe plusieurs méthodes pour mélanger l'hydrogène avec le gaz naturel, chacune avec ses avantages et ses inconvénients. Le choix de la méthode dépendra de plusieurs facteurs, tels que la quantité d'hydrogène à mélanger, les coûts d'investissement et les exigences de performance de l'équipement.

a-Mélange direct : Cette méthode consiste à mélanger directement de l'hydrogène avec du gaz naturel dans une proportion donnée. Cette méthode est la plus simple et la plus couramment utilisée pour le moment. Elle nécessite toutefois une modification des réseaux de distribution de gaz naturel pour permettre la transmission de gaz contenant de l'hydrogène. Cette méthode

est également limitée par le pourcentage d'hydrogène pouvant être mélangé au gaz naturel sans affecter la performance de l'équipement.

b-Par combustion : Cette méthode consiste à brûler de l'hydrogène avec du gaz naturel dans une chambre de combustion. Elle est plus complexe que le mélange direct et nécessite des équipements supplémentaires tels que des injecteurs de gaz, des régulateurs de pression et des vannes de contrôle. Cependant, cette méthode offre une meilleure combustion et une réduction plus importante des émissions de gaz à effet de serre.

c-Mélange indirect : Cette méthode implique la production d'un mélange de gaz synthétique contenant de l'hydrogène à partir de gaz naturel. Ce mélange est ensuite mélangé au gaz naturel dans des proportions appropriées. Cette méthode est plus coûteuse que les autres, mais elle peut être utilisée pour produire des mélanges de gaz avec un pourcentage d'hydrogène plus élevé.

d-Injection d'hydrogène : Cette méthode consiste à injecter de l'hydrogène pur dans le réseau de gaz naturel. Elle est plus avancée et nécessite des équipements supplémentaires tels que des compresseurs, des sécheurs et des filtres. Cette méthode est plus efficace pour augmenter le pourcentage d'hydrogène dans le gaz naturel, mais elle nécessite des coûts d'investissement plus élevés [35].

I.7.4 Exigences de pureté de l'hydrogène pour le mélange avec le gaz naturel

a-Pureté : La pureté de l'hydrogène utilisé pour le mélange avec le gaz naturel est une exigence critique car des impuretés peuvent affecter la sécurité, la fiabilité et la durée de vie des équipements et des conduites. L'hydrogène doit être pur à 99,9% pour éviter la corrosion des tuyaux et la formation de dépôts dans les équipements. Des impuretés telles que l'oxygène, le dioxyde de carbone, le monoxyde de carbone, le soufre, le chlorure d'hydrogène et les particules solides doivent être éliminées. Les procédés de purification incluent la filtration, l'adsorption, la catalyse et la cryogénie [36].

b-Teneur en humidité : L'hydrogène doit être sec avant d'être mélangé au gaz naturel. L'eau peut geler dans les équipements de transport à basse température et obstruer les conduites. L'humidité peut également réagir avec certaines impuretés et former des composés corrosifs.

La teneur en humidité de l'hydrogène doit être inférieure à 10 ppm (parties par million) pour éviter ces problèmes. Des techniques de séchage comme la cryogénie, l'adsorption ou la distillation sont utilisées pour réduire la teneur en humidité de l'hydrogène [37].

c-Impuretés : L'hydrogène peut contenir des impuretés qui peuvent affecter la sécurité et la fiabilité des équipements et des conduites. Les impuretés courantes comprennent l'oxygène, le dioxyde de carbone, le monoxyde de carbone, le soufre, le chlorure d'hydrogène et les particules solides [38]. La teneur en impuretés doit être inférieure à un certain niveau pour éviter la corrosion des équipements, la formation de dépôts et la dégradation de la qualité du gaz naturel. Les niveaux acceptables d'impuretés sont déterminés par les spécifications des équipements utilisés pour le mélange et les normes de qualité du gaz naturel.

d-Pression : La pression de l'hydrogène doit être compatible avec la pression du gaz naturel pour permettre un mélange homogène. La pression de l'hydrogène doit être réglée en fonction de la pression de service du gaz naturel. Une pression excessive peut provoquer des fuites et des ruptures dans les équipements, tandis qu'une pression insuffisante peut entraîner des problèmes de mélange et de combustion. Les installations de mélange doivent être équipées de régulateurs de pression pour maintenir une pression stable et sûre [39].

L'adoption de l'hydrogène vert offre une opportunité prometteuse pour une production de verre plus durable et respectueuse de l'environnement, favorisant ainsi la poursuite de la transition vers une industrie plus verte et plus responsable.

Chapitre II : Formulation et dimensionnement

Formulation et dimensionnement

Dans ce deuxième chapitre, nous abordons la formulation et le dimensionnement d'une installation hybride innovante. Cette installation combine des panneaux photovoltaïques avec une connexion au réseau électrique pour alimenter des électrolyses qui produisent de l'hydrogène. L'objectif ultime de cette installation est de fournir de l'hydrogène pour l'alimentation partielle du four de fusion dans le processus de fabrication du verre.

II.1 Chaîne énergétique

Il est important de noter que l'hydrogène est considéré comme "vert" lorsqu'il est généré à partir de sources d'énergie renouvelable, telles que l'énergie solaire, éolienne ou issue de la biomasse [40]. Cela permet de réduire les émissions de gaz à effet de serre et de promouvoir une transition vers une économie bas-carbone. Voici quelques-unes des principales chaînes de production **Figure. II. 1**

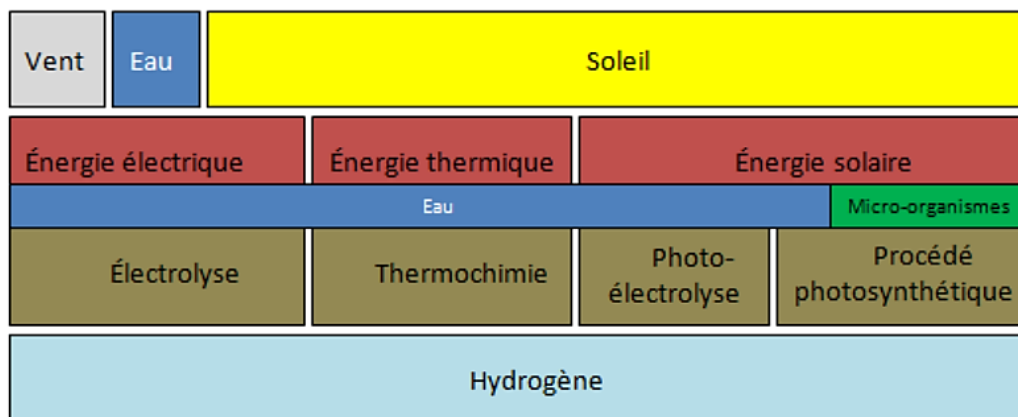


Fig. II. 1 : Différentes chaînes de production d'hydrogène

Notre étude consiste à concevoir et dimensionner une installation de compensation solaire. Cette installation vise à exploiter l'énergie solaire en convertissant le rayonnement solaire en électricité grâce à des panneaux photovoltaïques. L'objectif est de fournir une source d'électricité fiable en utilisant intelligemment le réseau électrique lorsque la production solaire est insuffisante.

Dans notre schéma de l'installation **Figure. II. 2**, nous avons prévu l'intégration d'un système de régulation afin d'optimiser la puissance extraite des panneaux solaires. Des disjoncteurs sont

également inclus dans la chaîne pour prévenir les surcharges électriques et protéger les différents sous-systèmes.

Nous envisageons d'intégrer un sélecteur intelligent qui sera chargé de répartir le courant électrique produit par les panneaux solaires en fonction des besoins des équipements et des électrolyseurs. Lorsque la ressource solaire est insuffisante pour alimenter la charge requise, le sélecteur sera programmé pour envoyer un signal au redresseur. Ce dernier permettra d'alimenter notre installation en utilisant le courant provenant du réseau électrique.

Il est important de noter que les tensions de sortie du redresseur et des panneaux photovoltaïques seront inférieures à la tension nécessaire pour alimenter les électrolyseurs. Par conséquent, nous prévoyons d'intégrer des hacheurs dans le système afin d'élever la tension à un niveau approprié.

Ces électrolyseurs auront pour fonction de produire la quantité d'hydrogène requise pour le mélange avec le gaz naturel. Ce mélange gaz naturel-hydrogène sera ensuite utilisé pour alimenter le four de fusion.

Dans le cadre de notre dimensionnement, nous avons pris la décision de ne pas utiliser de batteries pour des raisons de rentabilité. Ainsi, notre système sera conçu pour dépendre principalement de l'alimentation solaire directe, tout en utilisant le réseau électrique comme source d'appoint lorsque la production solaire est insuffisante.

Nous travaillons actuellement sur la conception détaillée de l'installation et les prochaines étapes consisteront à dimensionner les composants utilisés.

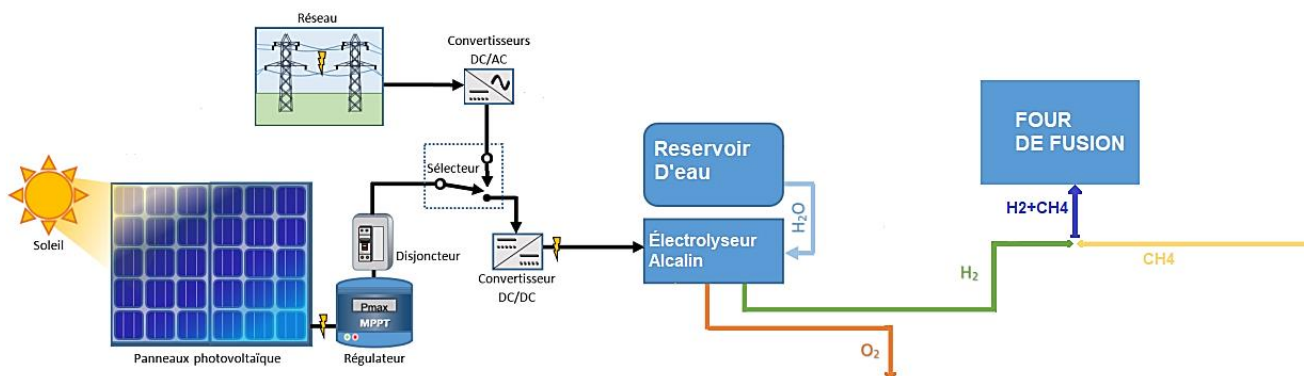


Fig. II. 2. Schéma de l'installation de compensation solaire (couplage PV-électrolyse)

II.2 Production d'hydrogène vert par électrolyse

Le processus est piloté par l'énergie électrique. La technique de l'électrolyse permet de séparer l'eau en deux composants. Ce procédé implique la décomposition de l'eau par des demi-réactions d'oxydation et de réduction situées sur deux électrodes distinctes, à savoir l'anode et la cathode. Ces électrodes sont séparées par un électrolyte conducteur ionique.

La réduction du proton entraîne la formation d'hydrogène à la cathode, tandis que l'oxydation de l'anion oxygène entraîne la production d'oxygène à l'anode. L'électrolyte facilite le transfert d'ions entre les deux électrodes. La nature de l'électrolyte détermine le type d'électrolyse [41].

II.2.1 Les types d'électrolyse de l'eau :

Trois types d'électrolyse sont actuellement développés et font l'objet de recherches **Tableau.**

II. 1 :

Tab. II. 1 : Caractéristiques principales des trois technologies

	Alcaline	Polymère	Oxyde solide
Electrolyte	KOH	Membrane polymère	Oxyde solide
Conducteur ionique	OH ⁻	H ⁺	O ²⁻ ou H ⁺
Alimentation	Eau	Eau	Eau
Température (°C)	80-200	60-100	500-1000
Degré de maturité	Commercialisée	Développement	Recherche
Equation d'oxydation	$2\text{OH}^- \rightarrow \frac{1}{2} \text{O}_2 + \text{H}_2\text{O} + 2\text{e}^-$	$\text{H}_2\text{O} \rightarrow \frac{1}{2} \text{O}_2 + 2\text{H}^+ + 2\text{e}^-$	$\text{O}^{2-} \rightarrow \frac{1}{2} \text{O}_2 + 2\text{e}^-$
Equation de réduction	$2\text{H}_2\text{O} + 2\text{e}^- \rightarrow \text{H}_2 + 2\text{OH}^-$	$2\text{H}^+ + 2\text{e}^- \rightarrow \text{H}_2$	$\text{H}_2\text{O} + 2\text{e}^- \rightarrow \text{H}_2 + \text{O}^{2-}$
Intervalle de pression (bar)	1 - 200	1 - 350	1 - 5
Densité de courant (A cm ²)	0.2 - 0.5	0-3	0-2
Pureté du gaz	99.5	99.99	99.99
Consommation électrique (kWh Nm ³)	4.5-7	4.5-7	2.5-3.5
Temps de fonctionnement (h)	90000	20000	40000
Etat du marché	Commercialisé	Prototypes	R&D

Le précédent tableau résume les différentes caractéristiques et degrés de maturité de ces types d'électrolyse de l'eau.

Le type le plus connu est l'électrolyse alcaline, qui utilise un électrolyte constitué d'une solution aqueuse alcaline. Il est déjà largement commercialisé et en cours de développement pour être couplé à des sources d'énergie intermittentes.

Le second type, l'électrolyse PEM, utilise un électrolyte constitué d'un polymère et est actuellement en phase de déploiement pré-commercial. Ce type fait toujours l'objet de nombreux projets de recherche visant à réduire le coût des catalyseurs.

Le troisième type, appelé EVHT, utilise un électrolyte à oxyde solide et offre théoriquement le meilleur rendement énergétique. Cependant, elle en est encore au stade de la R&D et constitue la technologie la moins aboutie [41].

II.3 Caractérisation de l'électrolyse alcaline

II.3.1 Le rendement

L'efficacité de l'électrolyseur alcalin est comprise entre 60 % et 70 %, tandis que l'électrolyseur à membrane échangeuse de protons (PEM) présente une efficacité légèrement supérieure de 5 %. Récemment, le CEA-Liten a déclaré que l'électrolyseur à cellule d'électrolyse à oxyde solide à haute température (SOEC) avait atteint un rendement impressionnant de 90 % grâce à l'injection de vapeur à 150 °C et à la production d'hydrogène à 700 °C.

L'électrolyse alcaline est largement reconnue comme la technique la plus répandue et la plus réglementée parmi toutes les procédures d'électrolyse de l'eau. Cet attribut fait de l'électrolyseur non seulement le plus perfectionné sur le plan technique de tous les électrolyseurs, mais également le plus rentable. Il s'agit donc de l'électrolyseur optimal pour la production d'hydrogène à grande échelle [42].

Le rendement est calculer par la formule

$$\eta = \frac{E_T}{E_R} = \frac{W_T}{W_R}$$

E_T : la quantité d'énergie théorique [J].

E_R : la quantité d'énergie réelle [J].

W_T : la puissance théorique [W].

W_R : la puissance réelle [W].

II.3.2 Les composants d'un électrolyseur alcalin

L'électrolyseur alcalin est composé de plusieurs cellules, qui peuvent être disposées en série ou en parallèle, à condition que les composants internes soient cohérents d'une cellule à l'autre.

Les principaux constituants de ce système comprennent des électrodes, l'anode étant généralement composée de nickel (Ni), de cobalt (Co) et d'acier (Fe), et la cathode étant principalement composée de nickel (Ni) avec du charbon de platine activé comme catalyseur (C-Pt).

L'électrolyte utilisé est une solution alcaline (basique), incorporant généralement de l'hydroxyde de potassium (KOH) avec une concentration en poids de 30 % en poids pour améliorer la conductivité électrique de l'électrolyte.

Une membrane, généralement en zirfon ou en oxyde de nickel (nio), facilite les performances efficaces de la cellule d'électrolyse [42].

II.3.3 Principe de fonctionnement de l'électrolyse alcaline

La séparation de l'eau en ses éléments constitutifs, hydrogène et oxygène, peut être réalisée en introduisant un courant électrique dans une cellule électrolytique. Ce procédé implique l'utilisation de deux électrodes, séparées par une membrane et immergées dans un électrolyte aqueux qui présente une excellente conductivité ionique.

Pour ce faire, une source d'alimentation en courant continu (DC) est utilisée dans la cellule électrolytique. Cela garantit que les électrodes restent chargées positivement ou négativement

tout au long du processus. Les sources d'alimentation à courant alternatif (AC) ne conviennent pas à cette fin, car elles font changer de polarité les électrodes plusieurs fois par seconde, ce qui empêche la collecte des produits de décomposition provenant de l'anode ou de la cathode.

Le choix de matériaux appropriés pour l'anode, la cathode et la membrane est essentiel pour garantir le succès de ce processus électrochimique. Ces matériaux doivent présenter une résistance à la corrosion, une conductivité électrique exceptionnelle et des propriétés catalytiques pour faciliter un transfert électrochimique efficace.

De plus, l'anode, la cathode **Figure. II. 3** et la membrane doivent présenter une faible résistance électrique, une résistance mécanique élevée et un faible taux de récupération des bulles pour favoriser des performances optimales [42].

Les réactions en milieu alcalin sont :

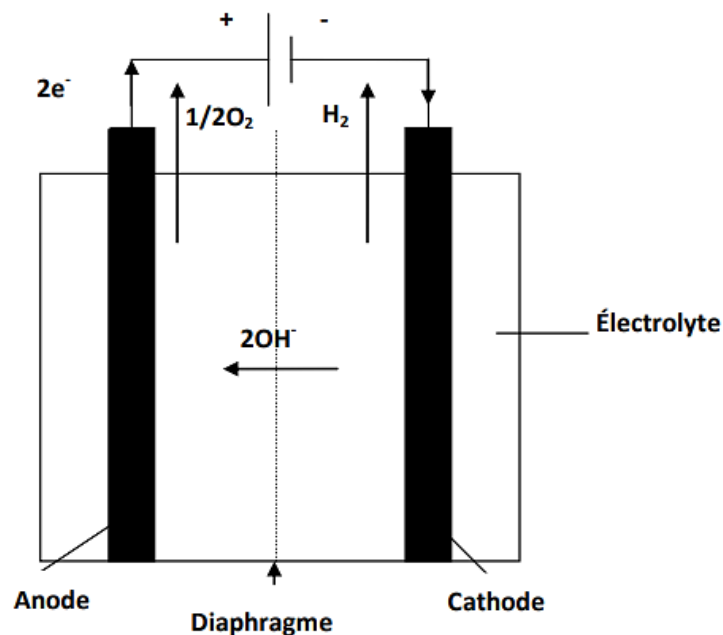
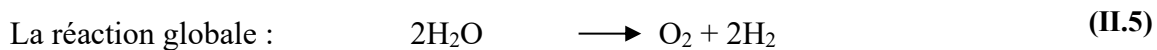
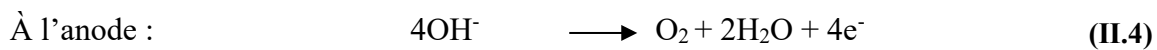
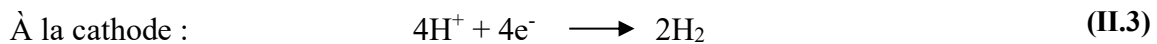
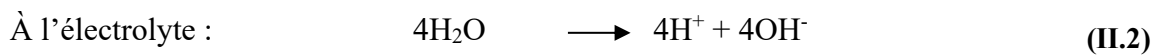


Fig. II. 3. Principe de fonctionnement de l'électrolyse alcaline

II.3.4 Étude électrochimique

II.3.4.1 Énergie nécessaire pour effectuer l'électrolyse :

L'équation qui permet de calculer l'énergie nécessaire pour effectuer l'électrolyse :

$$w_{elec} = \int_0^t U_{cell} I dt = \int_0^t U_{cell} j S dt \quad (\text{II.6})$$

w_{elec} : l'énergie [J].

U_{cell} : la tension de la cellule [V].

I : intensité du courant [A].

j : la densité de courant [A m^{-2}].

S : la surface d'électrode [m^2].

t : le temps d'électrolyse [s].

La tension de cellule est une somme de plusieurs tensions :

$$U_{cell}(j) = E_{rev}(T, p) + \sum R j + \eta_{act}(j) + \eta_{conc}(j) \quad (\text{II.7})$$

E_{rev} : la tension réversible en [V].

R : la résistance électrique en [Ωm^2].

η_{act} : la surtension d'activation [V].

η_{conc} : la surtension de concentration [V].

Le **Tableau. II. 2** résume les caractéristiques techniques des électrolyseurs alcalin par différents fabricants :

Tab.II.2 : Caractéristiques techniques des électrolyseurs alcalin par différents fabricants

	q_v (Nm ³ h ⁻¹)	q_m (kg day ⁻¹)	P (kW)	w_v (kWh Nm ⁻³)	w_m (kWh kg ⁻¹)	I (kA)	U_{cell} (V)	Φ_{elec}	Constructeur	T (°C)	p (bar)	Y (-)
Attawey (FR)	3.73	8	20	5,35	60	9	2.24	55%	Attawey		1	NaOH+Acid
NH 450	450	964	2520	5,6	63	1077	2.34	52%	NH 450	65	10	30% KOH
McLyzer 400-30 (FR)	400	857	2000	4,43	56	957	2.09	59%	McPhy		1-30	NaOH/KOH
Hydrotechnick (DE)	300	643	1320	4,6	52	718	2	63%	Hydrotechnick	95	15	30% KOH
HySTAT-100-10 (CND)	100	214	600	6	67	239	2.51	59%	Hydrogenics		10-27	30% KOH
NEL C-300 (NOR)	300	643	1320	4,4	49	718	1.84	67%	NEL Hydrogen	80	1-200	25% KOH
ZDQ-600 (IND)	600	1285	2760	4,6	52	1500	2	63%	Nuberg	95+/5°	15-20	30% KOH
FDQ400(CHN)	400	857	1760	4,4	49	1800	1.84	67%	TMHE	90	30	30% KOH

II.3.4.2 Thermodynamique de l'électrolyse :

En supposant qu'une réaction électrochimique [42] se produise dans des conditions isothermes, le concept d'enthalpie **Figure. II. 5** peut être formulé de la manière suivante :

$$\Delta G(T) = \Delta H(T) - T\Delta S(T) \quad (\text{II.8})$$

ΔG : enthalpie libre de formation [J mol⁻¹].

ΔH : enthalpie de formation [J mol⁻¹].

T : température [K].

ΔS : entropie de formation [J mol⁻¹ K⁻¹].

II.3.4.3 La tension de cellule réversible :

La tension minimale ou réversible **Figure. II. 4** d'une cellule d'électrolyseur correspond à l'énergie libre (ΔG) nécessaire pour décomposer la molécule d'eau.

La corrélation entre ces deux paramètres est établie via la formule suivante.

$$E_{rev} = \frac{\Delta G^0}{nF} \quad (\text{II.9})$$

E_{rev} : voltage réversible pour électrolyser l'eau [V]

F : constante de Faraday ; $F = 96487$ [C/mol]

n : nombre d'électrons échangés lors de la réaction (ici $n=2$)

Avec

$$\begin{aligned} E_{rev}(T, P) = E_{rev}(T, 1bar) &+ \frac{RT}{nF} \ln((P - PW)^{1.5} \frac{PW^*}{PW}) \\ &+ (P - PW) \left(21.661 \cdot 10^{-6} - \frac{5.471 \cdot 10^{-3}}{T} \right) + (P \\ &- PW)^2 \left(-\frac{6.289 \cdot 10^{-6}}{T} + \frac{0.135 \cdot 10^{-3}}{T^{1.5}} + \frac{2.547 \cdot 10^{-3}}{T^2} - \frac{0.4825}{T^3} \right) \end{aligned} \quad (\text{II.10})$$

$$E_{rev}(T, 1bar) = 1.50342 - 9.956 \cdot 10^{-4}T + 2.5 \cdot 10^{-7}T^2 \quad (\text{II.11})$$

$$PW = T^{-3.498} \exp\left(37.93 - \frac{6426.32}{T}\right) \exp(0.016214 - 0.13802 C + 0.1933 C^{1/2}) \quad (\text{II.12})$$

$$PW^* = T^{-3.4159} \exp\left(37.043 - \frac{6275.7}{T}\right) \quad (\text{II.13})$$

C : concentration [mol m⁻³].

PW^* : pression de vapeur de l'eau pur [bar].

PW : pression de l'électrolyte [bar].

II.3.4.4 La tension thermo-neutre :

La tension thermo-neutre correspond au fonctionnement isotherme de l'électrolyseur. Cette tension **Figure. II. 4** ne dépend que faiblement de la température. Elle est donnée par la formule suivante :

$$E_{th} = \frac{\Delta H^0}{nF} \quad (\text{II.14})$$

E_{th} : tension thermo-neutre [V].

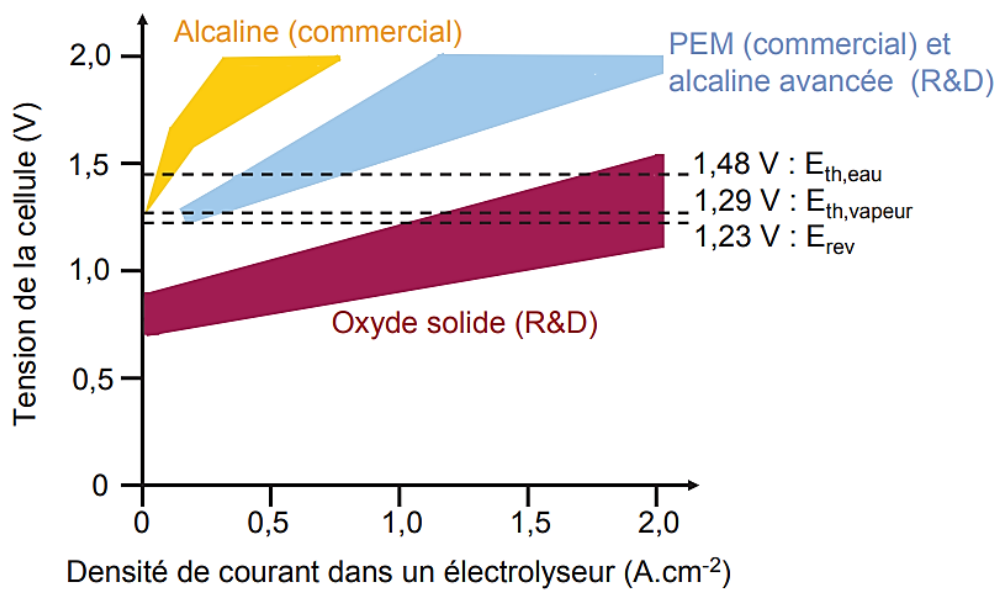


Fig. II. 4 : Gamme de polarisations typiques observées dans la littérature de cellules d'électrolyse.
 $E_{th,eau}$ et $E_{th,vapeur}$ sont, respectivement, les potentiels thermo-neutres de l'eau liquide et de la vapeur d'eau. E_{rev} , est le potentiel réversible de l'électrolyse de l'eau à l'état standard.

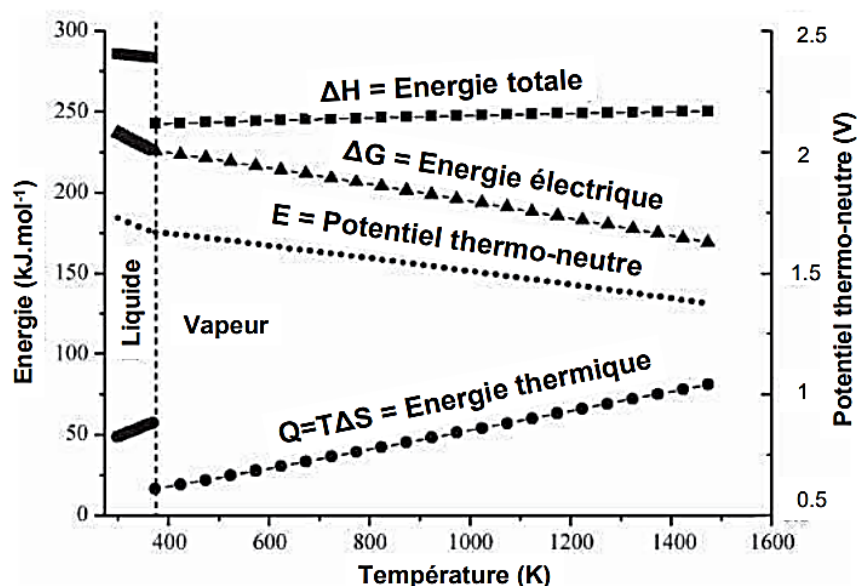


Fig. II. 5 : Évolution des paramètres thermodynamiques régissant l'équation d'électrolyse de l'eau

L'utilisation de températures élevées peut produire une tension réversible réduite. Inversement, une pression accrue et une fraction massique plus importante amplifient la tension réversible. D'un point de vue purement thermodynamique, il est recommandé d'utiliser des températures élevées à pression ambiante et de faibles fractions massiques. Néanmoins, la pression et la fraction massique ont des effets bénéfiques sur la tension de la cellule, tandis que la température peut avoir des effets néfastes [42].

II.3.4.5 Surtension d'activation :

La surtension d'activation se rapporte à l'énergie d'activation de la réaction électrochimique qui se produit à la fois à la cathode et à l'anode, résultant de la résistance rencontrée à l'interface électrolyte-électrode. Cette surtension augmente de façon logarithmique en fonction de la densité de courant. L'utilisation d'électro-catalyseurs appropriés peut potentiellement réduire cette surtension.

Un électro-catalyseur est un matériau qui fournit une faible voie d'activation pour une réaction électrochimique spécifique. L'activité catalytique dépend de la configuration électronique du catalyseur et de la structure de surface, en particulier de la structure nanométrique et micrométrique.

L'équation qui diminue l'interligne donne l'évolution de la surtension d'activation en fonction de la densité de courant est la loi de Butler-Volmer :

$$j = n F (k_{cath}^o \text{Exp}\left(-\frac{\alpha_{cath} z F \eta_{act}}{R_G T}\right) C_{ox}^{ed} - k_{an}^o \text{Exp}\left(\frac{\alpha_{an} z F \eta_{act}}{R_G T}\right) C_{red}^{ed}) \quad (\text{II.15})$$

C_{ox}^{ed} : la concentration de l'oxydant à l'électrode [mol m^{-3}].

C_{red}^{ed} : la concentration du réducteur à l'électrode [mol m^{-3}].

k_{cath}^o : le coefficient de vitesse de réaction cathodique [m s^{-1}].

k_{an}^o : le coefficient de vitesse de réaction anodique [m s^{-1}].

R_G : la constante des gaz parfait [$\text{J K}^{-1} \text{mol}^{-1}$].

α_{cath} : le coefficient de transfert de charge de réaction cathodique.

α_{an} : le coefficient de transfert de charge de réaction anodique.

F : constante de Faraday [C mol^{-1}].

Z : nombre d'électron échangé pour une réaction.

II. 3. 4. 6 Chute ohmique :

Le phénomène de chute ohmique provient de la résistance inhérente de l'électrolyte aux transferts d'ions ou des électrodes de connexion aux transferts d'électrons. Ce phénomène dépend de divers facteurs, notamment de la composition de l'électrolyte et de la membrane, de la distance entre les électrodes et des matériaux utilisés dans les électrodes [42].

$$R = \frac{2h}{\sigma} \quad (\text{II.16})$$

h : l'épaisseur d'électrolyte [m].

σ : la conductivité électrique [S m^{-1}].

Les résistances des électrodes induites par les connectiques et les électrodes sont souvent négligées, car les conductivités des métaux dépassent la conductivité des membranes ou des électrolytes d'un facteur 10^5 . Néanmoins, à des densités de courant élevées, ce problème devient de plus en plus important.

II.3.4.7 Surtension de concentration

Le phénomène de surtension peut provenir soit d'une insuffisance de réactif, soit d'une concentration excessive des produits de réaction. Dans le contexte des systèmes électrochimiques tels que les électrolyseurs en cuivre, la densité de courant limite représente un seuil critique au-delà duquel le taux de consommation à l'électrode est égal au taux de diffusion. Par conséquent, le transfert d'espèces devient le facteur limitant et empêche toute nouvelle augmentation de la densité du courant.

$$j_{lim} = Z F k C_{bulk} \quad (\text{II.17})$$

j_{lim} : la densité de courant limite [A m^{-2}].

k : le coefficient de transfert de masse [m s^{-1}].

C_{bulk} : la concentration d'ion dans le bulk [mol m^{-3}].

Lorsqu'une réaction d'électrolyse se produit, la solution électrolytique à proximité immédiate de l'électrode atteint rapidement le point de saturation par rapport au gaz dissous, qu'il s'agisse d'oxygène ou d'hydrogène, et le dépasse de manière significative, ce qui entraîne une sursaturation. L'étendue de la sursaturation peut aller de 300 à 400, selon la théorie de Nernst. Par conséquent, ce degré élevé de sursaturation provoque une surtension.

$$\eta_{conc} = \frac{R_G T}{z F} \ln \left(\frac{C}{C_{sat}} \right) \quad (\text{II.18})$$

C_{sat} : la concentration de saturation du gaz dissout [mol m^{-3}].

II. 3. 4. 8 Phénomène diphasique

Lorsque le processus d'électrolyse commence, des substances gazeuses sont produites à l'état de dissolution. Une fois que le niveau de concentration atteint un certain point de sursaturation, l'apparition de bulles devient évidente. La manifestation de ces bulles exerce une influence significative sur toutes les surtensions. L'existence d'une bulle peut être classée en trois étapes distinctes, à savoir la nucléation, la croissance et le départ. Nous allons donc voir l'**impact des bulles sur l'efficacité de l'électrolyse**

Les bulles peuvent avoir un impact significatif sur l'efficacité de l'électrolyse de plusieurs façons :

- a- **Contribution à la chute ohmique** : Les bulles adhérant à l'électrode créent un écran qui augmente la résistance, empêchant ainsi le courant d'accéder au site électrocatalytique. De plus, les bulles dispersées dans l'électrolyte augmentent le trajet des ions, ce qui entraîne une résistance supplémentaire.
- b- **Contribution à la surtension d'activation** : À faible densité de courant, la résistance supplémentaire causée par les bulles peut être responsable de la surtension d'activation.
- c- **Contribution à la surtension de concentration** : Les bulles peuvent faciliter le transfert de masse des produits surchargés de la phase dissoute à la phase gazeuse, réduisant ainsi la sursaturation et la surconcentration des réactifs.

Cependant, lorsque les bulles empêchent les ions d'accéder aux sites électrocatalytiques, un effet capacitif d'accumulation de charge peut se produire, appelé "*effet d'anode*". Cela peut entraîner des problèmes tels que la corrosion de l'anode ou la formation de produits indésirables. Pour éviter ces problèmes, des anodes spécialement conçues pour l'électrolyse, telles que des anodes en platine ou en dioxyde de plomb, sont souvent utilisées.

- d- **Impact sur la thermique** : La présence du nuage de bulles et des bulles qui adhèrent à l'électrode servent non seulement à protéger la surface, mais également à créer un *effet Joule* qui peut poser des difficultés lorsque la zone filtrée s'étend. Par conséquent, dans des conditions de densité de courant élevée, il y a une plus grande dissipation d'énergie thermique qui peut entraîner l'élévation de la température de l'électrode et l'ébullition de l'électrolyte.[42].

II. 4 Performance de l'électrolyseur

II. 4. 1 Irréversibilités présentes dans une cellule d'électrolyse

La tension d'électrolyse est invariablement supérieure à la tension réversible en raison des nombreuses irréversibilités inhérentes au procédé, comme le montre la **Figure. II. 6** qui met en évidence une représentation schématique de toutes ces irréversibilités [43].

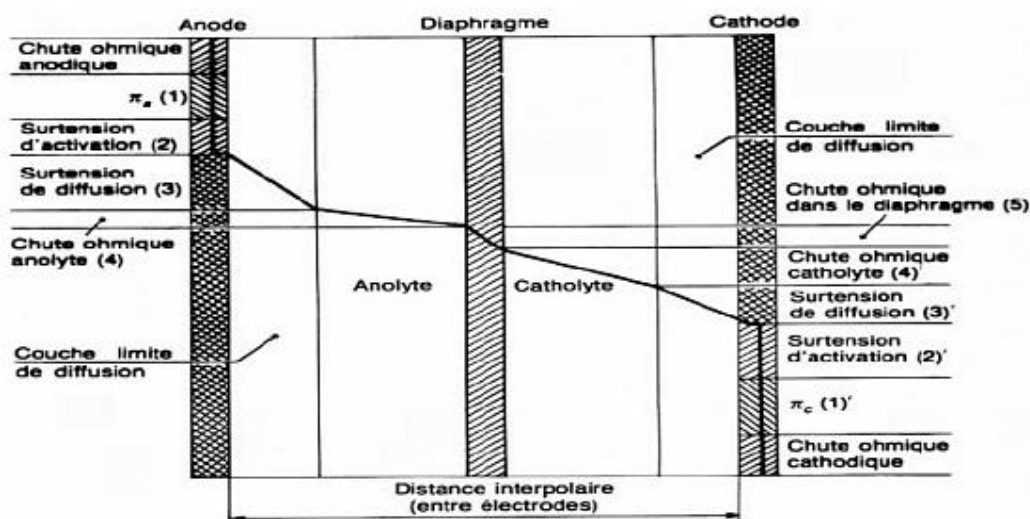


Fig. II. 6 : Irréversibilités présentes dans une cellule d'électrolyse

II.4.2 Effet de la température sur la tension d'électrolyse

Des études expérimentales menées sur l'électrolyse révèlent que les différentes irréversibilités inhérentes à une cellule d'électrolyse sont réduites avec l'augmentation de la température de fonctionnement de l'électrolyseur. Par conséquent, la résistance ionique prépondérante diminue, ce qui permet une réduction pratique de la tension dans l'électrolyseur et, par conséquent, une diminution de sa consommation énergétique globale. De plus, les réactions nécessitant une catalyse, telles que l'oxydation de l'eau en oxygène, en raison de leur forte irréversibilité sont également facilitées par une température élevée **Figure. II. 7**.

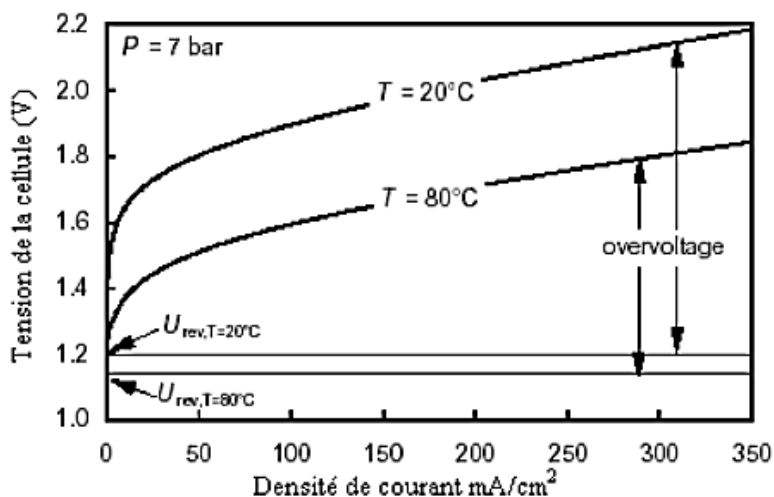


Fig. II. 7 : Influence de la température sur la tension de cellule d'un électrolyseur alcalin

L'élévation de température est limitée par la robustesse des constituants de l'électrolyseur. Une fois que la température dépasse un certain seuil, il devient indispensable de procéder à une électrolyse sous compression pour limiter les pertes d'eau dues à la vaporisation. L'image présentée ici montre la faisabilité d'acquérir un rendement élevé, voire de dépasser 100 % (à intensité réduite) dans le cas d'un apport externe d'énergie thermique à la réaction [44].

II.4.3 Effet de la pression sur la tension d'électrolyse

Bien qu'il existe une justification thermodynamique à la corrélation positive entre la pression et la tension de l'électrolyseur (et, par extension, à l'effet négatif de cette corrélation sur l'efficacité énergétique), l'impact réel d'une telle corrélation sur la tension de la cellule à température et densité de courant constantes dépend de la technologie spécifique de l'électrolyseur **Figure. II. 8**. Pour les modèles utilisant l'approche « zéro écart », c'est-à-dire avec des plaques bipolaires, la pression n'a aucune influence perceptible sur un large spectre. Cette observation remarquable permet d'encourager la production d'électrolyseurs incorporant des plaques bipolaires capables de résister à des pressions de fonctionnement supérieures à 30 bars, évitant ainsi la nécessité d'un étage de compression des gaz (qui consomme beaucoup d'énergie) pour préparer les gaz générés à des pressions de 200 bars [44].

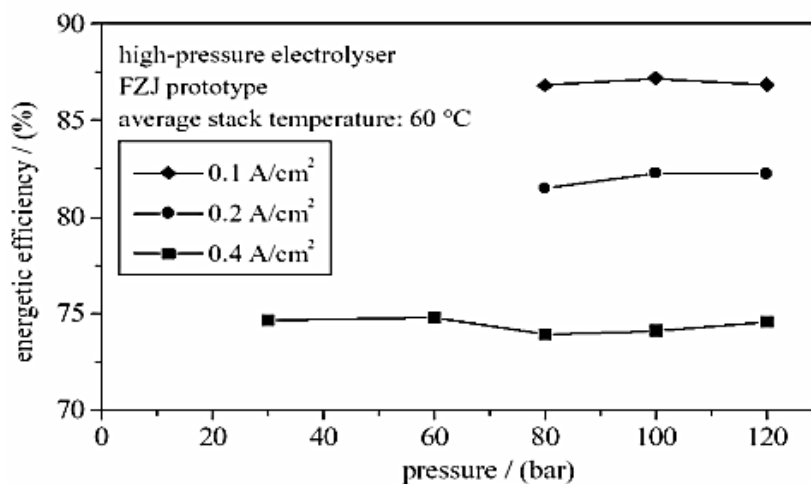


Fig. II. 8 : Influence de la pression sur la tension de cellule d'un électrolyseur alcalin a technologie zéro gap

II. 4. 4 Effet de la pression sur la pureté des gaz produits

La concentration des gaz, principalement de l'oxygène, dépend à la fois de l'intensité et de la pression, comme l'illustre la **figure. II. 9** Avec l'augmentation de la pression, la concentration d'hydrogène dans l'oxygène augmente également.

Cependant, à pression constante et à faible intensité, le taux de production d'hydrogène est faible. En raison de la petite taille moléculaire de l'H₂, le gaz diffuse à travers la membrane vers le côté anodique, où l'oxygène est produit. Ce phénomène reste constant quelle que soit son intensité. L'oxygène produit est donc moins pur à des intensités plus faibles et peut présenter un risque d'explosion si la concentration d'hydrogène dans l'oxygène dépasse le volume critique de 4 %. Par conséquent, les électrolyseurs sont généralement équipés de capteurs pour mesurer la concentration d'hydrogène dans l'oxygène produit. En fin de compte, le fonctionnement de l'électrolyseur est généralement limité à une intensité et à une puissance minimale pour empêcher la production d'un mélange explosif.

Cette intensité minimale augmente également avec la pression **Figure. II. 9**. Bien que l'augmentation de la pression de fonctionnement de l'électrolyseur soit avantageuse du point de vue énergétique, car elle élimine le besoin d'une unité de compression pour stocker les gaz

produits, réduisant ainsi la consommation électrique du système, elle compromet la qualité des gaz produits à basse vitesse[44].

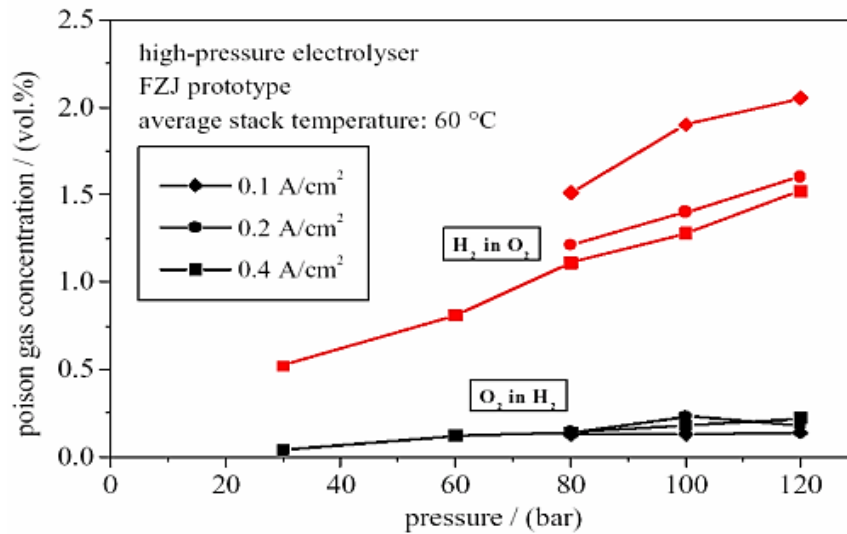


Fig. II. 9 : Influence de la pression et de l'intensité sur la pureté de gaz produits par l'électrolyseur alcalin

II. 5 Réseau photovoltaïque

Pour un système hybride comprenant un générateur d'hydrogène et un système de énergétique photovoltaïque, la quantité d'hydrogène produite est directement corrélée à la capacité des panneaux solaires à fournir de l'énergie électrique.

Cette puissance doit être suffisamment importante pour atteindre le débit d'hydrogène souhaité. Il est donc pertinent de comprendre le fonctionnement de ces capteurs photosensibles pour faciliter le dimensionnement de cette installation [45].

II.5.1 Fonctionnement

Un panneau photovoltaïque est un dispositif composé de cellules photovoltaïques qui servent à convertir l'énergie lumineuse en courant électrique.

L'effet photovoltaïque est un phénomène observable qui démontre le potentiel d'un matériau conducteur à émettre des électrons lorsqu'il est soumis à des perturbations électromagnétiques. Lorsqu'une structure est exposée à un rayonnement sous forme de photons, les électrons du matériau entrent en collision avec ces particules, ce qui entraîne leur absorption potentielle. Ce processus d'absorption entraîne une augmentation de l'énergie cinétique des électrons d'un facteur d'énergie des photons :

$$E_{ph} = h \cdot \nu. \quad (\text{II.19})$$

La libération d'un électron de son état fondamental et sa migration ultérieure vers un état d'excitation **Figure.II.10** nécessitent un niveau d'énergie connu sous le nom de « *travail d'extraction* ».

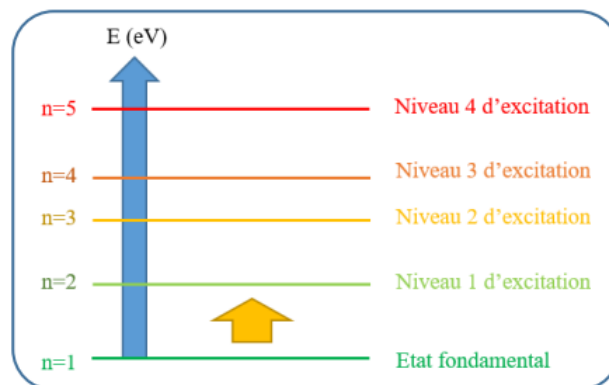


Fig. II. 10 : Représentation des différents niveaux d'énergie de l'électron

Lorsqu'un certain nombre de photons de faible énergie entrent en contact avec un électron, celui-ci ne peut pas collecter suffisamment d'énergie pour atteindre l'énergie d'extraction. Cela est dû à la dissipation rapide de leurs énergies cinétiques dans la structure sous forme de chaleur, notamment par les vibrations des atomes à l'intérieur de la structure.

Par conséquent, le photon doit transmettre suffisamment d'énergie à l'électron pendant la collision pour permettre à l'électron de changer d'état [45]. En d'autres termes, l'énergie du photon doit dépasser le travail d'extraction ($E_{ph} > W_g$).

Le fonctionnement d'un panneau photovoltaïque dépend principalement du matériau à partir duquel il est construit. La plupart des panneaux solaires actuels sont composés de silicium, un élément que l'on trouve en abondance sur Terre.

Le silicium est extrait principalement de la silice, qui est abondante dans le sable. Cet élément possède des propriétés vitales pour la production d'électricité et est actuellement le semi-conducteur le plus utilisé.

II. 5. 2 Propriétés du silicium

Le silicium, comme toute matière qui nous entoure, comprend des atomes, des particules possédant des noyaux autour desquels gravitent des électrons porteurs de charges négatives. Les électrons du silicium se déplacent dans diverses directions lorsqu'ils sont exposés à la lumière via des panneaux solaires, mais cela ne constitue pas un courant électrique circulant dans une direction spécifique.

Le dopage **Figure. II. 11** est nécessaire pour générer un tel courant dans le silicium. Ce processus entraîne la création d'un excès d'électrons (dopage de type N) ou d'un déficit d'électrons (dopage de type P). Le dopage de type N est obtenu en ajoutant des atomes de phosphore à la structure cristalline du silicium. Les couches de valence du phosphore contiennent cinq électrons, dont quatre s'associent à des atomes de silicium, laissant ainsi un électron libre et engendrant une charge négative dans la structure.

Le dopage de type P, quant à lui, consiste à injecter des atomes de bore dans la structure du silicium. Les couches de valence du bore contiennent trois électrons, dont quatre s'associent à des atomes de silicium, laissant un trou électronique libre et créant une charge positive dans la structure. Cette manipulation crée une tension électrique, les électrons passant de la borne négative (avec un surplus d'électrons) vers la borne positive (avec un déficit d'électrons) [45].

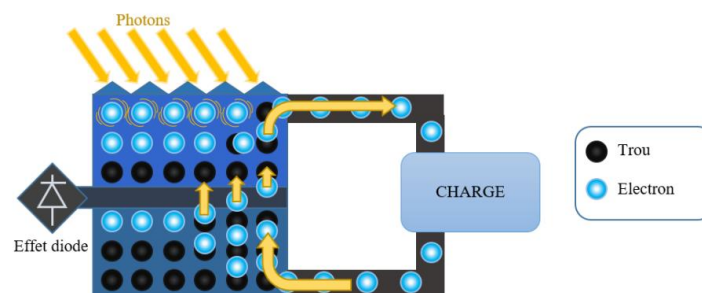


Fig. II. 11 : Circulation des électrons dans une cellule PV

II.5.3 Caractéristiques et modélisation

II.5.3.1 Modèle équivalent

Dans le but de comprendre et de répliquer les photovoltaïques, plusieurs modèles électriques sont fréquemment utilisés (un modèle illustrant cette approche est illustré à la **Figure. II. 12**). Ces modèles facilitent l'acquisition de diverses caractéristiques cellulaires.

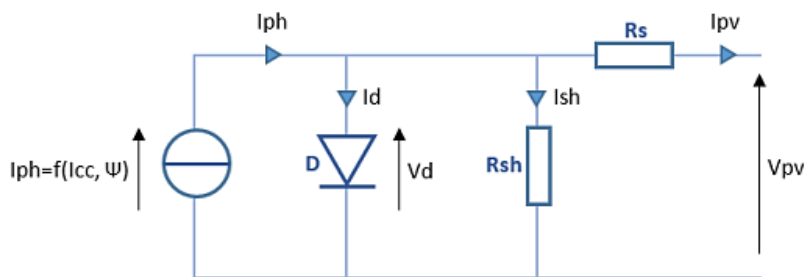


Fig. II. 12 : Modèle équivalent d'une cellule photovoltaïque

L'observation et l'étude des variations des performances théoriques des cellules en fonction de paramètres externes, notamment l'irradiation solaire et la température, sont essentielles pour atteindre des points de fonctionnement optimaux. Généralement, la caractéristique $I_{ph}=(V_{pv})$ est étudiée pour permettre une telle exploration.

Le schéma équivalent d'une cellule indique la caractéristique d'une jonction PN (qui est non linéaire) dont le photo-courant I_{ph} varie en fonction de l'irradiance. Lorsque la tension aux bornes de la cellule solaire est nulle, le photo-courant devient égal au courant de court-circuit I_{cc} . Les parasites systémiques sont modélisés par les résistances R_s et R_{sh} qui, à leur tour, influent sur la caractéristique I-U de la cellule.

En effet, R_s (ou résistance série) est liée à l'impédance des électrodes et du matériau constituant la cellule, ce qui conduit à une tension différente de celle aux bornes de la jonction p-n. De plus, R_{sh} (ou résistance de dérivation) modélise la résistance aux fuites entre la zone n et la zone p de la jonction, une partie du courant ne retournant pas vers la charge.

II.5.3.2 Caractéristiques théoriques :

Un modèle théorique peut être établi pour un modèle de panneau contenant N cellules identiques dans des conditions de test standard (STC) de $T_{ref} = 25\text{ °C}$ et une irradiance de 1000 W/m^2 .

Le circuit peut être caractérisé efficacement par l'application de la loi des nœuds. De plus, le courant aux bornes de la cellule PV peut être exprimé par une analyse complète du circuit :

$$I_{pv} = I_{ph} - I_d - I_{sh} \quad (\text{II.20})$$

Le photo-courant I_{ph} est fonction de l'éclairement et du courant de court-circuit I_{cc} (obtenu en court-circuitant la charge)

$$I_{ph} = I_{cc} \cdot \frac{\psi_{incident}}{\psi_{référence}} \quad (\text{II.21})$$

$\psi_{incident}$: irradiance arrivant sur la cellule photovoltaïque [W.m^2]

$\psi_{référence}$: irradiance de reference (1000 W.m^2)

Expression du courant I_d traversant la diode est donnée par l'équation de Shockley

$$I_d = I_0 \left(e^{\frac{V_d}{V_{th}}} - 1 \right) \quad (\text{II.22})$$

$$V_d = V_{pv} + R_s I_{pv} \quad (\text{II.23})$$

Expression de la tension thermique V_{th} :

$$V_{th} = \frac{\eta j K_B T_{pv}}{q} \quad (\text{II.24})$$

Expression de I_0 étant le courant de saturation inverse de la diode D :

$$I_0 = I_{0ref} \cdot \left(\frac{T_{pv}}{T_{ref}} \right)^3 \cdot e^{\left(\frac{E_{gap}}{\eta \cdot K_B} \cdot \left(\frac{T_{pv}}{T_{ref}} - \frac{1}{T} \right) \right)} \quad (\text{II.25})$$

Où :

E_{gap} : énergie de gap (≈ 1 ev pour le silicium).

I_{0ref} : courant de court-circuit dans les STC (1000 W/m^2 à 25°C).

K_B : constante de Boltzmann ($1,38 \cdot 10^{-23} \text{ J} \cdot \text{K}^{-1}$).

q : charge électrique ($1,602 \cdot 10^{-19} \text{ C}$).

T_{pv} : la température de la cellule.

T_{ref} : température de référence (25°C).

η_j : facteur d'idéalité de la jonction (cas idéal : $\eta_j=1$).

Expression du courant shunt I_{sh} , courant circulant dans la résistance Shunt représentant les pertes dues aux impuretés et aux effets de bord de la cellule

$$I_{sh} = \frac{V_{pv} + R_s I_{pv}}{R_{sh}} \quad (\text{II.26})$$

L'expression du courant I_{pv} aux bornes de la cellule PV s'écrit alors :

$$I_{pv} = \left(I_{cc} \cdot \frac{\psi_{incident}}{\psi_{référence}} \right) - I_0 \left(\frac{V_d}{e^{V_{th}}} - 1 \right) - \frac{V_{pv} + R_s I_{pv}}{R_{sh}} \quad (\text{II.27})$$

Soit la recherche du courant I_{pv} par la résolution de l'équation par la méthode de Newton-Raphson :

$$\left(I_{cc} \cdot \frac{\psi_{incident}}{\psi_{référence}} \right) - I_0 \left(e^{\frac{V_{pv} + R_s I_{pv}}{V_{th}}} - 1 \right) - \frac{V_{pv} + R_s I_{pv}}{R_{sh}} - I_{pv} = 0 \quad (\text{II.28})$$

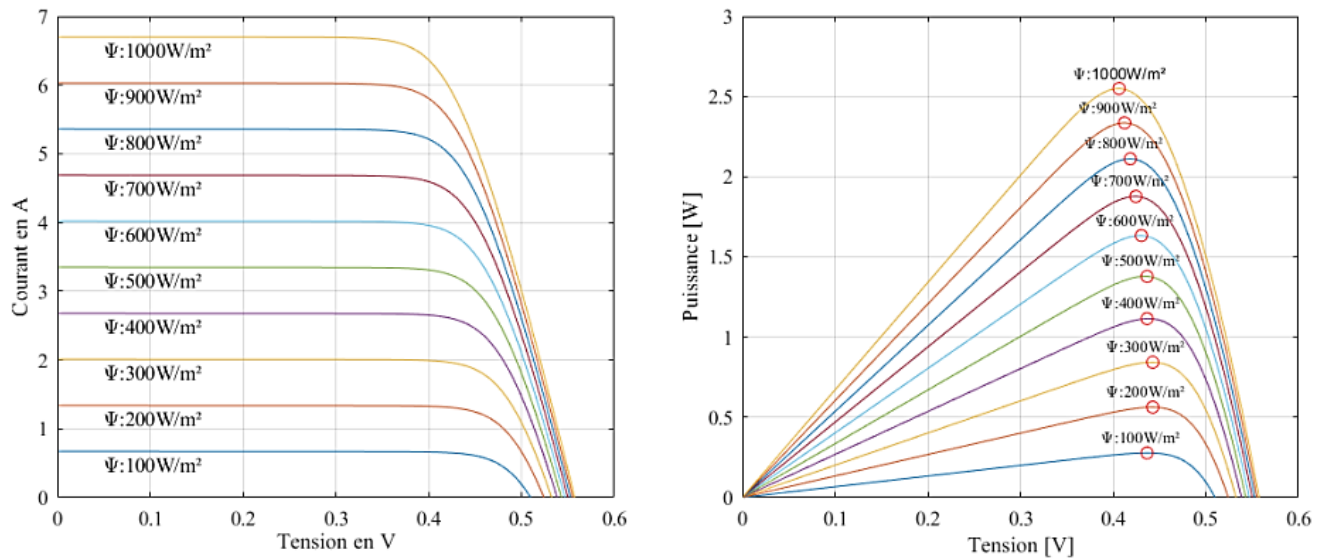


Fig. II. 13 : Courbes caractéristique théorique d'une cellule photovoltaïque pour des valeurs d'irradiance comprises entre 100 W.m^{-2} et 1000 W.m^{-2} ($T=25^\circ$), à gauche les courbes de polarisation et à droite les courbes de puissance.

Les cercles rouges représentant les points MPP

Afin d'acquérir les attributs des panneaux, des courbes de tension/courant et de puissance/tension sont exécutées **Figure. II. 13**. Elles sont fréquemment définies en termes d'irradiance et/ou de température.

Les graphiques présentés démontrent sans ambiguïté l'importance de l'irradiance dans la détermination des performances du système. En effet, l'équation (II.26) indique explicitement que le courant électrique fourni par la cellule photoélectrique est directement influencé par le flux radiatif incident.

De plus, la cellule photovoltaïque fonctionne comme un convertisseur d'énergie direct, ce qui implique que toute réduction de la source d'énergie à l'entrée du système se traduira par une diminution correspondante de l'énergie fournie par la cellule (l'inverse étant vrai) [45].

Il a été démontré que l'irradiance est soumise à des fluctuations importantes qui dépendent de divers paramètres. Par conséquent, la puissance de sortie des panneaux présentera des fluctuations similaires. Les dimensions de l'appareil solaire dépendront des dimensions de la station de production d'hydrogène.

II.6 Dimensionnement de l'installation :

- **Étape 1 :** Détermination de la quantité d'énergie que représente 2% de la consommation quotidienne de gaz naturel :

$$Q_{2\%CH_4} = 2\% \times Q_{CH_4} \times PC_{CH_4} \quad (II.29)$$

Q_{CH_4} : quantité de gaz naturel consommée [m^3].

PC_{CH_4} : pouvoir calorifique de méthane [MJ/m^3].

- **Étape 2 :** Détermination de la quantité d'hydrogène nécessaire pour remplacer cette quantité d'énergie :

$$Q_{H_2} = \frac{Q_{2\%CH_4}}{PC_{H_2}} \quad (II.30)$$

Q_{H_2} : quantité d'hydrogène nécessaire pour remplacer celle du gaz naturel [m^3].

PC_{H_2} : pouvoir calorifique de l'hydrogène [MJ/m^3].

- **Étape 3 :** Détermination du nombre d'électrolyseurs HySTAT® - 30 dont nous aurions besoin pour produire cette quantité d'hydrogène :

Le choix du modèle HySTAT®-30 pour l'installation d'électrolyseurs destinée à alimenter une partie du four de fusion est basé sur le fait que l'usine de production de verre MFG utilise déjà le type HySTAT®-15 pour le bain d'étain. Cela indique que

l'usine est déjà familiarisée avec la technologie et les performances des électrolyseurs HySTAT®.

En optant pour le modèle HySTAT®-30 **Figure. II. 14**, on bénéficie d'une capacité plus élevée par rapport au modèle HySTAT®-15, ce qui pourrait répondre à nos besoins d'alimentation en hydrogène.



Fig. II. 13 : Électrolyseur HySTAT® - 30

Ce modèle est capable de produire une quantité d'hydrogène supérieure, ce qui peut être utilisé pour alimenter le four de fusion.

$$N = \frac{Q_{H_2}}{C \times t} \quad (\text{II.31})$$

N : nombre d'électrolyseurs.

C : capacité de l'électrolyseur [Nm³/h].

t : nombre d'heures de fonctionnement des électrolyseurs durant la journée [h].

- **Étape 4** : Détermination de la capacité de production totale en un jour :

$$C_T = C \times t \quad (\text{II.32})$$

C_T : capacité de production totale [Nm³ / jour].

- **Étape 5** : Détermination de la quantité d'hydrogène produite en un jour :

$${}_1Q_{H_2} = C_T \times \rho_{H_2} \quad (\text{II.33})$$

${}_1Q_{H_2}$: quantité d'hydrogène produire [kg/jour].

ρ_{H_2} : densité de l'hydrogène [kg/m³].

- **Étape 6** : Calcul de l'énergie consommée par l'électrolyseur :

La consommation spécifique du système est de 55-60 kWh/kg. En supposant une valeur moyenne de 57,5 kWh/kg, nous pouvons utiliser la formule suivante pour calculer l'énergie consommée par l'électrolyseur en une journée :

$$E_c = {}_1Q_{H_2} \times E_s \quad (\text{II.34})$$

E_c : énergie consommée par l'électrolyseur [kWh/jour].

E_s : consommation spécifique du système [kWh/kg].

Les résultats des calculs concernant le mélange CH₄- H₂ sont données dans le **Tableau. II. 3** :

Tab. II. 3 : Dimensionnement de l'installation d'électrolyseurs alcalins

Caractéristique	Valeur
Q _{2%CH₄} [MJ]	92260,0475
QH ₂ [m ³]	7232,63
N	10
CT [Nm ³ /jour]	720
₁ QH ₂ [kg/jour]	57,6
Ec [kWh /jour]	33 12

Nous allons refaire les mêmes calculs pour différents pourcentages et choisir le quel est le plus convenable pour notre installation.

Les résultats obtenus sont représentés dans le **Tableau. II. 4** :

Tab. II. 4 : Variation du pourcentage d'hydrogène pour la substitution partielle du gaz naturel

% d'hydrogène	Énergie de l'hydrogène (MJ/jour)	Quantité d'hydrogène nécessaire (m ³ /jour)	Nombre d'électrolyseurs nécessaires	Capacité de production totale (Nm ³ /jour)	Quantité d'hydrogène produite (kg/jour)	Énergie consommée (kWh/jour)
			1	720	57.6	3312
2%	92 382,30	7232,63	10	7 200	576	33 120
4%	184 764,60	15 337,96	23	16 560	1 324	76 305
6%	277 146,90	23 006,95	34	24 360	1 948	112 245
8%	369 529,20	30 675,94	46	32 880	2 630	151 125
10%	461 911,50	38 344,92	57	40 680	3 254	187 065

Afin de dimensionner notre installation de compensation solaire nous devons d'abords définir certains paramètres :

- **Étape 7** : Détermination du courant d'alimentation pour l'électrolyse HYSTAT® - 30 (**Tableau.II.5**) :

$$I_{max} = \frac{P_r}{V_e \cdot \sqrt{3}} \quad (\text{II.35})$$

I_{max} : Courant d'alimentation maximum de l'électrolyse [A].

P_r : puissance requis de l'électrolyse [VA].

V_e : tension de l'électrolyse [V].

Tab. II. 5 : Caractéristiques électriques de l'électrolyseur HYSTAT® - 30

Caractéristique	Valeur
I_{max} [A]	334
V_e [V]	480
P_r [VA]	275
Frequency	50/60 HZ

- **Étape 8** : Détermination du nombre de panneaux solaires :

Nous utilisons des panneaux solaires photovoltaïques de type Sun Power SPR-X22-370 dont les caractéristiques sont données dans le **Tableau. II. 6** Ceux-ci pour notre installation en plus de cela leur efficacité est supérieure à la moyenne et leurs durabilités aussi.

Tab. II. 6 : Caractéristiques techniques des panneaux solaires photovoltaïques de type Sun Power SPR-X22-370

Caractéristique	Valeur
Puissance de sortie maximale [W]	370
Efficacité %	Jusqu'à 22,7
Tension maximale à la puissance [V]	75,2
Courant maximal à la puissance [A]	4,92
Tension en circuit ouvert [V]	91,7
Courant en court-circuit [A]	5,31
Dimensions [mm]	1557 x 1047 x 40

Il est nécessaire de prendre en compte les besoins énergétiques des électrolyseurs.

En supposant que la consommation d'énergie des électrolyseurs est la seule considération, nous pouvons estimer le nombre de panneaux solaires **Tableau. II. 7** requis comme suit :

$$P_e = I_{max} \cdot V_e \cdot PF \quad (\text{II.36})$$

P_e : puissance maximale de l'électrolyse [kW].

PF : facteur de puissance pour électrolyseurs

$$P_{Te} = P_e \cdot N \quad (\text{II.37})$$

P_{Te} : puissance totale des électrolyseurs [kW].

$$N_{pv} = \frac{P_{Te}}{P_c} \quad (\text{II.38})$$

N_{pv} : nombre des panneaux.

P_c : puissance crête de panneaux [W].

Tab. II. 7 : Dimensionnement des panneaux solaires photovoltaïques cas d'une installation autonome

Caractéristique	Valeur
P_e [kW]	128.25
P_{te} [kW]	12825
N_{pv}	34 662

Nous avons donc besoin de 34 662 panneaux solaires photovoltaïques pour notre installation dans le cas où on dépend seulement de la source solaire comme moyen d'alimentation.

Maintenant nous allons dimensionner notre installation de compensation solaire et pour se faire nous allons imposer le nombre de panneaux solaires photovoltaïques, à 1 000, pouvant être installés par rapport à la superficie disponible de notre terrain.

- **Étape 9 :** Détermination de la surface de l'installation photovoltaïque

$$S = S_p \times N_p \quad (\text{II.39})$$

S : surface de l'installation photovoltaïque [m^2].

S_p : surface du panneau solaire [m^2].

$$S = 1630 \text{ m}^2$$

- **Étape 10 :** L'angle d'inclinaison optimal :

Cela dépend de la latitude du site et de la saison de l'année. Pour le site de la MFG en Algérie (latitude 36,57 degrés), l'angle d'inclinaison optimal pour une production d'énergie maximale est généralement égal à la latitude du site plus 10 à 15 degrés pour les installations fixes.

- **Étape 11 :** L'orientation optimale :

Elle dépend de la région géographique où les panneaux solaires photovoltaïques sont installés. En général, pour les installations en Algérie, l'orientation optimale pour les panneaux solaires est vers le sud pour maximiser la production d'énergie solaire.

L'azimut de 180 degrés signifie que les panneaux solaires sont orientés directement vers le sud, perpendiculairement à l'axe est-ouest. Cette orientation leur permet de recevoir la plus grande quantité de rayonnement solaire direct possible tout au long de la journée, ce qui maximise leur production d'énergie.

- **Étape 12 :** Dimensionnement du régulateur

La puissance totale de sortie de tous les panneaux solaires :

$$P_{Tp} = N_p \times P_c \quad (\text{II.40})$$

Le courant total de tous les panneaux :

$$I_{Tp} = N_p \times I_p \quad (\text{II.41})$$

Le courant total de tous les électrolyseurs :

$$I_{Te} = N \times I_{max} \quad (\text{II.42})$$

Nombre de régulateurs :

$$N_R = \left\lceil \frac{I_{Tp}}{I_{Te}} \right\rceil \times \left\lceil \frac{V_p}{V_e} \right\rceil \quad (\text{II.43})$$

Avec :

P_{Tp} : puissance totale de tous les panneaux solaires [kW].

I_{Tp} : courant total de tous les panneaux solaires [A].

I_{Te} : courant total de tous les électrolyseurs [A].

N_R : Nombre de régulateurs.

Tabl.II.8 : dimensionnement du régulateur

Caractéristique	Valeur
P_{tp} [kW]	370
I_{tp} [A]	4920
I_{te} [A]	3340
N_R	2

Par conséquent, nous aurions besoin de deux régulateurs électriques (choix du modèle dans **Tableau.II.9**) pour réguler la tension et le courant de sortie des 1000 panneaux solaires afin de correspondre aux exigences en tension et en courant des 10 électrolyseurs **Tableau. II. 8**.

Tab. II. 9 : Caractéristiques techniques du régulateur L'EPEVER MPPT

Caractéristique	Valeur
Type	L'EPEVER MPPT
Tension d'entrée maximale	100V ou 150V
Courant d'entrée maximal	30A, 40A, 50A, 60A ou 80A
Puissance d'entrée PV maximale	400W à 1200W
Tension nominale du système	12V, 24V ou 48V
Efficacité maximale	98%
Plage de température de fonctionnement	-35°C à +45°C

- **Étape 13** : Dimensionnement de l'hacheur :

On doit choisir un convertisseur DC-DC qui peut convertir la sortie de puissance DC des panneaux solaires aux niveaux de tension et de courant appropriés requis par notre électrolyseur.

Nous devons considérer toutes les marges de sécurité. Nous allons donc ajouter une marge de sécurité de 20-30% à la puissance maximale requise pour nous assurer que notre hacheur peut gérer toutes les charges de pointe ou les fluctuations de sortie de puissance.

Nous aurons donc besoin d'un hacheur avec une puissance de sortie maximale d'environ 200 000 W (choix du modèle dans **Tableau. II. 10**).

Tab. II. 10 : Caractéristiques techniques de l'hacheur SMA Sunny Central UP 2000

Caractéristique	Valeur
Modèle	SMA Sunny Central UP 2000
Puissance d'entrée DC maximale [kW]	2100
Tension d'entrée DC maximale [kW]	1500
Courant d'entrée DC maximal [A]	1400
Plage de tension de sortie [V]	150-850
Plage de courant de sortie [A]	100-500
Efficacité	Jusqu'à 98,7 %

- **Étape 14** : Dimensionnement du redresseur :

Comme le courant d'alimentation maximal pour les électrolyseurs est de 3 340 A, nous devons choisir un redresseur ayant une capacité de courant supérieure à cette valeur.

Dans ce cas, nous choisirons un redresseur ayant une capacité de courant de 4 000 A pour fournir une marge de sécurité **Tableau. II. 11**.

$$EP = N \times P_r \quad (\text{II.42})$$

$$N_{RD} = \frac{EP}{\frac{V_e}{I_{RD}}} \quad (\text{II.43})$$

EP : puissance totale des électrolyseurs [kVA].

I_{RD} : courant de redresseur [A].

N_{RD} : nombre de redresseurs.

Tab. II. 11 : Dimensionnement du redresseur

Caractéristique	Valeur
EP [kVA]	2750
I_{RD} [A]	4000
N_{RD}	2
Modèle	ABB ACS800-04M-0400-3+E2001

Par conséquent, on aura besoin d'au moins 2 redresseurs pour convertir le courant alternatif en courant continu pour alimenter une installation de 10 électrolyseurs.

Le dimensionnement précis de cette installation hybride est essentiel pour maximiser l'efficacité énergétique et garantir une production adéquate d'hydrogène pour répondre aux besoins du four de fusion. Une analyse minutieuse des profils de production d'énergie solaire, de la demande énergétique du four et des capacités des électrolyses est nécessaire pour obtenir un système optimal.

Cette approche offre de nombreux avantages, tels que la réduction des émissions de gaz à effet de serre, la diminution de la dépendance aux combustibles fossiles et la promotion d'une production de verre plus respectueuse de l'environnement. Cependant, des défis subsistent, notamment en termes de coûts dont on va traiter dans le prochain chapitre.

Chapitre III : Étude technico-économique

Chapitre III : Étude technico-économique

Dans ce chapitre, nous nous penchons sur les aspects financiers du projet, essentiellement sur trois paramètres clés : **CAPEX** (dépenses d'investissement), **OPEX** (dépenses d'exploitation) et **LCOE** (coût nivelé de l'électricité). Ces paramètres sont essentiels pour l'étude technico-économique du projet. Nous introduisons également un indicateur supplémentaire, le **LCOH** (le coût actualisé de l'hydrogène), qui s'applique spécifiquement à la production d'hydrogène. En analysant ces indicateurs financiers, nous visons à obtenir des informations sur la rentabilité et la viabilité à long terme de l'installation proposée.

III. 1 Le CAPEX :

Les **CAPEX**, ou dépenses en capital, désignent les fonds investis par une entreprise ou une organisation dans l'acquisition, la mise à niveau des actifs physiques, tels que les biens immobiliers, les équipements ou les infrastructures, qui sont essentiels à ses activités. Il s'agit d'un investissement à long terme destiné à améliorer ou à accroître la capacité de production d'une entreprise [46].

III. 2 L'OPEX (dépenses d'exploitation):

OPEX désigne les coûts permanents encourus par une entreprise dans le cadre de ses activités régulières, à l'exclusion des coûts directement associés à la production de biens ou de services [47]. Ces dépenses comprennent généralement des postes tels que le loyer, les services publics, les salaires, les fournitures de bureau, les dépenses de marketing et les coûts de maintenance.

Pour calculer les OPEX, nous identifions les catégories de dépenses pertinentes et recueillons des informations détaillées sur les coûts encourus pour chaque dépense, puis nous additionnons les coûts de chaque catégorie de dépenses pour obtenir les dépenses totales de chaque catégorie. Enfin, nous additionnons les dépenses totales de toutes les catégories pertinentes pour calculer les OPEX globales de votre entreprise [48].

III. 3 Le LCOE (Levelized Cost of Electricity):

Le LCOE est une mesure utilisée pour évaluer et comparer le coût de la production d'électricité à partir de différentes sources ou technologies pendant la durée de vie d'une centrale électrique [49]. Il représente le coût moyen par unité d'électricité produite, en tenant compte de tous les coûts encourus, y compris les investissements initiaux, les dépenses d'exploitation, les coûts du combustible, la maintenance et les coûts de démantèlement, ainsi que la production d'énergie attendue pendant la durée de vie de la centrale [50].

L'équation permettant de calculer le LCOE est la suivante [51].

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{C_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}} \quad (\text{III.1})$$

n : la durée de vie du système [an].

C_t : l'ensemble des couts [€].

E_t : la production d'Energie annuelle [kWh/an].

r : le taux d'actualisation annuel.

III. 4 Le LCOH (Levelized Cost of Hydrogen):

Le coût nivelé de l'hydrogène (LCOH) est une mesure utilisée pour évaluer le coût de production de l'hydrogène pendant la durée de vie d'un système de production d'hydrogène. Il est similaire au concept du coût de l'électricité nivelé (LCOE), mais s'applique spécifiquement à la production d'hydrogène. [52]

L'équation permettant de calculer le LCOH est la suivante [53] :

$$LCOH = \frac{\sum_{t=0}^n \frac{I_t + M_t + F_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}} \quad (\text{III.2})$$

I_t : Coûts d'investissement.

M_t : Coûts d'exploitation et de maintenance.

F_t : Dépenses d'électricité au cours de l'année t .

E_t : Production d'hydrogène au cours de l'année t .

r : Taux d'actualisation (8%).

III.5 Résultats :

III.5.1 Estimation du CAPEX :

Tab. III. 1 : Prix du matériel nécessaire pour l'installation en € et en DZD.

Modèle	Prix moyen par unité (EUR)	Prix moyen par unité (DZD)	Quantité	Prix moyen pour la quantité totale (EUR)	Prix moyen pour la quantité totale (DZD)
PV SunPower X22 370	258.08	37,893.54	1000	258,080	37,893,540
Hacheur Sunny Central UP 2000	83,700	12,272,040	1	83,700	12,272,040
Redresseur ABB ACS800-04M-0400-3+E2001	11,625	1,703,170	2	23,250	3,406,340
Contrôleur de charge solaire EPEVER MPPT	279	40,909.28	2	558	81,818.56
HySTAT® - 30	69,750	10,228,440	10	697,500	102,284,400

Dans notre cas, le CAPEX total **Tableau. III. 2** est représenté par le prix d'acquisition de l'équipement nécessaire à l'installation, qui est résumé dans le **Tableau. III. 1**.

Ce tableau ne représente qu'une estimation approximative, les prix réels des équipements peuvent varier en fonction de plusieurs facteurs, mais pour les besoins de notre étude, ces valeurs sont suffisantes.

Tab. III. 2 : Capex total

Total CAPEX en EUR	1,062,088
Total CAPEX en DZD	166,929,776

III. 5. 2 Estimation de l'OPEX

Dans notre cas, pour calculer les OPEX d'une installation ou d'un projet futur, nous devrions estimer les dépenses d'exploitation potentielles sur la base de divers facteurs tels que le type d'installation, les normes du secteur, les coûts anticipés et les références pertinentes. Il est important de noter que les estimations peuvent ne pas être aussi précises que les dépenses réelles.

Nous calculons un facteur qui nous permet d'utiliser les OPEX réelles de l'installation MFG de 12 électrolyseurs HySTAT®-15 pour déterminer celles de notre installation de 10 électrolyseurs HySTAT®-30.

Il faudra deux électrolyseurs HySTAT-15 pour pouvoir remplacer un électrolyseur hystat-30, car ce dernier produit deux fois plus d'hydrogène et consomme deux fois plus d'énergie électrique.

Notre installation est composée de 10 électrolyseurs hystat-30 soit l'équivalent de 20 électrolyseurs hystat-15

Il faudra donc déterminer le coefficient qui relie les deux installations :

Dépense —————> 12 électrolyseurs Hystat-15

Dépense de 10 électrolyseurs Hystat-30 x F —————> 20 électrolyseurs Hystat -30

$$F = \frac{20}{12} = 1.66$$

On trouve F= 1.66

Sachant qu'un électrolyseur HySTAT®-30 consomme deux fois plus que celui HySTAT®-15 et demande deux fois plus d'entretien.

Sur la base des informations qui nous ont été fournies au sujet de l'installation MFG, voici une ventilation des coûts associés à l'entretien du système **Tableau. III. 3** et **Tableau. III. 4** :

Tab. III. 3 : Cout membranes pour électrolyseurs.

Coût unitaire (€)	250
Fréquence de remplacement	Deux fois par an
Coût total par an (€/an)	500

Tab. III. 4 : Cout résine mélangée pour électrolyseurs.

Coût du sac de 25 litres (€)	250
Consommation (l/mois)	75
Nombre de sacs nécessaires par mois	3
Coût mensuel (€)	750
Coût annuel (€)	9 000
Services de maintenance (€/an)	60 000
Pièces de rechange (€/an)	20 000

L'OPEX pour l'installation MFG est de **89 500 €/an (13 124 040 DZD/an)**.

En multipliant par le **facteur** que nous avons calculé précédemment, nous obtenons :

L'OPEX total pour notre installation : **148 570 €/an (21 795 586,40 DZD/an)**.

III.5.3 Estimation du LCOE :

III.5.3.1 Estimation du LCOE de l'installation hybride :

Le LCOE de l'installation hybride se résume dans le **Tableau.III.5** :

Tab. III. 5 : LCOE de l'installation hybride.

Coûts d'investissement (€)	1 063 083
Coûts opérationnels (€/an)	148 570
La production d'électricité PV (kWh)	16 071 050
La consommation d'électricité du réseau(kWh)	286 208 950
Coût total de l'électricité du réseau (€)	6 294 076,9
LCOE (€/kWh)	0,0366

III. 5. 3. 2 Estimation du LCOE de l'installation MFG :

Le LCOE de l'installation hybride se résume dans le **Tableau.III.5** :

Tab. III .6 : LCOE de l'installation MFG

Coûts d'investissement (€)	1764717.78
Coûts opérationnels (€/an)	83 450,25
Consommation d'électricité du réseau (MWh)	142 803,325
Coût total de l'électricité du réseau (€)	3 122 673,15
LCOE (€/kWh)	0.0465

III. 5. 3. 3 Estimation du LCOE de l'installation en Allemagne :

Nous avons choisi un endroit en Europe pour mettre la même installation que nous avons conçu pour comparer les résultats **Tableau. III. 7**, Plusieurs pays d'Europe présentent des conditions favorables à l'énergie solaire en raison de leur situation géographique, de leur climat et de leurs politiques gouvernementales. Cependant, l'Allemagne est l'un des pays les plus propices à l'énergie solaire en Europe. En voici quelques raisons :

Rayonnement solaire : Les niveaux d'irradiation solaire sont suffisamment élevés pour générer une énergie solaire substantielle.

Incitations gouvernementales : Le pays offre des incitations gouvernementales attrayantes et des tarifs de rachat pour encourager l'installation de panneaux solaires et promouvoir la production d'énergie propre.

Une industrie solaire solide : Cette infrastructure permet de trouver plus facilement des professionnels qualifiés et des équipements de haute qualité pour les projets solaires.

Tab. III. 7 : LCOE de l'installation en Allemagne

Couts totaux (€)	3 344 133.1
La production d'électricité (kWh)	10 063 750
Énergie obtenue du réseau (kWh)	292 216 250
Coût de l'énergie provenant du réseau (€)	93 349 200
LCOE (€/kWh)	0,3017

III.5.4 Estimation du LCOH :

Nous calculons le LCOH de chaque installation et le résumons dans le **Tableau.III.8** :

Tabl.III.8 : LCOH des installations (hybride, MFG, Allemagne).

	Installation hybride	Installation MFG	Installation Allemagne
Coûts d'investissement	1 063 083 €	1,764,717.78 €	744,158.10 €
Coûts d'exploitation et de maintenance	148 570 €	83 450,25 €	103,999 €
Dépenses d'électricité au cours de l'année t.	251,763.08 €	124,906.93 €	3,733,968 €
Production d'hydrogène au cours de l'année t.	2628000 m ³	1387983 m ³	2628000 m ³
Taux d'actualisation	8%	8%	8%
LCOH (€/m ³)	1.16649	1.47804	1.88307

En conclusion, l'analyse financière menée dans ce chapitre a mis en lumière plusieurs aspects cruciaux de l'installation proposée. En examinant les CAPEX, OPEX, LCOE et LCOH, nous avons obtenu des informations précieuses sur la faisabilité économique et la viabilité à long terme du projet. Les décideurs peuvent donc faire des choix éclairés concernant le projet et déterminer la voie la plus efficace à suivre pour atteindre leurs objectifs en matière d'énergie.

Chapitre IV : Résultats et discussion

Chapitre IV : Résultats et discussions

Au fil de ce chapitre nous dévoilerons les découvertes et les implications de notre recherche, offrant ainsi un aperçu approfondi de notre mémoire.

IV.1 Dimensionnement de l'installation d'électrolyseurs : les Figure.IV.1 et Figure.IV.1 représente les résultats obtenus précédemment dans le Tableau. II. 4

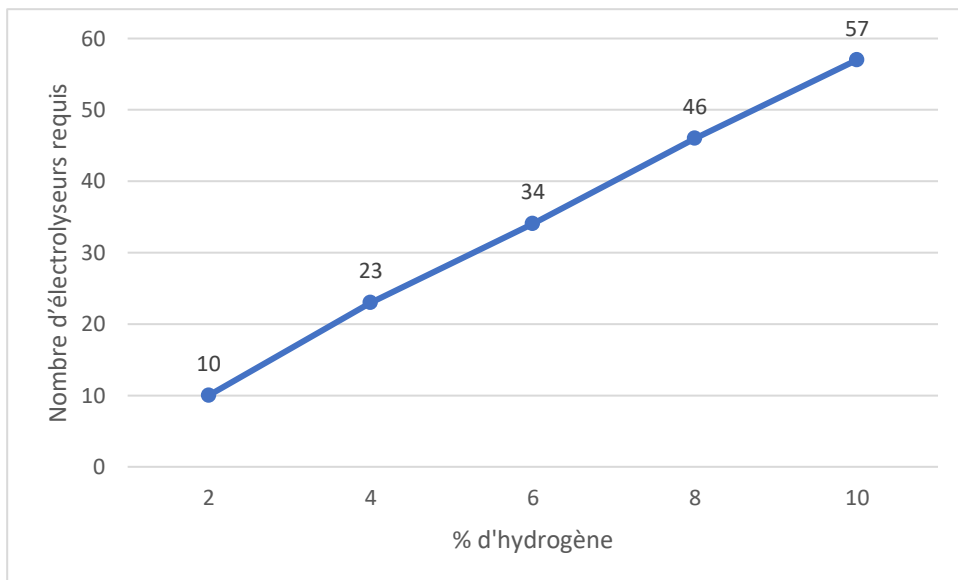


Fig.IV.1 : Graphe de nombre d'électrolyseurs requis par les électrolyseurs en fonction du taux du mélange CH₄-H₂

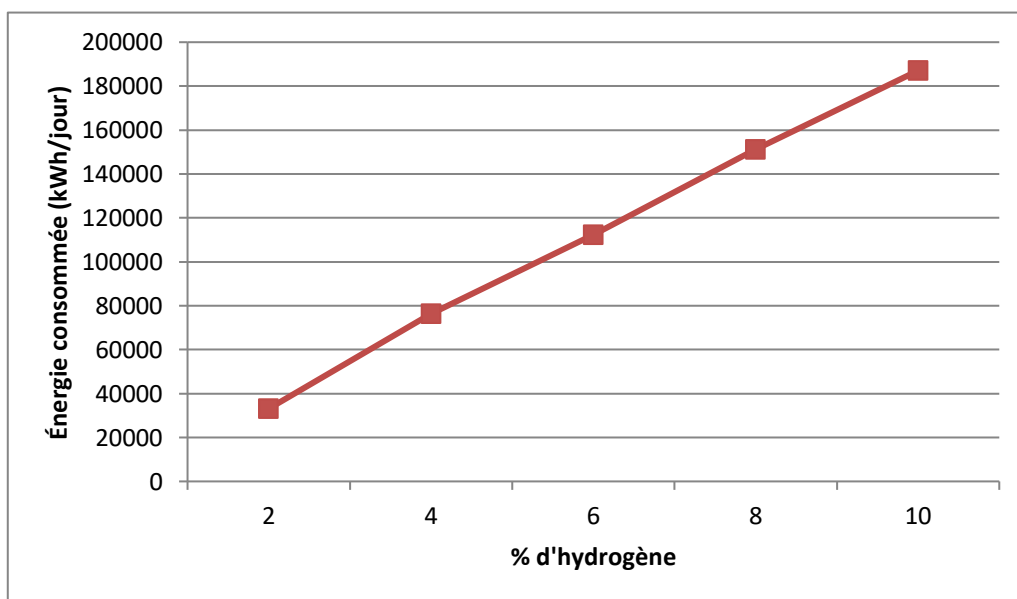


Fig. IV. 2 : Graphe de l'énergie consommée par les électrolyseurs en fonction du taux du mélange CH₄-H₂

La Figure IV. 2 illustre la corrélation entre la consommation d'énergie des électrolyseurs et le taux de production d'hydrogène utilisé pour alimenter partiellement le four de fusion. Il est évident que plus le taux de production augmente, plus le nombre d'électrolyseurs requis augmente, ce qui entraîne une consommation d'énergie plus élevée.

Dans le but de dimensionner notre installation photovoltaïque destinée à fournir une partie de l'énergie nécessaire aux électrolyseurs, nous avons choisi de fixer le taux de production d'hydrogène à 2% pour des raisons de limitation d'espace. En effet, à mesure que les besoins énergétiques augmentent, la surface requise pour l'installation photovoltaïque augmente en conséquence.

IV.2 Dimensionnement de l'installation hybride

Le **Tableau. IV. 1** condense les résultats obtenus lors de l'étude de dimensionnement de l'installation. Comme donné dans le **tableau. III. 1** le nombre d'éléments constituant notre installation est très limité. Ceci est le résultat

Tabl.IV.1 : Dimensionnement de l'installation hybride

Élément	Nombre
Électrolyseurs	10
Panneaux photovoltaïques	1000
Surface de l'installation solaire (m ²)	1630
Régulateurs	2
Hacheurs	1
Redresseurs	2

D'une optimisation poussée, notamment en ce qui concerne la sélection des différents composants.

L'utilisation de panneaux photovoltaïques, en combinaison avec des régulateurs, des disjoncteurs et un sélecteur intelligent, nous a permis l'optimisation de la puissance extraite des panneaux solaires et de prévenir les surcharges électriques.

Les redresseurs et les hacheurs sont intégrés pour ajuster les tensions et assurer le bon fonctionnement de l'ensemble du système.

La production d'hydrogène à partir des électrolyseurs constitue un élément clé de notre installation. Ce processus permettra de répondre à la demande d'hydrogène nécessaire au mélange avec le gaz naturel, qui alimentera ensuite le four de fusion.

Les batteries n'ont pas été intégrées dans le système conçu raisons de rentabilité, en privilégiant une dépendance principale à l'alimentation solaire directe. Cependant, une source d'appoint a été prévue en utilisant le réseau électrique lorsque la production solaire est insuffisante, assurant ainsi une continuité d'alimentation.

Les résultats obtenus lors du dimensionnement des composants, tels que le nombre d'électrolyseurs, de panneaux photovoltaïques, la surface de l'installation solaire, ainsi que le nombre de régulateurs, de hacheurs et de redresseurs, fournissent une base solide pour la suite du projet.

Il convient de souligner que l'installation conçue est une contribution à vise à contribuer à la transition énergétique tout en exploitant une source d'énergie renouvelable. En fournissant une électricité fiable et en produisant de l'hydrogène vert, le présent système peut avoir un impact positif sur la réduction des émissions de gaz à effet de serre et sur la promotion d'une économie plus durable.

Les aspects économiques de la présente solutions seront évaluer continuellement, en vue d'une mise en œuvre concrète et d'une contribution significative à la transition énergétique et à la durabilité globale.

IV.3 Etude technico-économique :

Dans cette partie, sera présentée une comparaison détaillée des résultats obtenus à partir de l'analyse financière réalisée au **chapitre III**. En comparant les résultats des différentes installations, à savoir l'installation hybride (compensation solaire), l'installation MFG et l'installation en Allemagne, nous pouvons mieux comprendre leur rentabilité et leur viabilité économique.

IV.3.1 CAPEX :

L'analyse des CAPEX a révélé l'investissement initial en capital requis pour chaque installation. Nous pouvons évaluer les coûts relatifs associés à l'acquisition de l'équipement nécessaire en comparant les valeurs CAPEX sur la **Figure. IV. 3**.

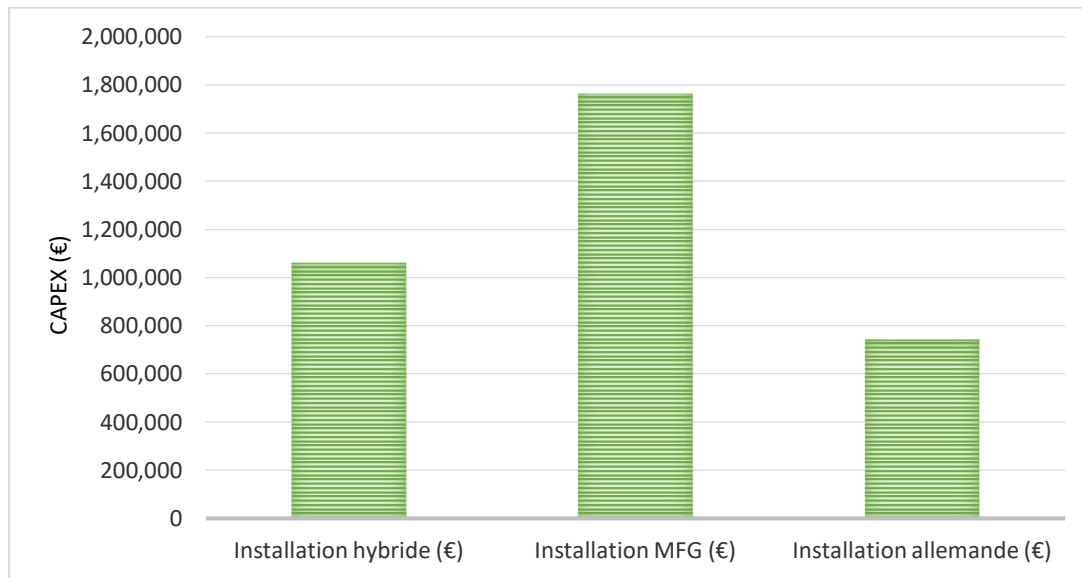


Fig.IV.3 : Diagramme à barres du CAPEX de chaque installation

Les résultats obtenus montrent que l'installation hybride a un CAPEX total de 1 062 088 €, tandis que l'installation MFG a un investissement plus élevé de 1 764 717,78 €. D'autre part, l'installation en Allemagne a un CAPEX significativement plus bas de 743 461,6 € en raison des conditions favorables de l'Allemagne, des incitations gouvernementales et de l'industrie solaire robuste qui contribuent à son faible CAPEX. Cela indique que l'installation allemande implique un investissement initial moins important que les deux autres. Mais la comparaison entre les deux installations MFG et hybrid montre un net gain en CAPEX d'un montant approximative de 700000 €.

IV.3.2 OPEX :

L'analyse OPEX donne un aperçu des coûts opérationnels permanents de chaque installation. En comparant les valeurs OPEX, la Figure IV. 4 permet la comparaison des valeurs opex: dépenses à long terme associées à la maintenance et à l'exploitation des installations.

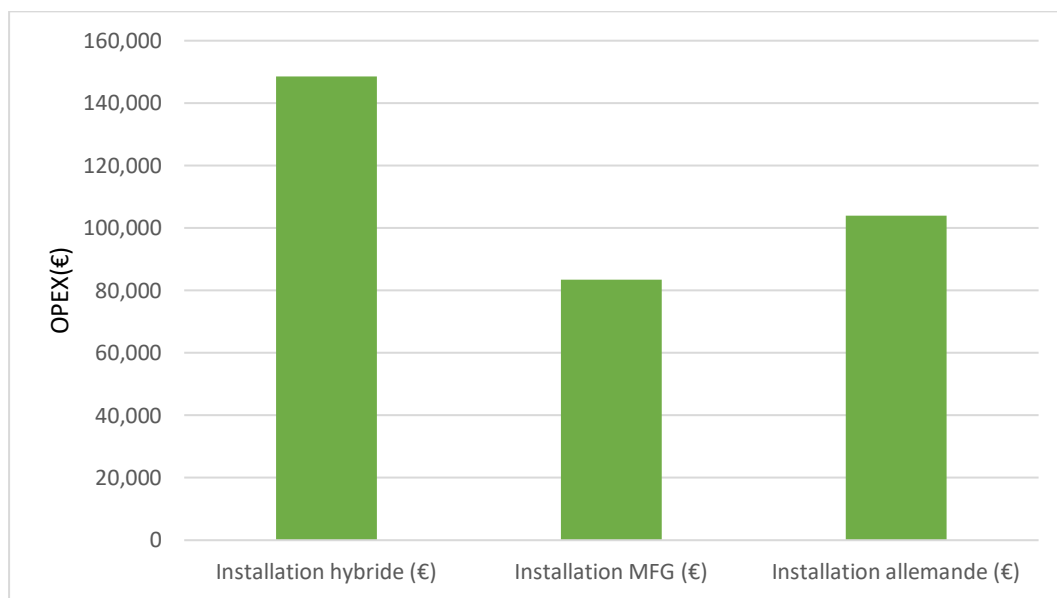


Fig. IV. 4 : Diagramme à barres de l'OPEX de chaque installation

L'installation hybride présente des OPEX de 148 570 € par an, tandis que l'installation MFG entraîne des dépenses annuelles plus faibles de 83 450,25 €. L'installation en Allemagne a l'OPEX le plus élevé (103 999 € par an) par rapport à l'installation hybride, bien qu'elle ait le même équipement, en raison de la disponibilité du matériel d'entretien et des spécialistes par rapport à l'installation hybride.

Cette comparaison met en évidence l'importance de l'éco-système pour le coût de la maintenance.

IV.3.3 LCOE :

Comparons les résultats dans le **Tableau. IV. 2** :

Tab. IV. 2 : Comparaison des LCOE des trois installations

Installation hybride	0,0366 Euro/kWh
Installation MFG	0.0465 Euro/kWh
Installation Allemagne	0,3017 euros/kWh

IV.3.3.1 Installation hybride

Le LCOE de l'installation hybride est le plus bas des trois installations. Cela indique qu'il s'agit de l'option la plus rentable pour produire de l'électricité. Le faible LCOE indique que les coûts totaux d'investissement, d'exploitation et de consommation d'électricité du réseau sont relativement faibles par rapport à l'électricité produite pendant la durée de vie de l'installation. Il s'agit donc d'une solution économiquement viable et efficace.

IV.3.3.2 Installation MFG

Le LCOE de l'installation MFG est plus élevé que celui de l'installation hybride. Cela indique que les coûts globaux de la production d'électricité, y compris les coûts d'investissement, les coûts d'exploitation et la consommation d'électricité du réseau, sont relativement plus élevés par unité d'électricité produite. Cela suggère que l'installation MFG est plus coûteuse en raison de sa dépendance à 100 % de l'électricité du réseau, contrairement à l'installation hybride dont les coûts sont moins élevés, ce qui la rend plus rentable.

IV.3.3.2 Installation en Allemagne :

L'installation en Allemagne a le LCOE le plus élevé des trois installations. Cela malgré les coûts totaux d'investissement et d'exploitation les plus bas, en raison du prix élevé de la consommation d'électricité du réseau par rapport à l'électricité produite par les autres installations. Le LCOE relativement élevé suggère que la combinaison des facteurs en Allemagne aboutit à une solution moins rentable que les installations locales.

Sur la base des seules valeurs du LCOE, l'installation hybride en Algérie peut être reportée comme l'option la plus favorable sur le plan économique, suivie par l'installation MFG. L'installation allemande a le LCOE le plus élevé et est la moins rentable des trois options.

IV.3.3 LCOH :

Rappel des résultats de **Tableau. III. 8** obtenus dans le précédent chapitre dans la **Figure. IV. 5** :

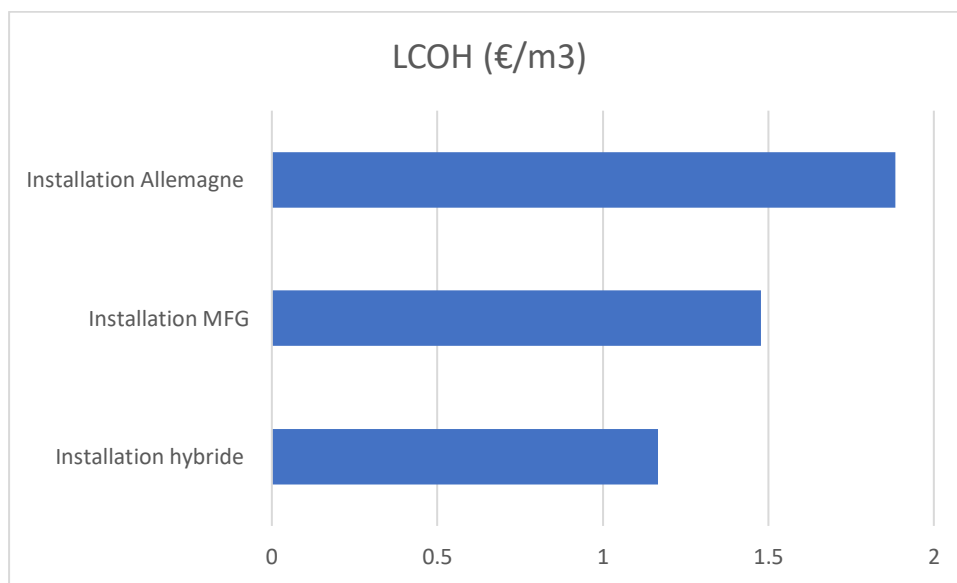


Fig.IV.5 : Diagramme à barres de LCOH des installations (hybride, MFG, Allemagne).

L'installation hybride présente la valeur LCOH la plus basse, ce qui indique que c'est l'option la plus rentable pour la production d'hydrogène parmi les trois installations. Cela suggère qu'elle dispose de structures de coûts optimisées et de processus de production d'hydrogène efficaces.

L'installation MFG présente un LCOH plus élevé que l'installation hybride, ce qui indique qu'elle est relativement moins rentable pour la production d'hydrogène. Cela peut être dû à des coûts d'investissement plus élevés, à des dépenses d'exploitation ou à une efficacité moindre de la production d'hydrogène.

L'installation allemande a le LCOH le plus élevé, soit 1,88307 €/m³. Cela signifie qu'elle a le coût le plus élevé par mètre cube d'hydrogène parmi les trois installations, ce qui en fait l'option la moins rentable pour la production d'hydrogène.

Nous concluons donc que l'installation hybride en Algérie offre le meilleur rapport coût-efficacité pour la production d'hydrogène. Cela souligne l'importance de prendre des décisions éclairées basées sur des considérations économiques lors de la mise en œuvre de projets énergétiques durables.

Conclusion et perspectives

Ce mémoire consiste à concevoir et à dimensionner une installation hybride destinée à la production d'hydrogène vert pour la verrerie MFG en Algérie. Ce projet se veut une contribution à la transition vers une production de verre plus durable et plus respectueuse de l'environnement tout en réduisant les coûts de production de l'hydrogène vert. Les conclusions tirées des différents chapitres mettent l'accent sur plusieurs éléments clés nécessaires à la mise en place d'une telle installation.

Dans un premier temps, l'hydrogène vert a été identifié comme une solution prometteuse pour une production de verre plus durable. En remplaçant les combustibles fossiles par de l'hydrogène généré par électrolyse à partir de sources renouvelables, il est possible de réduire de manière significative les émissions de gaz à effet de serre liées aux processus de production du verre. Cela contribue à atteindre les objectifs de réduction des émissions de CO₂ et de lutter contre le changement climatique.

Le dimensionnement spécifique de l'installation hybride est crucial pour garantir une production d'hydrogène suffisante et maximiser l'efficacité énergétique. Des analyses approfondies des profils de production d'énergie solaire, des demandes énergétiques du four de fusion et des capacités de l'électrolyseur permettent de concevoir un système optimal. Il est important de prendre en compte les caractéristiques particulières de la verrerie et les conditions environnementales en Algérie pour obtenir des résultats fiables et précis.

D'un point de vue économique, une analyse complète des coûts a été réalisée. Malgré des obstacles tels que les coûts initiaux élevés et les investissements nécessaires, il a été conclu que l'installation hybride en Algérie offre le meilleur rapport coût-efficacité pour la production d'hydrogène. Cela met en évidence l'importance de prendre des décisions éclairées fondées sur des considérations économiques lors de la mise en œuvre de projets d'énergie durable.

L'utilisation de l'hydrogène vert présente des avantages considérables en termes de réduction des émissions de gaz à effet de serre, de diminution de la dépendance à l'égard des combustibles fossiles et de promotion d'une production de verre plus respectueuse de l'environnement. Le dimensionnement précis de l'installation hybride et la prise en compte des aspects économiques sont des éléments cruciaux pour garantir le succès et la viabilité de ce projet. Cette étude contribuera à diffuser les pratiques durables dans l'industrie du verre en Algérie et encouragera l'adoption de solutions énergétiques propres.

Références bibliographiques et webographie

- [1] Uhlmann, D. R., & Kreidl, N. J. (2013). *Industrial Glass: Glazes and Enamels* (Vol. 6). Springer Science & Business Media.
- [2] Pilkington, A. D., Bingham, P. A., Hand, R. J., & Cork, C. R. (2011). The float glass process. *Journal of Non-Crystalline Solids*, 357(16-17), 3377-3384.
- [3] Pfaender, H. G., & Wagner, G. J. (2014). Raw materials for glass manufacturing: Sources, processes, and quality control. In *Advanced Glassy Systems* (pp. 15-31). Springer.
- [4] Subramanian, C. (2005). *Glass melting, refining, and forming. Introduction to Glass Science and Technology*. Wiley.
- [5] Shand, M. (2014). *The Chemistry and Technology of Glass* (2nd ed.). Royal Society of Chemistry.
- [6] Xu, J., & Zhang, D. (2013). Modeling and simulation of tin bath flows for float glass production. *International Journal of Applied Glass Science*, 4(3), 246-261.
- [7] Day, D. E. (2013). *Glass International: The properties and applications of glass and glass-ceramics*. John Wiley & Sons.
- [8] Vitorovic, D. V., Bonnet, J. P., & Moreau, J. M. (2005). Model of the glass fining process in a glass furnace. *Journal of the European Ceramic Society*, 25(14), 3175-3182.
- [9] Iyengar, V., & Katz, A. (2008). *Advanced Refractory Technology for Glass Melting Furnaces*. Wiley.
- [10] Zhang, D. (2018). The role of refractories in glass furnaces. *Journal of the American Ceramic Society*, 101(12), 5277-5294.
- [11] Bange, K. (2014). *Glass: Mechanics and Technology*. Springer Science & Business Media.
- [12] Hrma, P., Schweiger, M. J., & Humrickhouse, C. J. (2011). Principles of Melting Glass. In *Introduction to Glass Science and Technology* (pp. 79-122). Wiley.
- [13] Brückner, R., & Freiman, S. W. (2005). Hydrogen in glass: A review. *Journal of Non-Crystalline Solids*, 351(27-29), 2217-2227.

Références bibliographiques et webographie

- [14] Inoue, T., Yamamoto, T., & Yoko, T. (2008). Structural characterization of oxygen-deficient silica glass prepared by chemical vapor deposition. *Journal of Non-Crystalline Solids*, 354(2-9), 587-592.
- [15] Mittal, V., Agarwal, A., Jain, R., & Kumar, A. (2013). Role of hydrogen in glass melting process—a review. *Journal of Minerals and Materials Characterization and Engineering*, 1(3), 213-218.
- [16] Tauc, J., & Griscom, D. L. (1986). Role of hydrogen in the glass transition. *Journal of Non-Crystalline Solids*, 82(1-3), 153-160.
- [17] Wondraczek, L., Mauro, J. C., & Eckert, J. (2011). Structural relaxation of glasses at the nanometer scale: Mechanisms, models, and missing links. *Chemical Society Reviews*, 40(10), 5406-5423.
- [18] Zanutto, E. D. (2013). Role of hydrogen on the crystallization of glasses. *Journal of Non-Crystalline Solids*, 378, 86-96.
- [19] Wasserman, J., & Tamir, A. (2017). Hydrogen Properties, Uses and Safety. In *Hydrogen Science and Engineering* (pp. 1-21). Elsevier.
- [20] Rostrup-Nielsen, J. R., Sehested, J., Nørskov, J. K., & Hansen, P. L. (2002). Hydrogen and synthesis gas by steam- and CO₂ reforming. *Advances in Catalysis*, 47, 65-139.
- [21] Balat, M. (2009). Production of bioethanol and hydrogen from wheat straw by hot-compressed water gasification. *Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects*, 31(1), 14-24.
- [22] Tamimi, A. H., & Musharavati, F. (2014). A review of high-temperature electrolysis using solid oxide electrolysis cells: State of the art and trends for hydrogen production. *International Journal of Hydrogen Energy*, 39(35), 19647-19670.
- [23] Elshof, J. E., & Rothenberg, G. (2019). Steam reforming for hydrogen production. In *Hydrogen Science and Engineering* (pp. 61-79). Elsevier.
- [24] Speight, J. G. (2013). *The chemistry and technology of coal* (3rd ed.). CRC Press.
- [25] Basu, P. (2010). *Biomass gasification, pyrolysis and torrefaction: Practical design and theory*. Academic Press.
- [26] Bridgwater, A. V. (2012). Review of fast pyrolysis of biomass and product upgrading. *Biomass and Bioenergy*, 38, 68-94.

Références bibliographiques et webographie

- [27] Perkins, C., Weimer, A. W., & Stechel, E. B. (2012). Solar thermochemical production of hydrogen—a review. *Solar Energy*, 86(1), 303-313.
- [28] Gollakota, A. R. K., Lee, J., Sohn, J. I., & Ryu, S. K. (2012). Production of hydrogen via the sulfur–iodine (SI) cycle: A review. *International Journal of Hydrogen Energy*, 37(20), 15660-15675.
- [29] Veziroğlu, T. N., & Barbir, F. (2008). Hydrogen production methods. *Encyclopedia of Electrochemical Power Sources*, 1, 397-410.
- [30] Zeng, K., & Zhang, D. (2010). Recent progress in alkaline water electrolysis for hydrogen production and applications. *Progress in Energy and Combustion Science*, 36(3), 307-326.
- [31] International Journal of Hydrogen Energy (2023). Feasibility analysis of blending hydrogen into natural gas networks.
- [32] Energy Futures Initiative (2020). The Role of Clean Hydrogen in Achieving a Clean Energy Future.
- [33] International Energy Agency (2020). The Future of Hydrogen.
- [34] Technologies for blending hydrogen into natural gas networks: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volume 136, 110423, December 2020.
- [35] "Evaluation of hydrogen/natural gas blends as a fuel for residential gas appliances." *Applied Energy*, Volume 106, pp. 144-154, September 2013.
- [36] "Impact of hydrogen injection on natural gas infrastructure and end-use equipment." *International Journal of Hydrogen Energy*, Volume 43, Issue 38, pp. 17947-17959, September 2018.
- [37] Fuentes-Cabrera, M., Escobedo-Galván, A.H., González-Sánchez, R. et al. (2021). Hydrogen as an alternative fuel for the natural gas grid: A review of hydrogen purity requirements. *International Journal of Hydrogen Energy*,
- [38] Energy Networks Association (ENA) Gas Quality Working Group. (2018). Code of Practice 27: Gas quality and odourisation for hydrogen blended with natural gas.

Références bibliographiques et webographie

- [39] International Gas Union (IGU). (2019). Guideline for hydrogen blending in natural gas networks.
- [40] GOUPIL, G (2011). Elaboration et caractérisation de matériaux d'anode à conduction mixte protonique/électronique pour l'électrolyse de la vapeur d'eau à haute température.
- [41] LE BOULZEC, H (2016). La production d'hydrogène « vert ». 108.
- [42] LE BIDEAU, D (2021). Étude de l'amélioration de la production d'hydrogène par le procédé d'électrolyse de l'eau alcaline. Simulation avec mécanique des fluides numérique et optimisation génétique.
- [43] BUSQUET, S (2003). Étude d'un système autonome de production d'Energie couplant un champ photovoltaïque, un électrolyseur et une pile à combustible : réalisation d'un banc d'essai et modélisation.
- [44] BENMESSAOUD, M. T (2012). SYSTÈME D'ÉNERGIE HYBRIDE PV-SOFC Étude de cas de réalisation stationnaire à l'USTO.
- [45] Investopedia. "Capital Expenditure (CAPEX).".
- [46] Investopedia. (2021). Operating Expense (OPEX).
- [47] AccountingTools. (2021). Operating Expense.
- [48] Bizfluent. (n.d.). How to Calculate Operating Expenses.
- [49] Chron. (n.d.). How to Calculate Operating Expenses.
- [50] International Renewable Energy Agency (IRENA). (2020). Renewable Power Generation Costs in 2019.
- [51] “Qu'est-ce que le LCOE ?” Connaissance des énergies, Association Connaissance des Énergies, 16 octobre 2017
- [52] U.S. Department of Energy. (2021). Hydrogen Analysis Resource Center: Levelized Cost of Hydrogen.
- [53] “The present and future green hydrogen production cost.” Science Climat Energie, Science Climat Energie, 16 July 2021