

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE



MINISTRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR
ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE
UNIVERSITÉ KASDI MERBAH OUARGLA



Faculté des sciences appliquées

Département de Génie des procédés

Mémoire

MASTER ACADEMIQUE

Domaine : sciences et technologiques

Filière : Génie des procédés

Spécialité : Génie chimique

Présenté Par :

Djafour Maria & Benhebirche Chrifa

Thème :

Étude de faisabilité d'une chaîne de production d'ammoniac
vert à partir d'hydrogène électrolytique dans la région
d'Ouargla

Soutenu publiquement le : 2026

Devant le jury composé de :

Mr M. CHAOUKI

Ma S. BENABDESSALAM

Mr. N. CHENNOUF

Professeur (UKM Ouargla)

Professeur (UKM Ouargla)

Professeur (UKM Ouargla)

Président

Examinatrice

Encadrant

Année Universitaire : 2025/2026



REMERCIEMENTS

Et dis:« Agissez, car Allah verra vos œuvres, ainsi que Son Messager et les croyants. »
Louange à Allah, par la grâce duquel les bonnes œuvres sont accomplies, et qui nous a accordé succès, force, patience et détermination pour mener à bien ce modeste travail. Cette période d'études a été riche d'expériences qui ont contribué à mon développement académique et personnel. Louange à Allah pour chaque succès et chaque grâce.

Je tiens à exprimer ma profonde gratitude à Monsieur CHENOUF Nasreddine, Professeur à l'Université Kasdi Merbah – Ouargla, mon encadrant, pour sa précieuse assistance scientifique, ses conseils avisés, ses critiques constructives et son soutien moral tout au long de la réalisation de ce mémoire. Je remercie également Pr CHOUKI Mourad, pour avoir accepté de présider le jury de soutenance, ainsi que Pr S. BENABDESSALAM, pour m'avoir fait l'honneur de participer à l'évaluation de ce travail.

Nous exprimons également nos sincères remerciements à la société Zergoun de Ouargla pour la fourniture des informations et des données qui ont contribué à la réalisation de ce travail. Notre plus profonde gratitude va à toute son équipe.

Le Prophète Mohammad (que la paix et les bénédictions soient sur lui) a dit :
« Celui qui ne remercie pas les gens ne remercie pas Dieu. »
Nous tenons à exprimer notre gratitude à tous ceux qui, de près ou de loin, ont apporté leur aide et dont la contribution a été essentielle à la réalisation de ce travail. Nous souhaitons à tous les étudiants de master en génie chimique une pleine réussite et prions Dieu de les combler de succès et d'excellence.





DÉDICACE :

Au nom de Dieu, le Tout Miséricordieux, le Très Miséricordieux. Louange à Dieu, par la grâce duquel les bonnes actions s'accomplissent. Louange à Dieu pour les bienfaits de la connaissance et du succès. Que la paix et les bénédictions soient sur le plus noble des êtres et le Sceau des Prophètes, notre maître Muhammad (que la paix soit sur lui). Je dédie le fruit de mon travail à la source de tendresse et d'amour, ma chère mère, et à mon premier soutien et pilier de force tout au long de mon parcours, mon père bien-aimé, qui ont été et demeurent la lumière sur mon chemin à chaque instant difficile. Je dédie également cet ouvrage à mes chers frères, mes compagnons de voyage, à mes amis, et à tous ceux qui m'ont tendu la main ou adressé un mot d'encouragement, de près ou de loin.

Maria





DÉDICACE

Et dis : « Agissez, car Allah verra vos œuvres, ainsi que Son Messager et les croyants. »
Louange à Allah, par la grâce duquel les bonnes actions sont accomplies, par la faveur duquel les actions sont menées à terme et les objectifs atteints.

Et à moi-même... qui ai persévéré, lutté et surmonté les difficultés, sans jamais faiblir malgré la fatigue, entreprenant ce voyage avec détermination jusqu'à atteindre ce but. Louange à Allah d'accorder le succès après l'épreuve.

Le poète a dit :

Il n'y a pas de plus grande bonté en ce monde que celle d'une mère... Elle est la lumière lorsque règnent les ténèbres et le chagrin.

À celle dont les pieds reposent au Paradis, et dont la source d'une tendresse infinie est un amour sans bornes...

Ma très chère mère, rose, jasmin et souffle d'un amour indescriptible – qu'Allah la préserve et lui accorde une longue vie. À mon cher père, qui fut mon soutien et ma force, l'artisan de ma détermination tout au long de mon chemin de vie, je prie Dieu Tout-Puissant, Seigneur du Trône Suprême, de lui accorder un prompt et complet rétablissement et de bénir sa vie et sa santé.

À ma grand-mère bien-aimée, que Dieu la protège et lui accorde une longue vie, elle dont les prières et la tendresse ont été une lumière dans ma vie.

À mon cher grand-père, que Dieu lui fasse miséricorde et lui ouvre les portes du Paradis, il était un symbole de sagesse et de dignité, et a laissé une empreinte indélébile dans mon cœur.

À mes frères et sœurs, mes compagnons de route et les souvenirs de ma vie.

À mes oncles et tantes, et à tous les membres de ma chère famille, dont le soutien et l'influence ont été inestimables.

À mon collègue de travail, qui a été un véritable soutien dans cette épreuve, partageant mon fardeau et m'apportant une aide et un soutien précieux.

À tous ceux qui ont fait preuve de bonté, m'ont offert un mot de soutien ou ont prié sincèrement pour moi. Le Messager de Dieu (que la paix et les bénédictions soient sur lui) a dit :

« Celui qui ne remercie pas les gens ne remercie pas Dieu. » Je présente humblement cet effort, espérant qu'il sera agréé par Dieu et qu'Il en fera une science bénéfique et une aumône continue.

Chrifa



Résumé :

Ce travail porte sur la conception d'un système de production d'ammoniac vert à Ouargla basé sur l'énergie solaire, avec une capacité de 4 000 t/j. Le procédé combine le photovoltaïque, l'électrolyse de l'eau et la séparation de l'air. Il permet de réduire les émissions de CO₂ d'environ 90 % par rapport aux méthodes conventionnelles, offrant ainsi une alternative propre. Malgré des coûts élevés à court terme (600–750 \$/tonne en 2025), ceux-ci devraient diminuer progressivement pour atteindre environ 200–260 \$/tonne à l'horizon 2060.

Mots-clés : Ammoniac vert — Énergie solaire – Électrolyse – région de Ouargla – panneau photovoltaïque

ملخص

يتناول هذا العمل تصميم نظام لإنتاج الأمونيا الخضراء في ورقلة اعتماداً على الطاقة الشمسية، بطاقة إنتاجية تبلغ 4000 طن يومياً. يجمع هذا النظام بين الخلايا الكهروضوئية، والتحليل الكهربائي للماء، وفصل الهواء. ويساهم في تقليل انبعاثات ثاني أكسيد الكربون بحوالي 90 % مقارنة بالطرق التقليدية، مما يوفر بديلاً نظيفاً. ورغم ارتفاع التكاليف على المدى القصير (600 إلى 750 دولاراً للطن في عام 2025)، فمن المتوقع أن تنخفض تدريجياً لتصل إلى حوالي 200 إلى 260 دولاراً للطن بحلول عام 2060.

الكلمات المفتاحية: الأمونيا الخضراء - الطاقة الشمسية - التحليل الكهربائي - منطقة ورقلة - الخلايا الكهروضوئية

Abstract :

This work focuses on the design of a green ammonia production system in Ouargla based on solar energy, with a production capacity of 4,000 tons per day. The process integrates photovoltaics, water electrolysis, and air separation. It enables a reduction of CO₂ emissions by about 90% compared to conventional methods, providing a clean alternative. Despite high short-term costs (600–750 \$/ton in 2025), these are expected to gradually decrease to approximately 200–260 \$ /ton by 2060.

Keywords: Green ammonia - Green hydrogen - Solar energy - Electrolysis – region of Ouargla – Photovoltaics Panel

Sommaire

Résume	IV
Listes des figures.....	IX
Listes des tableaux.....	X
Nomenclature	XI
Introduction générale.....	01

Chapitre 1 : Généralités sur L'ammoniac et l'hydrogène

1.1. Introduction.....	05
1.2. L'ammoniac.....	05
1.2.1 Définition.....	05
1.2.2. Propriétés physiques et chimiques de l'ammoniac.....	06
1.2.2.1. Propriétés physiques.....	06
1.2.2.2. Quelques Propriétés chimiques.....	06
1.2.3. L'utilisation de l'ammoniac	06
1.2.4. Les avantages de l'ammoniac.....	07
1.3. L'hydrogène comme vecteur énergétiques.....	08
1.3.1. Définition.....	08
1.3.2. L'hydrogène comme vecteur d'énergie.....	08
1.3.3. Classification (gris, bleu, vert).....	09
1.3.3.1.Mode de production d'hydrogène.....	09
1.3.4. Avantages et inconvénients de l'hydrogène.....	11
1.3.4.1. Les avantages.....	11
1.3.4.2.les inconvénients.....	12
1.4. Conclusion.....	12

Chapitre 2 : Production d'hydrogène par électrolyse de l'eau Production d'azote et synthèse de l'ammoniac

2.1. Introduction.....	14
2.2. Principe de l'électrolyse de l'eau.....	14
2.2.1. Electrolyse Eau à basse température.....	14
2.2.2. L'électrolyse de l'eau à des températures élevées.....	14
2.3. Types d'électrolyseurs.....	15
2.3.1. Électrolyse alcaline de l'eau (EAE).....	15
2.3.1.1. Avantages.....	15
2.3.1.2. Inconvénients	15



2.3.2. Électrolyse à membrane échangeuse de protons (PEM).....	16
2.3.2.1. Avantages	16
2.3.2.2. Inconvénient.....	16
2.3.3. Cellules d'électrolyse à oxyde solide (SOEC).....	17
2.3.3.1. Avantages.....	17
2.3.3.2. Inconvénients.....	17
2.4. Séparation de l'azote de l'air.....	18
2.4.1. La distillation cryogénique (Cryogenic Distillation).....	18
2.4.2. Note opérationnelle.....	18
2.5. Principe Général du Procédé Haber-Bosch , Conditions Opératoires.....	19
2.6. Catalyseurs	19
2.7. Adaptation du procédé au contexte "vert ".....	20
2.7.1. Fonctionnement flexible du procédé Haber-Bosch.....	20
2.7.1.1. Stockage tampon d'hydrogène.....	20
2.7.1.2. Contrôle avancé du procédé (APC).....	20
2.7.1.3. Fonctionnement partiel (partial load).....	20
2.8. Alternatives émergentes.....	21
2.8. 1. Synthèse électrochimique directe.....	21
2.8. 2. Plasma catalytique.....	21
2.8.3. Micro-réacteurs modulaires.....	21
2.9. Conclusion.....	21

Chapitre 3 : Analyse techno-économique de la production d'ammoniac en Algérie

3.1 Introduction	23
3.2. Production d'ammoniac en Algérie.....	23
3. 3 Complexe AOA (Algerian-Omani Fertilizer).....	24
3.3.1 Présentation générale.....	24
3.3.2 Procédé industriel (simplifié).....	24
3.3.3 Technologies utilisées pour la production d'ammoniac.....	25
3.3.3.1. Haldor Topsoe.....	25
3.4. Bilan matière pour 1 tonne NH ₃	27
3.5. Bilan énergétique.....	28
3.5.1. Énergie totale nécessaire.....	28
3.5.2. Répartition énergétique par étape.....	28
3.6 Étude économique (LCOA) de l'ammoniac gris à Arzew.....	30

3.6.1. Principe du LCOA.....	30
3.6.2 Données du projet.....	30
3.6.3. OPEX (coûts d'exploitation).....	30
3.6.3..1. Gaz naturel.....	30
3.6.3.2. Électricité.....	31
3.6.3..3. Maintenance Inclut.....	31
3.6.3.4. OPEX total.....	31
3.6.4. Annualisation du CAPEX.....	31
3.6.4.1. Coût CAPEX par tonne.....	32
3.6.5. Calcul final du LCOA.....	32
3.6.6. Coût total de production.....	32
3.6.7. Comparaison avec d'autres types d'ammoniac.....	33
3.7 Conclusion.....	33

Chapitre 4 : Dimensionnement et étude économique d'une installation photovoltaïque (PV) de production de l'ammoniac vert dans le sud Algérienne Ouargla

4.1. Introduction.....	35
4.2. Situation géographique	36
4.3. Ressource solaire.....	36
4.4. Intérêt stratégique du sud algérien.....	37
4.5. Le composant d'un système de production de l'ammoniac.....	38
4.5.1. Dimensionnement du système photovoltaïque (PV).....	38
4.5.2. Choix de la technologie photovoltaïque.....	38
4.5.3. Dimensionnement analytique.....	38
4.6. Électrolyse de l'eau.....	40
4.6.1. Choix recommandé : électrolyseur alcalin (AEL).....	40
4.7. Qualité de L'eau	40
4.8. Rôle de l'eau distillée dans l'optimisation du rendement énergétique.....	41
4.9. Dimensionnement de production d'ammoniac vert.....	42
4.9.1. Production d'ammoniac visée.....	42
4.9.2. Besoin énergétique pour l'ammoniac vert.....	42
4.9.3. Production d'un panneau photovoltaïque.....	42
4.9.4. Production journalière d'un panneau.....	42
4.9.5. Configuration du champ photovoltaïque.....	43
4.9.6. Calcul du nombre de modules en série N_s	44
4.9.7. Calcul du nombre de chaînes en parallèle N_p	44

4.9.8. Surface nécessaire.....	45
4.9.9. Production d'hydrogène.....	45
4.9.10. Électrolyse de l'eau.....	45
4.10. Étude économique (LCOA) de production d'ammoniac vert à Ouargla.....	47
4.10.1. Principe du LCOA.....	47
4.10.2. Hypothèses économiques (projet Ouargla).....	48
4.10.3. Coût de l'électricité	49
4.10.4. Coûts d'exploitation (OPEX).....	49
4.10.5. Coûts total annuel.....	49
4.10.6. LCOA (coût par tonne).....	49
4.11. Conclusion.....	50

Chapitre 5 : Analyse de faisabilité prospective (2025–2060) de la production d'ammoniac vert en la région de Ouargla Algérie

5.1. Introduction.....	52
5.2. Faisabilité technique.....	52
5.3. Évolution technologique (2025–2060)	52
5.3.1. Évolution du coût des électrolyseurs (2025-2060)	52
5.3.2. Évolution du coût du photovoltaïque (PV) (2025-2060).....	53
5.4. Analyse techno-économique prospective du coût de l'hydrogène et de l'ammoniac vert (2025–2060)	55
5.5 Analyse économique comparative et prospective de l'ammoniac vert	56
5.5.1 Situation économique initiale (2026)	57
5.5.2 Analyse prospective et comparative de coût de l'ammoniac jusqu'à 2060.....	57
5.6 Analyse environnementale	58
5.6.1. Ammoniac gris (production conventionnelle)	58
5.6.2. Ammoniac vert	58
5.6.3. Impact environnemental global	59
5.6.4. Évolution environnementale (2025–2060)	59
5.7. Comparaison environnementale entre l'ammoniac conventionnel et l'ammoniac vert	60
5.8. Conclusion	60
Conclusion générale.....	62
Bibliographie.....	64

Listes des Figures :

Figure 1.1 : structure de l'ammoniac

Figure 1.2: Les principaux avantages de l'ammoniac

Figure 1.3: Cycle de l'hydrogène vecteur énergétique

Figure 1. 4 : L'hydrogène et ses multiples couleurs

Figure 2.1 : principe de HTE selon le type d'électrolyte

Figure 2.2 : électrolyseur Alcaline.

Figure 2.3 : Schéma de principe du fonctionnement d'un AME dans un électrolyseur PEM

Figure 2.4 : Séparation de l'azote de l'air

Figure 2.5 : les différentes forms de catalyseurs.

Figure 2.6 : catalyseur à base de fer

Figure 3.1: photo du complexe AOA (Algerian-Omani Fertilizer)

Figure 3.2: procédé d'ammoniac utilisé dans les technologies de Haldor Topsoe.

Figure 3.3: schéma représente le procédé industriel utilisé dans les technologies de Haldor Topsoe

Figure4.1 : Schéma global du procédé

Figure 4.2 : Situation de la wilaya de Ouargla

Tableau 4.3 : Synthèse des technologies photovoltaïque

Figure4.4 : Irradiation Journalière Moyenne Mensuelle Hors Atmosphère à Ouargla

Figure4.5 : Carte de l'irradiation solaire en Algérie

Figure4.6 : : Panneau solaire photovoltaïque de la société Zargon M10 in algeria
on 09-09-25

Figure 4.7: Stockage des eaux souterraines

Figure5.1 : Évolution du coût des électrolyseurs (2025-2060)

Figure5.2 : : Évolution du photovoltaïque (PV) (2025-2060)

Figure5.3 : représentation de l'évolution techno-économique du projet ammoniac vert (2025-2060)

Figure 5.4: évolution prospective et comparative de coût de l'ammoniac jusqu'à 2060

Listes des Tableaux :

Tableau 1.1 : les propriétés physiques de l'ammoniac

Table 2.1 : Réaction mises enjeu pour une HTE

Table 2.2 : comparaisons (Alcaline et PEM et SOEC)

Tableau 3.1 Capacités de production d'ammoniac en Algérie et principales installations industrielles

Tableau 3.2 : Répartition énergétique par étape

Tableau 3.3 : Le coût de production de l'ammoniac gris

Tableau 4.1 : spécifications du site de Ouargla

Tableau 4.2 : Comparaison du indicateurs énergétiques enter le nord etle sud de algérie

Tableau 4.3 :Propriétés du Panneau solaire photovoltaïque de la société Zargon M10 in algeria on 09-09-25

Tableau 4.4 : module de production

Tableau4.5 : Disponibilité des ressources en eau

Tableau4.6 : Résumé du dimensionnement

Tableau 5.1: Évolution techno-économique du projet ammoniac vert (2025-2060)

Tableau 5.2 : Comparaison des coûts

Table5.3 : Comparaison l'ammoniac conventionnel et l'ammoniac vert



Nomenclature :

Abréviation /etiquette

Forme complete /Description

CSC	Captage et Stockage du carbone
HTE	Haute Température Electrolyse
EAE	Electrolyse alcaline de l'eau
PEM	Electrolyse Membrane à échangeuse de protons
SOEC	Cellules d'électrolyse à oxide solide
AME	Assemblage Membrane-Electrolyse
PSA	Adsorption par Inversion de pression
APC	Controle Avancé du procédé
AOA	Algerian-Omani Fertilizer
SMR	Reformage du méthane à la vapeur
HTS	Conversion à haute température
LTS	Conversion à basse température
LCOA	Coût actualise de l'ammoniac
OPEX	Coûts d'exploitation
CAPEX	Investissement initial
CRF	Facteur de recuperation du capital
PV	panneau photovoltaïque

Introduction Générale

Introduction générale :

Dans un contexte marqué par l'accélération des changements climatiques et les engagements internationaux visant à réduire les émissions de gaz à effet de serre, la transition vers des systèmes énergétiques durables s'impose comme une nécessité stratégique incontournable. L'industrie de l'ammoniac (NH_3) constitue un pilier fondamental de l'économie mondiale, en raison de son rôle essentiel dans la production des engrais et le soutien à la sécurité alimentaire. Cependant, ses procédés de production conventionnels, principalement basés sur le gaz naturel, génèrent d'importantes émissions de dioxyde de carbone, ce qui impose une réorientation vers des modes de production plus propres et durables.

Dans ce cadre, l'ammoniac vert apparaît comme une solution prometteuse, reposant sur l'utilisation de l'hydrogène vert produit par électrolyse de l'eau à partir de sources d'énergie renouvelables, notamment l'énergie solaire.

L'objectif du présent travail est de développer une installation industrielle de production de L'ammoniac par les énergies renouvelables dans le sud algérien et particulièrement dans la région de Ouargla, qui bénéficient d'un ensoleillement exceptionnel dépassant $2500 \text{ kWh/m}^2/\text{an}$ [1]. Ces conditions offrent un environnement particulièrement favorable à l'implantation de centrales photovoltaïques de grande envergure. Ce travail a été organisé de façon à permettre une lecture à différents niveaux. Il est ainsi structuré en cinq chapitres :

Le premier chapitre présente les fondamentaux de l'ammoniac et de l'hydrogène, leurs propriétés, leurs modes de production et leurs applications industrielles. Le deuxième chapitre analyse les procédés de production de l'hydrogène par électrolyse de l'eau, la séparation de l'azote de l'air, ainsi que la synthèse de l'ammoniac via le procédé Haber-Bosch.

Le troisième chapitre propose une analyse technico-économique de la production d'ammoniac en Algérie, avec une capacité industrielle de 400 t/j avec une étude économique. Le quatrième chapitre est consacré au dimensionnement du système de production d'ammoniac vert, incluant la centrale photovoltaïque, l'électrolyse de l'eau et la synthèse de l'ammoniac, avec la capacité proposée.

Le cinquième chapitre présente une analyse prospective de faisabilité technico-économique et environnementale sur la période 2025–2060.

Finalement, le manuscrit se conclue en rappelant les principales contributions élaborées tout au long de ce travail.

Chapitre 1 : Généralités sur L'ammoniac et l'hydrogène

1.1.Introduction :

Ce chapitre est dédié à l'étude de deux piliers de l'industrie et de la transition énergétique : l'ammoniac et l'hydrogène. Il débute par une présentation de l'ammoniac NH_3 détaillant sa structure moléculaire, ses propriétés et son rôle crucial dans la production d'engrais. La suite du chapitre explore l'hydrogène en tant que vecteur énergétique d'avenir, en présentant sa "palette de couleurs" selon les modes de production (vert, bleu, gris...), tout en analysant les avantages et les contraintes liés à son utilisation et son stockage.

1.2.L'ammoniac :

1.2.1.Définition :

L'ammoniac est un composé chimique, de formule NH_3 , et dégageant une odeur piquante très fortement désagréable. C'est une molécule pyramidale à base trigonale : l'atome d'azote (N) est au sommet et les trois atomes d'hydrogène occupent les trois coins de la base triangulaire équilatérale, ayant $1.64 \text{ \AA}$ de côté, et pouvant être considéré comme formant la base d'une pyramide régulière aplatie, de hauteur à $0.36 \text{ \AA}$, dont l'atome d'azote occuperait le sommet, cette structure résulte de la liaison entre l'hydrogène et les trois électrons de l'azote. Le moment diélectrique de la molécule NH_3 ; est égale $0,5 \cdot 10^{-29}$ coulomb/mètre, presque aussi élevé que celui de la molécule H_2O . [2]

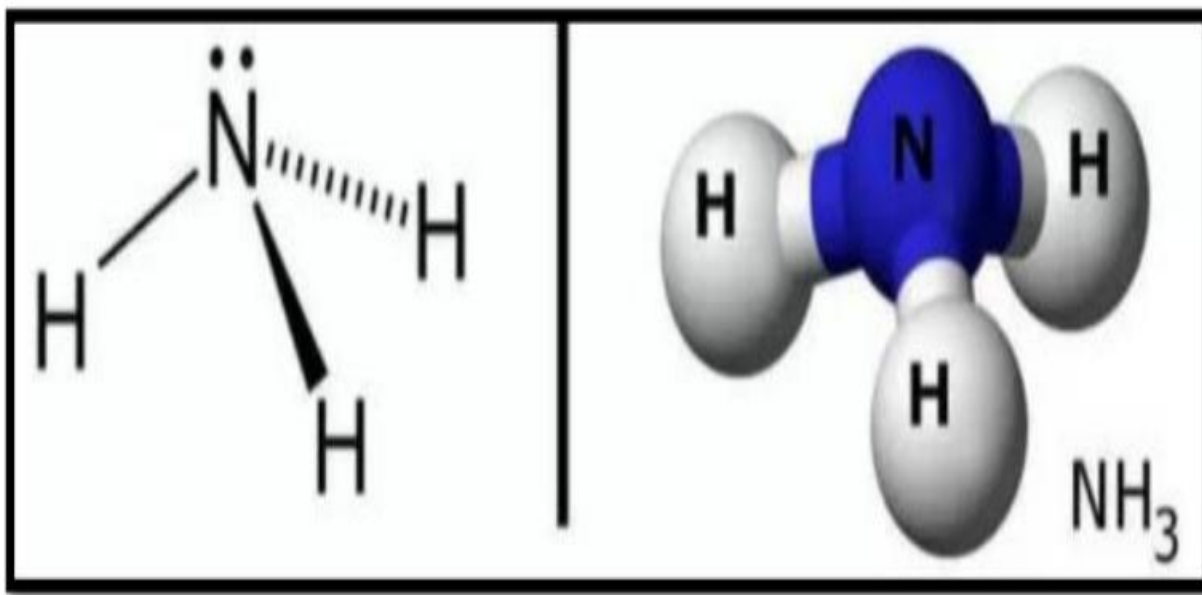


Figure 1.1 : structure de l'ammoniac [2]

1.2.2. Propriétés physiques et chimiques de l'ammoniac :

1.2.2.1. Propriétés physiques :

L'ammoniac est très soluble dans l'eau (33,1% en poids à 20°C). la dissolution s'accompagne d'un dégagement de chaleur. Les solutions obtenues sont connues sous le nom d'ammoniaque. [3]

Tableau 1.1 : les propriétés physiques de l'ammoniac [3]

masse molaire	17 g/mole
point de fusion	-77,7°C
point d'ébullition	-33,3°C
densité de vapeur	0.59

1.2.2.2. Quelques propriétés chimiques :

À température ordinaire, l'ammoniac est un composé stable. Sa dissociation en hydrogène et azote ne commence que vers 400-550°C.

L'ammoniac brûle à l'air au contact d'une flamme en donnant principalement de l'azote et de l'eau.[3]

1.2.3.L'utilisation de l'ammoniac:[2]

- **Les engrais:**

Le gaz ammoniac est principalement utilisé par l'industrie des engrais, en application directe et en tant que matière indispensable pour la synthèse des engrais azotés comme:

a) Urée : est le principal produit pour le traitement de l'ammoniac.

b) Sulfate d'ammoniaque : est un additif important dans les engrais chimiques.

Il est également utilisé pour la fabrication de poudre pour extincteur, pour la fabrication de papiers très inflammables ou de l'extraction de métaux comme le chrome et l'or.

c) Nitrate d'ammonium: est l'élément principal de nombreux engrais chimiques et d'explosifs industriels.

- **La fabrication des produits chimiques:**

a) Acide nitrique HNO_3 : est principalement traité pour devenir un engrais chimique (ammonitrate granulé, solution d'urée et de nitrate d'ammoniaque) et un produit technique utilisé comme acide adipique, dérivés nitrés et aniline. Il se neutralise avec des bases en nitrate comme sel de fertilisation et matières explosives.

b) Bicarbonate de soude: production de soda.

c) Carbonate de sodium: production de soda.

d) Hydrazine (N_2H_4): on utilise de l'hydrazine dans les propergols pour fusée ou pour la production électrochimique de courant dans des cellules secondaires.

- **Fabrication de médicaments:**

Le sulfamide, qui empêche la croissance et la multiplication de bactéries, est utilisé lors de la fabrication de médicaments. Il requiert des acides para-amino-benzoïques (PABA) pour la biosynthèse d'acides foliques, les médicaments contre la malaria et vitamines comme la vitamine B, le nicotinamide (niacinamide) et la vitamine B1.

- **Fabrication de pâte chimique et de papier:**

Sulfate d'ammonium NH_4HSO_3 : permet le traitement du bois dur.

- **Autres usages :**

a) Utilisation dans la technique frigorifique: fabrication de glace dans les grandes installations frigorifiques, les installations de climatisation pour bâtiments et usines.

b) Utilisation dans l'industrie sidérurgique: est utilisé pour le recuit brillant de l'acier et pour l'extraction du zinc et du nickel.

c) Utilisation dans l'industrie du nettoyage: la solution ammoniacale est utilisée comme agent nettoyant comme "Cloudy Ammonia"

d) Fabrication de l'eau ammoniacale: est utilisé pour le traitement des métaux comme la nitruration des aciers, l'extraction de certains métaux de leurs minerais, comme le cuivre, pour la régulation de pH, l'élimination des oxydes d'azote et des oxydes de soufre, des gaz de combustion.....etc.

1.2.4. Les avantages de l'ammoniac :

L'ammoniac est un produit chimique important qui présente de nombreux avantages dans les secteurs industriel et énergétique. Il est largement utilisé dans la production d'engrais et de nombreux autres produits chimiques. De plus, il est relativement facile à stocker et à transporter comparé à d'autres sources d'énergie, et son rôle croissant dans la réduction des émissions de carbone, lorsqu'il est utilisé de manière moderne et durable, en fait une option prometteuse pour soutenir le développement industriel et atteindre la durabilité environnementale [4] .

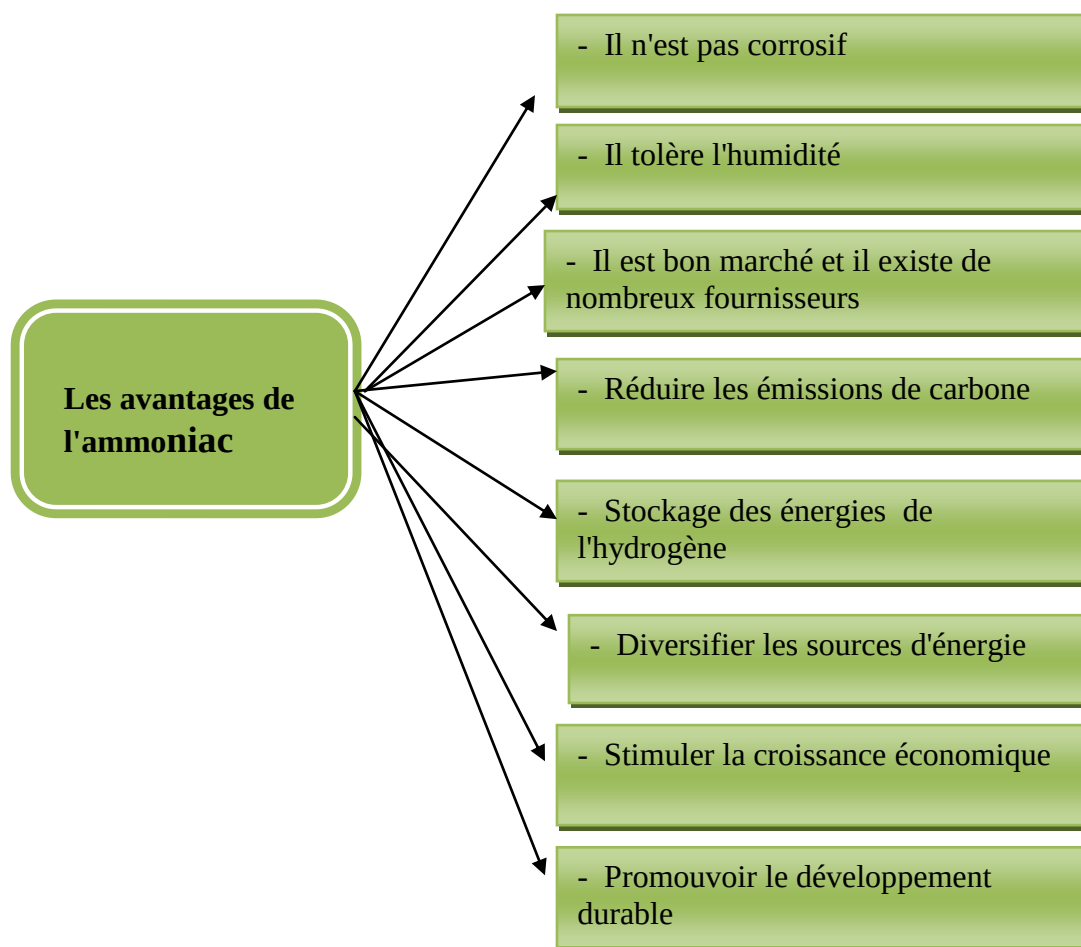


Figure 1.2: Les principaux avantages de l'ammoniac

1.3. L'hydrogène comme vecteur énergétique :

1.3.1. Définition :

L'hydrogène H_2 est l'élément le plus simple et le plus abondant de l'univers, se présentant sous forme de gaz diatomique H_2 incolore, inodore et très léger dans les conditions normales. Constitué de trois isotopes (protium, deutérium et tritium), il est un composant essentiel de l'eau et de la matière organique. Bien qu'il ne soit pas une source d'énergie primaire, il constitue un vecteur énergétique stratégique capable de stocker et de transporter de l'énergie produite à partir de diverses sources (fossiles, renouvelables ou nucléaires). Sa valorisation est particulièrement écologique car sa combustion avec l'oxygène ne rejette que de l'eau, sans aucune émission de gaz à effet de serre.[5]

1.3.2. L'hydrogène comme vecteur d'énergie :

L'hydrogène est perçu comme un « vecteur énergétique » car, une fois produit, il peut être stocké, Transporté et utilisé. Il existe deux méthodes pour récupérer l'énergie présente dans l'hydrogène: en le brûlant ou par le biais d'une pile à combustible. De plus, il est utilisé

comme un élément dans certains Procédés employés dans le secteur industriel. Avec l'avancement technologique qui a optimisé l'efficacité et la fiabilité des procédés, on peut Générer de l'hydrogène par électrolyse de l'eau, utilisant de l'électricité à faible teneur en carbone. On qualifie de « décarboné un produit dont la fabrication et l'usage contribuent à réduire d'auMoins 70% les é missions de CO₂ associées à une production basée sur des sources fossiles [6] .

- Le secteur du gaz, comprenant des producteurs, des opérateurs d'infrastructures ainsi que des fournisseurs
- L'industrie, à la fois en sa qualité de consommateurs et de fournisseurs d'équipements industriels, de piles à combustible et de technologie hydrogène
- Le domaine de la mobilité, dans son rôle d'utilisateur lors de la transition vers un mode de transport à la fois durable sur le plan économique et écologique
- Le domaine commercial et les utilisateurs finaux non professionnels

Dans ce contexte, l'hydrogène est perçu comme un possible vecteur énergétique de substitution aux hydrocarbures fossiles. L'économie de l'hydrogène (figure 1.2) et un concept d'organisation énergétique (production, transport, stockage, distribution, cogénération décalée de chaleur et d'électricité).

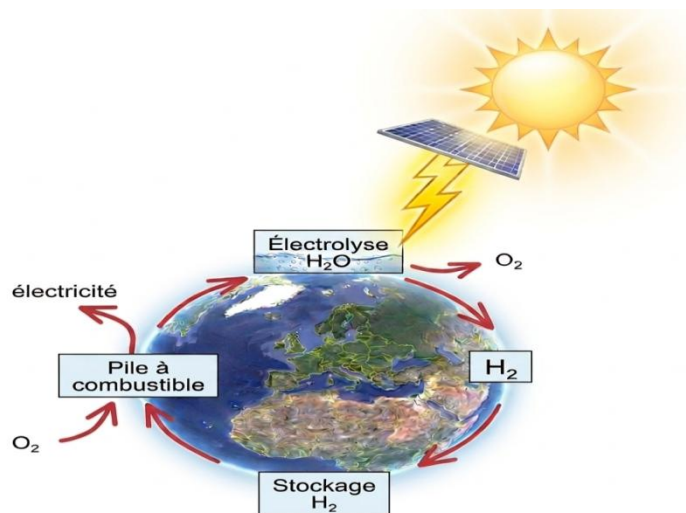


Figure 1.3: Cycle de l'hydrogène vecteur énergétique [6]

1.3.3. Classification (gris, bleu, vert) :

1.3.3.1. Mode de production d'hydrogène

Chaque couleur correspond au procédé utilisé pour la production d'hydrogène ou à sa source d'énergie.

Ce procédé a évolué avec les années, et tend de plus en plus vers une énergie ou un mode de production plus respectueux de l'environnement[5] .



Figure 1. 4 : L'hydrogène et ses multiples couleurs[5] .

***L'hydrogène gris:**

Aujourd'hui considéré comme le plus courant et le moins cher à produire, l'hydrogène gris est fabriqué à partir du vaporeformage du gaz. Il est donc d'origine fossile. Malheureusement, il ne s'agit pas du moyen de production le plus écologique.

***L'hydrogène vert:**

Produit par électrolyse de l'eau en utilisant de l'électricité provenant de sources renouvelables, comme l'énergie solaire ou éolienne.

*** L'hydrogène jaune**

Produit également par électrolyse mais en utilisant de l'électricité d'origine nucléaire pour alimenter l'électrolyseur.

*** L'hydrogène blanc**

L'hydrogène blanc, appelé également " hydrogène natif "ou " hydrogène naturel ". Le gaz se forme de trois manières possibles :

- Lorsqu'une réaction d'oxydoréduction des métaux qui contiennent du fer au niveau hydrothermal.
- Lorsqu'une eau à forte teneur en plutonium subit une radiolyse.
- Lorsqu'un rayonnement ionisant cause la rupture des molécules de H_2O , libérant l'hydrogène.

Contrairement à l'hydrogène vert ou le gris, l'hydrogène naturel n'a pas besoin de séparation par électrolyse ou de vaporeformage. Il est utilisable tel quel.

* L'hydrogène noir/brun :

Considéré comme l'hydrogène le plus émetteur en CO₂, l'hydrogène noir est produit à partir de charbon. Lui-même est converti en gaz avant d'être transformé en hydrogène. L'hydrogène sera dit brun s'il est produit à partir de lignite et noir pour la production à partir de charbon bitumineux. Dans les deux cas, il s'agit d'un processus de production extrêmement polluant qui n'est quasi plus utilisé.

* L'hydrogène rose :

Électricité d'origine nucléaire L'hydrogène peut parfois être produit à partir d'énergie nucléaire, il est alors qualifié de « rose ». Ce processus de production d'hydrogène ne libère donc pas (ou très peu) de dioxyde de carbone, ce qui représente un réel avantage pour l'environnement.

* L'hydrogène bleu: captage géologique

L'hydrogène est qualifié de «bleu» lorsque les émissions de CO₂ produites lors du processus de vaporeformage sont captées et stockées sous terre à l'aide de techniques industrielles de capture et de stockage de CO₂ (CSC) pour éviter leur libération dans l'atmosphère. Par conséquent, l'hydrogène bleu est souvent considéré comme une source d'énergie neutre en carbone, même si une partie du CO₂ produit (environ 10 à 20%) ne peut pas être capturée. Il serait plus précis de qualifier l'hydrogène bleu de «bas carbone».

* L'hydrogène turquoise

L'hydrogène turquoise » ou « bas carbone» est désigné par un tout nouveau processus expérimental d'extraction d'hydrogène à partir de gaz naturel produisant de l'hydrogène gazeux et du carbone solide en chauffant le méthane à haute température (2000°C) via un procédé appelé pyrolyse.

1.3.4. Avantages et inconvénients de l'hydrogène:

1.3.4.1. Les avantages:

- L'avantage majeur est que l'hydrogène produit environ 2.8 fois l'énergie par unité de masse que l'essence.
- Quand l'hydrogène est brûlé, la seule émission qu'il fait est la vapeur d'eau, donc un avantage important de l'H₂ est une fois brûlé, le CO₂ n'est pas produit.
- L'H, est l'élément le plus abondant dans l'univers « eau, », ce qui représente environ 3/4 de toutes les matières.
- Réduction de la dépendance du pétrole.
- Non polluant.
- Non toxique.
- Très léger: diffusion aisée dans l'eau.
- Facile à produire.
- Combustible idéal des piles [7].

1.3.4.2.les inconvénients:

- Sa légèreté implique une densité énergétique volumique moins favorable au transport et au stockage sous forme gazeuse, que pour le gaz naturel.
- Ses limites d'inflammabilité et de détonation avec l'air sont plus larges que celles du gaz naturel. En dehors d'une situation dite « confinée » c'est-à-dire que le gaz est emprisonné avec de l'air dans un volume fermé ».
- L'hydrogène est moins dangereux que le gaz naturel. En situation confinée, l'énergie explosive théorique par m³ de gaz est 3,5 fois plus faible pour l'hydrogène. L'énergie minimale à fournir pour l'enflammer est 10 fois plus faible que pour celle d'hydrocarbures classiques.
- Sa flamme est presque invisible.
- Son image dans le public n'est pas bonne et son acceptabilité n'est donc pas encore acquise [7].

1.4.Conclusion :

conclusion, ce chapitre met en évidence le rôle crucial de l'ammoniac et de l'hydrogène dans l'industrie moderne. Si l'ammoniac demeure un pilier indispensable pour le secteur des engrais, l'hydrogène s'impose comme une solution énergétique d'avenir pour lutter contre le changement climatique, notamment via sa production décarbonée (hydrogène vert). Malgré les défis techniques de stockage et de sécurité, la maîtrise de ces deux vecteurs est une étape clé pour réussir une transition énergétique durable.

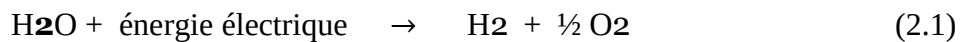
Chapitre 2 : Production d'hydrogène par électrolyse de l'eau production d'azote et synthèse de l'ammoniac

2.1. Introduction :

Cette partie de l'étude aborde l'aspect applicatif en se concentrant sur les mécanismes de production de l'hydrogène et de l'ammoniac ainsi que leurs critères d'efficacité technique. Les documents présentent une comparaison précise entre les différents systèmes d'électrolyse (Alcaline, PEM, SOEC) en termes de conditions opératoires et de rendement énergétique. Ils détaillent également les réactions chimiques fondamentales de la synthèse de l'ammoniac, soulignant le rôle de l'innovation et des catalyseurs dans l'émergence de solutions énergétiques durables.

2.2. Principe de l'électrolyse de l'eau :

L'électrolyse de l'eau a été réalisée pour la première fois par Nicholson et Carlisle l'eau 19^{esi}ècle . Cette technologie nécessite l'électricité pour décomposer les molécules d'eau en dihydrogène et dioxygène [8]



existe des variations en fonction de la température.

2.2.1. Electrolyse Eau à basse température (200-400°C):

En utilisant une membrane en céramique conductrice d'oxyde ou de proton. Ceci doit être connecté à un système solaire concentré ou à un réacteur à haute température pour utiliser une source de vapeur à faible base [8].

2.2.2. L'électrolyse de l'eau à des températures élevées :

L'électrolyse de l'eau à des températures élevées ou HTE (700-1000° C) est une technique similaire à l'électrolyse alcaline, mais convertit la vapeur d'eau en eau liquide. Selon le type d'électrolyte, la vapeur d'eau se dissociera à la cathode ou à l'anode(figure 2.1). Les réactions qui se produisent aux électrodes sont présentées dans le tableau(2.1) [8].

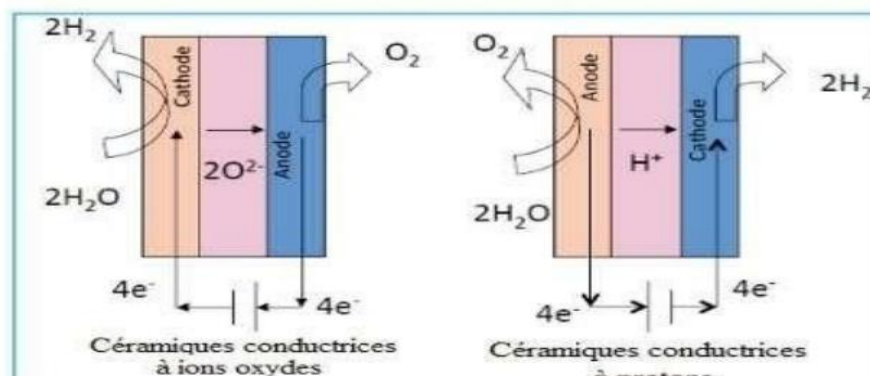


Figure 2.1 : principe de HTE selon le type d'électrolyte[8]

Table 2.1 : Réaction mises enjeu pour une HTE [8]

Electrolyte		
Réaction	A conduction d'ions oxides	A conduction protonique
Cathode	$\text{H}_2\text{O}(\text{g}) + 2\text{e}^- \rightarrow \text{H}_2(\text{g}) + \text{O}^{2-}$	$2\text{H} + 2\text{e}^- \rightarrow \text{H}_2(\text{g})$
Anode	$\text{O}^{2-} \rightarrow \frac{1}{2} \text{O}_2(\text{g}) + 2\text{e}^-$	$\text{H}_2\text{O}(\text{g}) \rightarrow 2\text{H} + \frac{1}{2} \text{O}_2(\text{g}) + 4\text{e}^-$
Globale	$\text{H}_2\text{O}(\text{g}) \rightarrow \text{H}_2(\text{g}) + \frac{1}{2} \text{O}_2(\text{g})$	

2.3. Types d'électrolyseurs :

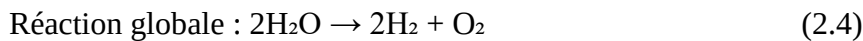
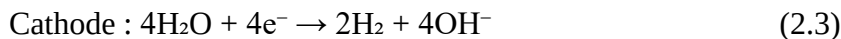
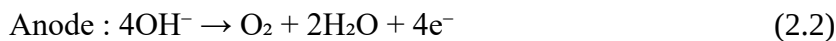
Technologies d'électrolyse de l'eau :

- Électrolyse alcaline de l'eau (EAE)
- Électrolyse à membrane échangeuse de protons (PEM)
- Cellules d'électrolyse à oxyde solide (SOEC)

Chacune de ces méthodes utilise un courant électrique pour séparer l'eau (H_2O) en hydrogène (H_2) et en oxygène (O_2), mais diffère par l'électrolyte, les conditions opératoires et le rendement. [4]

2.3.1. Électrolyse alcaline de l'eau (EAE) :

Présentation du procédé : L'électrolyse alcaline de l'eau est une technologie éprouvée et commercialisée. Elle utilise un électrolyte liquide, généralement de l'hydroxyde de potassium (KOH) ou de l'hydroxyde de sodium (NaOH), et des électrodes à base de nickel. Réactions clés



2.3.1.1. Avantages :

Matériaux peu coûteux et longue durée de vie (environ 60 000 h)

Utilisation industrielle bien établie

2.3.1.2. Inconvénients :

Densités de courant limitées (0,2–0,8 A/cm²)

Température de fonctionnement élevée (environ 70–90 °C)

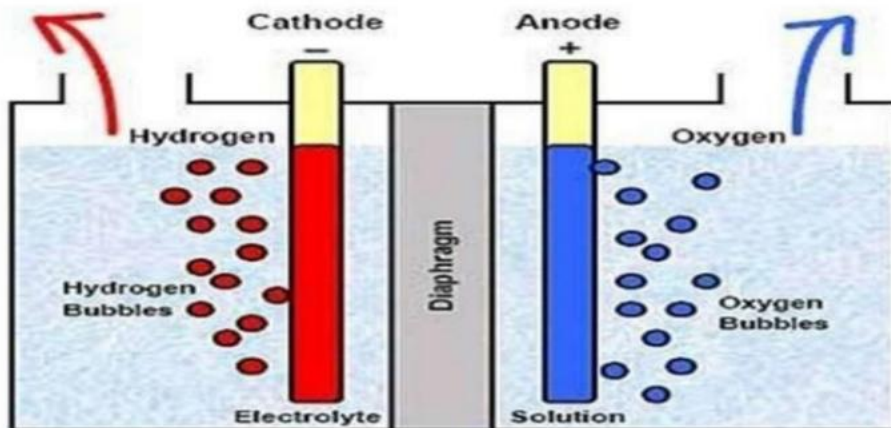
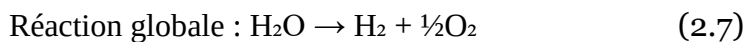
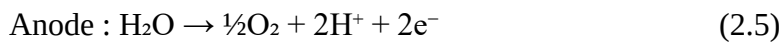


Figure 2.2 : électrolyseur Alcalin.[5]

2.3.2. Électrolyse à membrane échangeuse de protons (PEM) :

Présentation du procédé : L'électrolyse PEM utilise un électrolyte polymère solide au lieu d'une solution alcaline liquide. La membrane ne laisse passer que les protons (H^+), tout en bloquant les gaz. Elle utilise des catalyseurs à base de métaux précieux tels que le platine et l'iridium. Réactions clés



2.3.2.1. Avantages :

Densité de courant élevée ($1-2 \text{ A/cm}^2$)

Réponse rapide et compacte

2.3.2.2. Inconvénients :

Coût élevé des matériaux (catalyseurs et membranes onéreux)

Durée de vie limitée (environ 50 000 à 80 000 h)

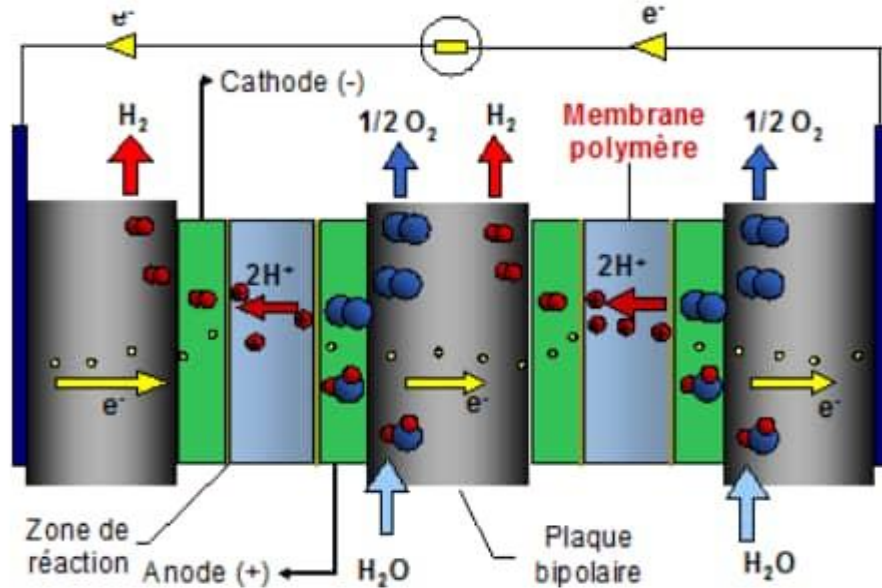
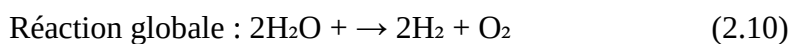
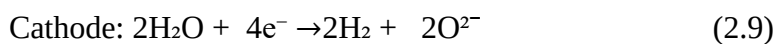


Figure 2.3 : Schéma de principe du fonctionnement d'un AME dans un électrolyseur PEM.[5]

2.3.3. Cellules d'électrolyse à oxyde solide (SOEC) :

Présentation du procédé : Les SOEC fonctionnent à haute température (700–850 °C) et utilisent des électrolytes céramiques (par exemple, la zircone stabilisée à l'yttrium). La température de fonctionnement élevée améliore l'efficacité, mais pose des problèmes liés aux matériaux.

Réactions clés



2.3.3.1. Avantages :

Rendement maximal (environ 89 %)

Intégration possible avec des sources de chaleur industrielles

2.3.3.2. Inconvénients :

Échelle commerciale limitée

Durée de vie courte (environ 20 000 h) due aux cycles thermiques

Analyse comparative des technologies d'électrolyse

Table 2.2 : comparaisons (Alcaline et PEM et SOEC) [9]

Technologies	Efficacite (%)	Cout (\$/kg H2)	Avantage cle
Alcalin	60-70	3.53	Faible cout capital
PEM	65-75	3.51	Tolerance d'intermittence
SOEC	80-90	2.90	Integration de la chaleur des dechets

2.4. Séparation de l'azote de l'air :

L'azote constitue le deuxième composant essentiel à la production d'ammoniac vert, aux côtés de l'hydrogène. Puisque l'atmosphère contient 78 % d'azote, celui-ci est extrait via plusieurs technologies, dont les plus importantes sont :

2.4.1. La distillation cryogénique (Cryogenic Distillation) : C'est la méthode la plus répandue (80 % de la production mondiale). Elle repose sur la différence des points d'ébullition des gaz ; l'air est comprimé et refroidi pour éliminer les impuretés, puis partiellement liquéfié afin de séparer l'azote de l'oxygène et de l'argon.

L'adsorption par inversion de pression (PSA) et la séparation membranaire (Membrane Separation) : Ces méthodes sont utilisées comme alternatives techniques avancées, mais elles sont généralement moins répandues pour les productions à grande échelle par rapport à la distillation cryogénique.

2.4.2. Note opérationnelle : Les unités de distillation cryogénique se distinguent par leur efficacité dans les grands projets (20 à 2 500 tonnes/jour). Cependant, leur flexibilité est limitée car leur réponse aux variations de charge (comprise entre 60 % et 100 %) prend plusieurs heures, ce qui représente un défi lors de leur intégration avec des sources d'énergie renouvelable intermittentes.[10]

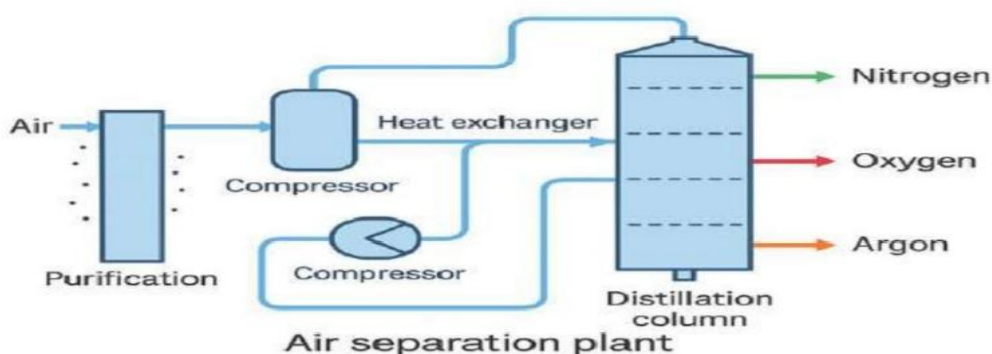
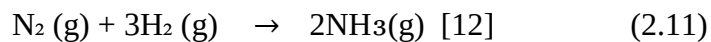


Figure 2.4 : Séparation de l'azote de l'air.[10]

2.5. Principe Général du Procédé Haber-Bosch, Conditions Opératoires :

Principe général du procédé Haber-Bosch :

Le procédé Haber-Bosch est une méthode industrielle utilisée pour synthétiser l'ammoniac (NH_3) à partir de diazote (N_2) et de dihydrogène (H_2). Il a été mis au point par Fritz Haber (à l'échelle du laboratoire, au début des années 1900) et Carl Bosch (à l'échelle industrielle). Après l'obtention de l'hydrogène et de l'azote, respectivement par électrolyse et séparation de l'air, l'étape suivante du processus de production d'ammoniac est la synthèse. Les cycles de synthèse dans la quasi-totalité des usines d'ammoniac reposent sur le procédé Haber-Bosch. Quelle que soit la source d'hydrogène et d'azote, le cycle de synthèse Haber-Bosch reste largement identique [11].



Pour garantir l'efficacité de la production d'ammoniac, cette réaction nécessite des conditions opératoires spécifiques :[11]

Hautes Températures : Comprises entre 400 et 500 °C.

Haute Pression : Variant entre 150 et 300 atmosphères (atm).

2.6. Catalyseurs :

Le catalyseur de synthèse de l'ammoniac peut être considéré comme le cœur d'une usine d'ammoniac. Pour une pression de fonctionnement donnée et la production souhaitée, il détermine la plage de température de fonctionnement, le débit de gaz de recyclage et les besoins en réfrigération. Par conséquent. Il détermine directement la conception des cuves et des échangeurs dans la boucle de synthèse. Il influence aussi indirectement l'exigence de pureté du gaz d'appoint, et donc la pression de fonctionnement, le coût d'investissement et la consommation d'énergie pour la synthèse [13].

Il existe plusieurs formes de catalyseur voir fig. [2.5]

Les catalyseurs industriels pour la synthèse de l'ammoniac doivent satisfaire aux exigences suivantes :

- * Une forte activité du catalyseur aux températures de réaction les plus basses possibles afin de profiter de la situation d'équilibre thermodynamique favorable à basse température.
- * La plus grande insensibilité possible aux poisons catalytiques contenant de l'oxygène et du chlore.

- * Une longue durée de vie, qui est déterminée essentiellement par la résistance à la dégradation thermique et à l'empoisonnement irréversible.
- * Résistance mécanique. Une résistance à la pression et à l'abrasion insuffisante peut entraîner une augmentation excessive de la perte de charge du convertisseur, et donc à un arrêt prématuré de l'installation [14].



Figure 2.5 : les différentes Forms de catalyseurs [4] **Figure 2.6 :** catalyseur à base de fer [4] .

2.7. Adaptation du procédé au context “vert “ :

2.7.1. Fonctionnement flexible du procédé Haber-Bosch :

Le procédé Haber-Bosch est historiquement conçu pour une alimentation continue et stable en hydrogène et en azote. Dans le cas de l'ammoniac vert, l'hydrogène est produit par électrolyse alimentée par des sources d'énergie renouvelable (solaire, éolien...), ce qui introduit des fluctuations d'apport énergétique.

Pour gérer cette variabilité, il existe plusieurs solutions :[15],[16]

2.7.1.1. Stockage tampon d'hydrogène : Permet de lisser l'alimentation du réacteur lorsque la production d'électricité varie.

2.7.1.2. Contrôle avancé du procédé (APC) : Ajustement dynamique de la pression et de la température pour maintenir l'équilibre du système.

2.7.1.3. Fonctionnement partiel (partial load) : Le réacteur peut fonctionner à des charges inférieures sans arrêt complet, en assurant la stabilité des opérations.

La réaction principale est :



2.8. Alternatives émergentes :

Bien que le procédé Haber-Bosch demeure la technologie de base dans la production industrielle, des recherches actives sont menées sur des alternatives pouvant fonctionner à des pressions et des températures plus basses, ce qui pourrait réduire les coûts et accroître la durabilité avec des sources d'énergie intermittentes.

La plus importante de ces alternatives :[17],[18]

2.8.1. Synthèse électrochimique directe :

Des tentatives ont été faites pour produire du NH_3 , à partir de N_2 et de H_2O dans une cellule électrolytique, mais les rendements de courant restent faibles.

2.8.2. Plasma catalytique :

On utilise une décharge électrique pour activer l'azote gazeux, mais cela nécessite une puissance électrique beaucoup plus élevée.

2.8.3. Micro-réacteurs modulaires :

Petites unités fonctionnant à proximité d'une source d'énergie, adaptées à la production décentralisée.

2.9. Conclusion :

Il ressort que le choix de la technologie appropriée pour la production d'hydrogène et d'ammoniac dépend essentiellement de l'équilibre entre l'efficacité énergétique et les coûts opérationnels. Les comparaisons techniques montrent que le développement des électrolyseurs et l'optimisation des procédés chimiques sont essentiels pour renforcer le rôle de « l'ammoniac vert » comme vecteur énergétique. La maîtrise de ces variables techniques ouvre la voie à une intégration efficace des énergies renouvelables dans les grands secteurs industriels.

Chapitre 3 : Analyse techno- économique de la production d'ammoniac en Algérie

3.1 Introduction :

Ce chapitre vise à analyser de manière détaillée la production d'ammoniac en Algérie, en abordant les aspects industriels, les bilans matière et énergétique, ainsi que les coûts de production. Une attention particulière est portée à la structure économique du procédé, afin de mieux comprendre les facteurs influençant la compétitivité de cette filière.

3.2. Production d'ammoniac en Algérie :

L'ammoniac (NH_3) occupe une place centrale dans l'industrie chimique mondiale, notamment pour la production d'engrais azotés et, plus récemment, comme vecteur énergétique potentiel dans le contexte de la transition énergétique. En Algérie, la production d'ammoniac repose principalement sur le gaz naturel, ressource abondante et économiquement avantageuse, utilisée dans le procédé industriel Haber-Bosch via le reformage du méthane.

Le pays dispose d'infrastructures industrielles importantes, notamment dans les zones d'Arzew et d'Annaba, avec des complexes de grande capacité tels que Solfert, AOA et Fertial. Ces installations permettent une production nationale estimée 2 à 3 millions tonnes d'ammoniac par an, dont une grande partie est destinée à la transformation en urée et à l'exportation.

Voici une synthèse claire avec capacité et coût détaillé de production.

Tableau 3.1 Capacités de production d'ammoniac en Algérie et principales installations industrielles [19], [20], [21]

Complexe	Localisation	Capacité ammoniac	Observations
Solfert Algérie	Arzew	$\approx 1,6$ million t/an	Production liée à l'urée
AOA (Algerian-Omani Fertilizer)	Arzew	$\approx 1,35\text{--}1,4$ million t/an	2 lignes de production
Fertial	Annaba / Arzew	$\approx 0,65$ million t/an	Engrais azotés
Autres unités historiques	Arzew	$\approx 1,3$ million t/an	anciennes unités

3. 3 Complexe AOA (Algerian-Omani Fertilizer) :

3.3.1 Présentation générale :

Le Complexe AOA (Algerian-Omani Fertilizer) est l'un des plus grands projets industriels en Algérie dans le domaine des engrais. Situé a Arzew (zone industrielle), Algérie, mise en service 2013, avec un partenariat de Sonagraphe (Algérie) et Oman Oil Company (Oman), d'une capacité de production

Ammoniac (NH_3) : = 4000 tonnes/jour

Urée ($\text{CO}(\text{NH}_2)_2$) : = 7000 tonnes/jour



Figure 3.1: photo du complexe AOA (Algerian-Omani Fertilizer)

3.3.2 Procédé industriel (simplifié): [20]

1. Gaz naturel (CH_4) $\rightarrow$ reformage $\rightarrow$ production de H_2
2. Air $\rightarrow$ séparation $\rightarrow$ production de N_2
3. $3\text{H}_2 + \text{N}_2 \rightarrow 2\text{NH}_3$ (procédé Haber-Bosch) (3.1)
4. $\text{NH}_3 + \text{CO}_2 \rightarrow \text{Urée}$ (3.2)

3.3.3 Technologies utilisées pour la production d'ammoniac :

Le complexe utilise des technologies de pointe Haldor Topsoe

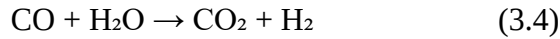
3.3.3.1. Haldor Topsoe : Ce n'est pas un procédé totalement différent, mais une version optimisée du procédé Haber-Bosch, qui améliore le rendement, la consommation d'énergie et la durée de vie des catalyseurs, les grandes étapes du procédé sont : [22],[23]

***Reformage du gaz naturel :**

Le méthane (CH_4) réagit avec la vapeur d'eau :



***Conversion (Water Gas Shift) :**



On augmente la quantité d'hydrogène

*** Élimination du CO_2 :**

Le CO_2 est retiré (lavage chimique)

***Méthanation :**

On élimine les traces de CO/CO_2 (toxiques pour le catalyseur)

*** Synthèse de l'ammoniac :**



(400–500 °C, 150–250 bar)

1. Catalyseur spécial Topsoe
2. Production de NH_3 (ammoniac)

Haldor Topsoe et une technologie moderne pour produire l'ammoniac. Basée sur Haber-Bosch mais plus efficace et optimisée

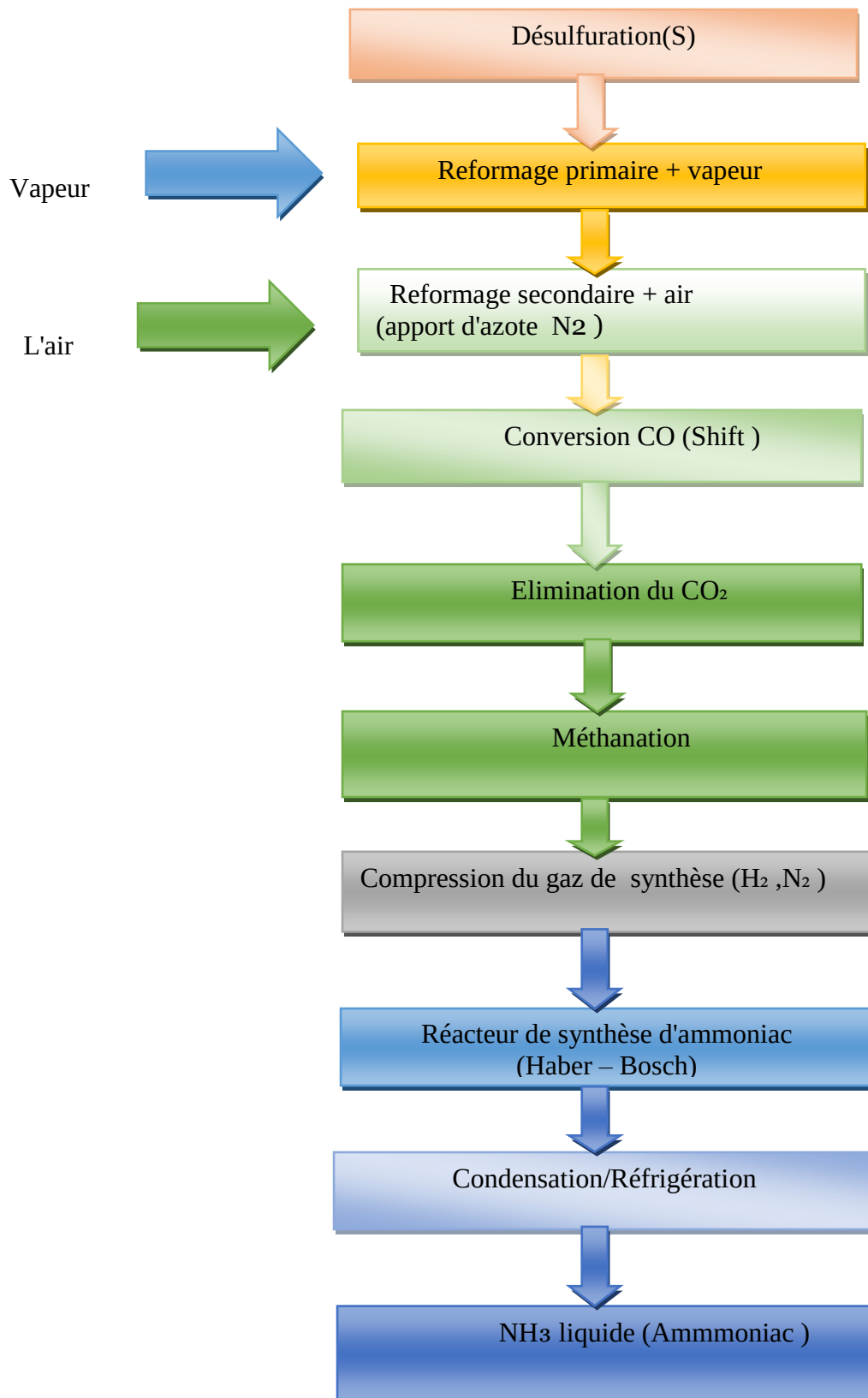


Figure 3.2: procédé d'ammoniac utilisé dans les technologies de Haldor Topsoe.

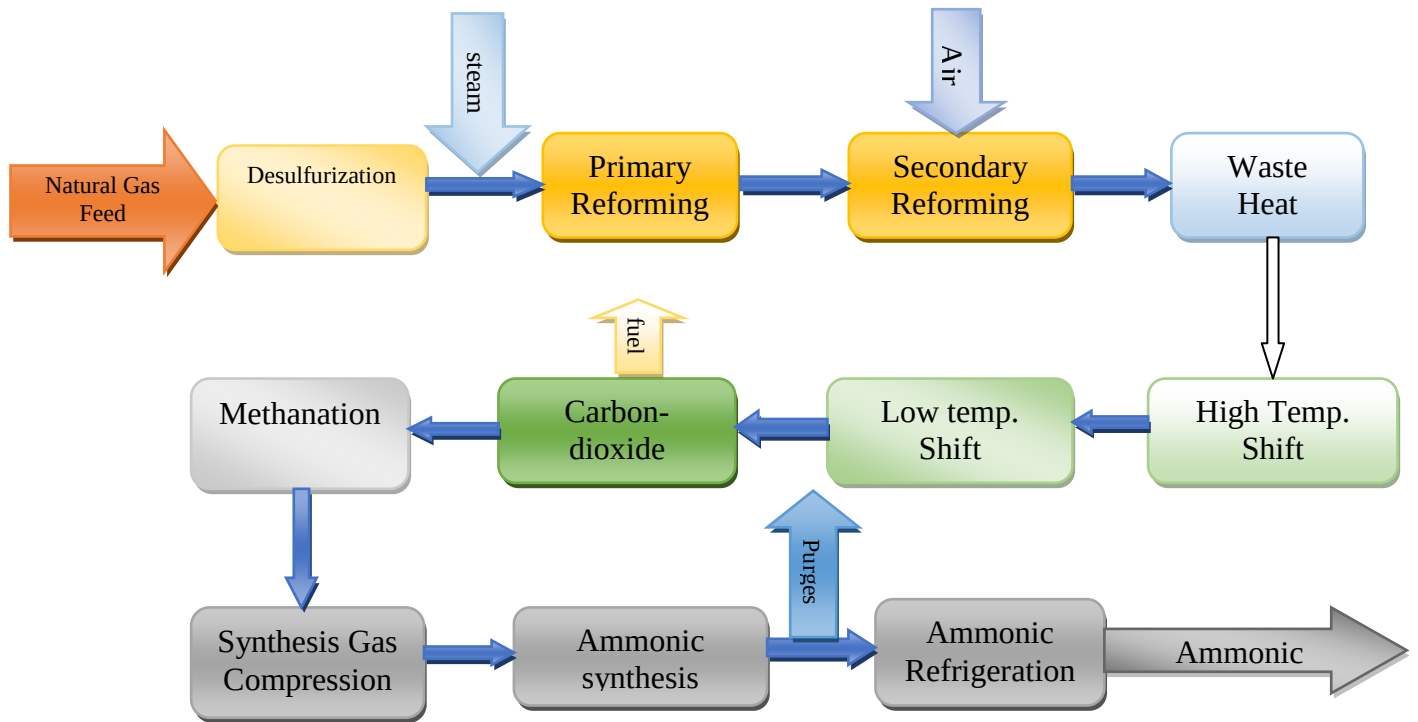


Figure 3.3: schéma représente le procédé industriel utilisé dans les technologies de Haldor Topsoe

3.4. Bilan matière pour 1 tonne NH_3 :

Le bilan matière de la production d'ammoniac est basé sur la stœchiométrie du procédé Haber-Bosch et du reformage du méthane. Les valeurs industrielles typiques indiquent une consommation d'environ 176 kg d'hydrogène, 823 kg d'azote et 800 à 1000 kg de gaz naturel par tonne d'ammoniac produite [24],[25].

Masse molaire : $\text{NH}_3 = 17 \text{ kg/kmol}$

Nombre de kmol dans 1 tonne NH_3

$$1000/17 = 58.82 \text{ kmol}$$

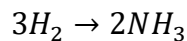
*Azote nécessaire :

D'après la stœchiométrie : $1 \text{ kmol } \text{N}_2 \rightarrow 2 \text{ kmol } \text{NH}_3$

Donc : $\text{N}_2 = 58.82/2 = 29.41 \text{ kmol}$

Masse N_2 : $29.41 \times 28 = 823 \text{ kg}$

*Hydrogène nécessaire :

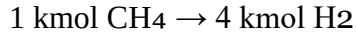


$$\text{H}_2 = 1.5 \times 58.82 = 88.23 \text{ kmol}$$

Masse H_2 : $88.23 \times 2 = 176 \text{ kg}$

*** Gaz naturel nécessaire :**

Production H₂ par reformage :



$$\text{Donc : } CH_4 = 88.23/4 = 22.06 \text{ kmol}$$

$$\text{Masse CH}_4 : 22.06 \times 16 = 353 \text{ kg}$$

En pratique (pertes + combustible chauffage) : Gaz naturel total $\approx 850 - 1000 \text{ kg}$

Valeur industrielle moyenne : $\approx 900 \text{ kg gaz naturel / tonne NH}_3$

*** Eau consommée :**

Réaction reformage + shift : 1.6 tonne vapeur d'eau

- Air nécessaire (source d'azote)

L'air contient 78 % N₂

Pour obtenir 823 kg N₂ : Air nécessaire 3.9 tonnes d'air

3.5. Bilan énergétique :

Le besoin énergétique pour produire 1 tonne de NH₃ à partir du gaz naturel. Dans l'industrie classique (ammoniac gris), l'hydrogène est produit par reformage du méthane à la vapeur (SMR) puis l'ammoniac est synthétisé par le procédé Haber-Bosch. La consommation énergétique totale d'une usine moderne est environ : 30 – 35 GJ / tonne NH₃ [26],[27]. Soit environ 7.8 – 9.7 MWh / tonne NH₃.

3.5.1.Énergie totale nécessaire :

Dans les usines modernes :

Énergie totale : 30 à 35 GJ/tonne NH₃

Conversion : 1 GJ = 277.8 kWh

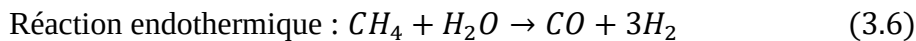
$$\text{Donc : } 30 \text{ GJ} = 8.33 \text{ MWh}$$

$$35 \text{ GJ} = 9.72 \text{ MWh}$$

Donc : 8.3 – 9.7 MWh / tonne NH₃

3.5.2 Répartition énergétique par étape :

a)-Reformage primaire du méthane :



Température : 800 – 900 °C

Énergie nécessaire pour chauffer le réacteur.

Consommation : 16 – 18 GJ / tonne NH₃

Part : 50 – 60 % de l'énergie totale

Source d'énergie : combustion d'une partie du gaz naturel

b)- Reformage secondaire : Injection d'air pour apporter l'azote.

Température : 1000 – 1100 °C

Consommation : 2 – 3 (8 %)

c)- Conversion CO (Water Gaz Shift) :

Réaction : $CO + H_2O \rightarrow CO_2 + H_2$ (3.7)

Température :

- 350°C (HTS)
- 200°C (LTS)

Consommation : 1 GJ (3 %)

d)- Séparation du CO₂ : Méthodes industrielles

- Absorption chimique
- Lavage aux amines

Consommation : 2 – 3 GJ (8 %)

e)- Compression des gaz :

Le mélange H₂/N₂ doit être comprimé à : 150 – 250 bar

Consommation : 2.5 – 3.5 GJ (10 %)

Électricité consommée : 0.5 – 0.7 MWh

f)- Synthèse de l'ammoniac :

Réaction :



Température : 400 – 500 °C

Pression : 150 – 250 bar

La réaction est exothermique, donc elle libère de la chaleur.

Consommation énergétique : 1 – 2 GJ (5 %)

La majorité de l'énergie est consommée lors du reformage primaire du méthane (50–60 %), en raison de la nature fortement endothermique de la réaction. Les autres étapes, incluant la compression, la séparation du CO₂ et la synthèse de l'ammoniac, représentent des contributions plus faibles mais non négligeables [22],[25]

Tableau 3.2 : Répartition énergétique par étape

Étape	Énergie	Part
Reformage primaire	16 – 18 GJ	50 – 60 %
Reformage secondaire	2 – 3 GJ	~8 %
Conversion CO	1 GJ	~3 %
Séparation CO₂	2 – 3 GJ	~8 %
Compression	2.5 – 3.5 GJ	~10 %
Synthèse NH₃	1 – 2 GJ	~5 %

3.6 Étude économique (LCOA) de l'ammoniac gris à Arzew :

3.6.1. Principe du LCOA:

Le Levelized Cost of Ammonia (LCOA) représente le coût moyen de production d'une tonne d'ammoniac sur toute la durée de vie de l'installation. [22]

Il est défini par :

$$LCOA = \frac{OPEX_{annuel} + CAPEX_{annualisé}}{Production_{annuelle}}$$

où :

- **CAPEX** : investissement initial
- **OPEX** : coûts d'exploitation
- **Production annuelle** : ammoniac produit par an

Cette approche permet :

D'intégrer l'investissement initial (CAPEX) ,et les coûts d'exploitation (OPEX) sur une base annuelle homogène.

3.6. 2. Données du projet :

- Production : 4000 t/j
- Production annuelle : $4000 \times 365 = 1.46$ million t/an

3.6.3. OPEX (coûts d'exploitation) :

3.6. 3.1 Gaz naturel :

Base physique (réaction)

Production d'hydrogène : $CH_4 + H_2O \rightarrow CO + 3H_2$ (3.9)

Synthèse ammoniac : $N_2 + 3H_2 \rightarrow 2NH_3$ (3.10)

Consommation énergétique : 30 GJ / t NH₃

Conversion : 1 GJ = 0.947 MMBtu

$$30GJ \rightarrow 28.4 \text{ MMBtu}$$

Coût : $28.4 \times 2.5 = 71 \text{ \$}/t$

En intégrant :

- Pertes thermiques
- Rendement du reformeur

Valeur retenue : 90 – 120 $\text{\$/t NH}_3$

3.6.3.2 Électricité :

Consommation : 0.6 – 1 MWh/t

Prix : 50 $\text{\$/MWh}$

0.8 times 50 = 40 $\text{\$/t}$

Intervalle : 40 – 60 $\text{\$/t}$

3.6.3.3 Maintenance Inclut :

- Catalyseurs
- Compresseurs
- Échangeurs
- Systèmes de sécurité
- Valeur : 20 – 30 $\text{\$/t}$

3.6.3.4 OPEX total :

$$\begin{aligned} OPEX &= \text{Gaz} + \text{Électricité} + \text{Maintenance} \\ &\approx (90-120) + (40-60) + (20-30) \\ &\approx 150 - 210 \text{ \$/t NH}_3 \end{aligned}$$

3.6.4. Annualisation du CAPEX :

Le coût d'investissement initial (CAPEX) du projet est estimé à 1.6 milliard USD [28], ce qui correspond à une installation industrielle de grande capacité ($\approx 1-1.5 \text{ Mt NH}_3/\text{an}$). La durée de vie économique de l'installation est supposée être de 20 ans [24], conformément aux pratiques courantes dans les analyses techno-économiques des procédés chimiques.

Afin d'intégrer cet investissement dans le calcul du coût de production, le CAPEX est annualisé à l'aide du facteur de récupération du capital (CRF), qui permet de répartir le coût initial sur toute la durée de vie du projet en tenant compte du taux d'actualisation. [29]

.On utilise le facteur de récupération du capital (CRF) :

$$CRF = \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1}$$

Où :

$i = 0.08$ Représente le taux d'actualisation,

$n = 25$ Ans correspond à la durée de vie de l'installation.

Le calcul donne :

$$CRF = 0.094$$

Ce facteur traduit la charge annuelle équivalente de l'investissement initial.

3.6.4.1. Coût CAPEX par tonne :

Le CAPEX annualisé est ensuite rapporté à la production annuelle afin d'obtenir un coût spécifique par tonne d'ammoniac produite. Ce terme correspond à la part de l'investissement initial imputée à chaque tonne produite, permettant ainsi d'intégrer le coût du capital dans le coût global de production.

Dans ce cas, le coût CAPEX est estimé à : 55 \$/t NH₃

3.6.5. Calcul final du LCOA :

Le coût actualisé de l'ammoniac (LCOA) est déterminé en combinant les coûts d'investissement annualisés et les coûts d'exploitation :

$$\begin{aligned} LCOA &= CAPEX + OPEX \\ &= 55 + (150-210) \\ &= 200 - 260 \text{ \$/t NH}_3 \end{aligned}$$

Ce résultat montre que le coût de production de l'ammoniac est fortement influencé par les coûts d'exploitation, en particulier le gaz naturel, qui constitue le principal poste de dépense.

3.6. 6. Coût total de production :

Pour une installation industrielle d'une capacité de 4000 tonnes d'ammoniac par jour, le coût total de production peut être estimé à partir du LCOA moyen.

Total : 200–260 \$/tonne NH₃

Exemple pour une usine de 4000 t/j

En considérant un coût moyen de : 230 \$/t

Production : 4000 t/j

Coût journalier

$$\begin{aligned} 4000 \times 230 &= 920\,000 \$ \\ &\approx 0.9 \text{ million \$ / jour} \end{aligned}$$

Coût annuel

$$920\,000 \times 365 \approx 335 \text{ millions \$ / an}$$

Donc : = 0.9 million \$ / jour et = 335 millions \$ / an

Ces résultats montrent que :

le coût total de production se situe dans une plage réaliste pour une unité utilisant du gaz naturel à faible coût,

le CAPEX représente une part significative mais inférieure aux coûts d'exploitation,

3.6.7. Comparaison avec d'autres types d'ammoniac :

Le coût de production de l'ammoniac dépend principalement du prix du gaz naturel, qui représente plus de 60 % du coût total. Dans les régions disposant de gaz naturel bon marché, comme l'Afrique du Nord ou le Moyen-Orient, le coût peut être proche de 200 \$/t, tandis qu'en Europe il est nettement plus élevé en raison du prix du gaz importé

Tableau 3.3 : Le coût de production de l'ammoniac gris

Type	Coût
Ammoniac (gaz naturel – Algérie)	≈ 200 – 260 \$ / t
Ammoniac (Europe)	400 – 600 \$ / t

La raison : le gaz naturel est moins cher en Algérie.

3.7 Conclusion :

Ce chapitre examine la production d'ammoniac en Algérie sous les aspects technique, énergétique et économique. Le procédé Haber-Bosch avec reformage du gaz naturel reste dominant. La consommation énergétique atteint 30–35 GJ/t NH₃, principalement due au reformage. Le coût de production (LCOA) est estimé entre 200 et 260 \$/t NH₃, dominé par le gaz naturel. L'Algérie bénéficie ainsi d'un avantage compétitif, constituant une base pour l'étude de l'ammoniac vert.

Chapitre 4 : Dimensionnement et étude économique d'une installation photovoltaïque (PV) de production de l'ammoniac vert dans le sud Algérienne Ouargla

4.1. Introduction :

La production d'ammoniac vert dans le sud algérien repose sur l'utilisation de l'énergie solaire abondante pour produire un vecteur énergétique chimique stable : l'ammoniac (NH_3). Le procédé comprend la production d'électricité à partir de centrales photovoltaïques, la génération d'hydrogène par électrolyse de l'eau, la séparation de l'azote de l'air et la synthèse de l'ammoniac via le Haber-Bosch process.

En Algérie, l'industrie de l'ammoniac est déjà bien développée grâce à plusieurs complexes industriels. Parmi eux, le complexe Algerian Omani Fertilizer Company possède une capacité d'environ 4000 t/j d'ammoniac. Cette capacité est utilisée comme référence pour le dimensionnement d'une centrale photovoltaïque dans la région de Ouargla. Le système solaire étudié utilise le module Zergoun ZGE-DZ-HM156-595 adapté aux conditions climatiques du sud algérien. L'électricité produite alimente un électrolyseur pour générer l'hydrogène nécessaire à la synthèse de l'ammoniac. Enfin, une étude techno-économique est réalisée afin d'évaluer la faisabilité et la rentabilité du projet.

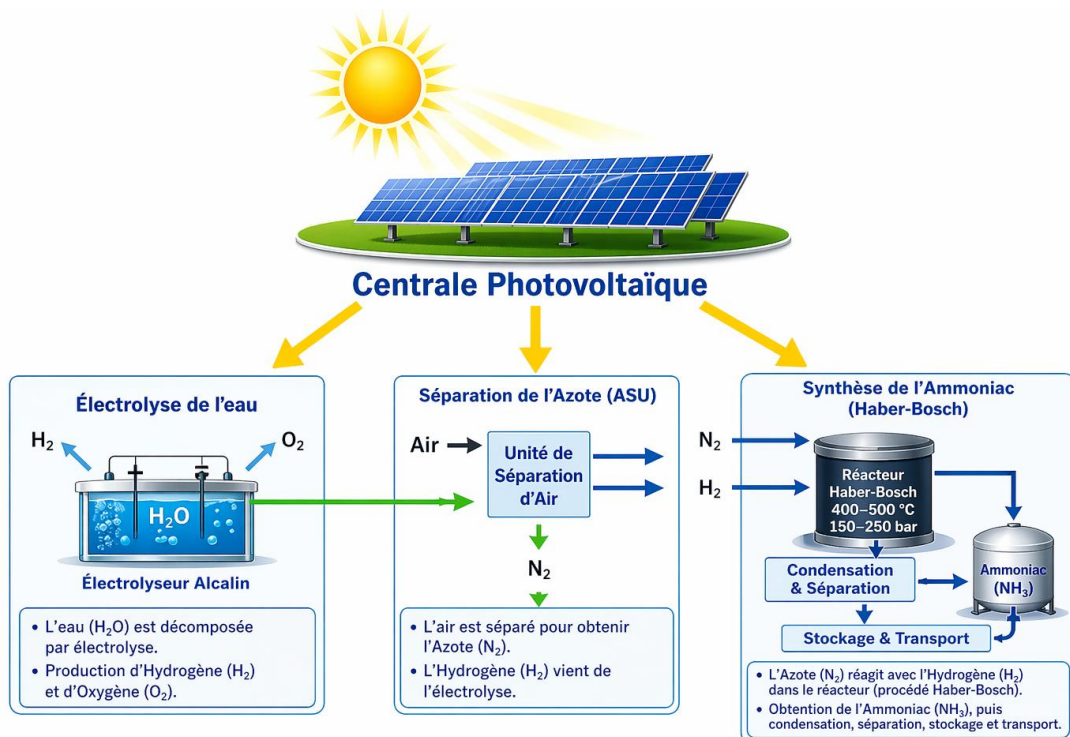


Figure4.1 : Schéma global du procédé

4.2. Situation géographique :

L'évaluation de la ressource solaire constitue une étape fondamentale dans la conception de toute installation photovoltaïque. La région de Ouargla, située au sud-est de l'Algérie, représente l'une des régions les plus riches en rayonnement solaire, ce qui en fait un site stratégique pour le développement des énergies renouvelables.

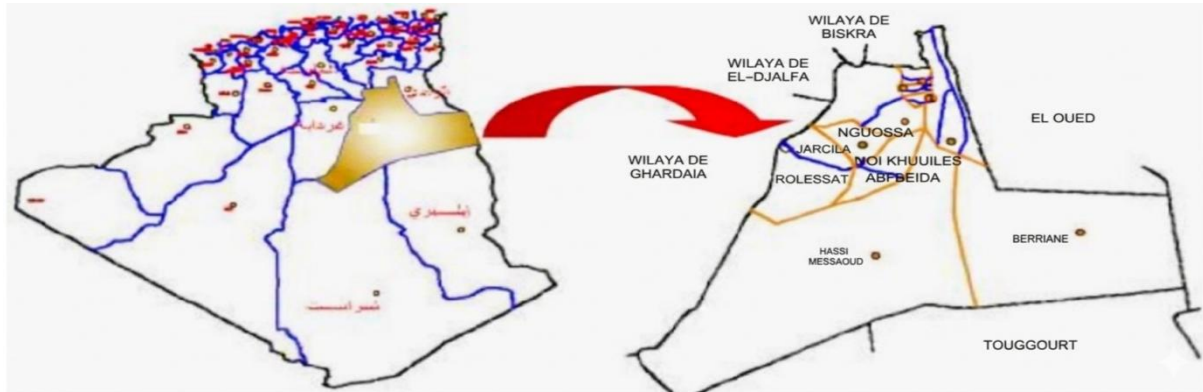


Figure 4.2 : Situation de la wilaya de Ouargla

Tableau 4.1 : spécifications du site de Ouargla [30]

Pour le site de Ouargla, les spécifications sont établies à partir des grandeurs météorologiques

Spéciations	Valeur
Latitude	31,58 ° N
Longitude	15,5 ° Eb
Altitude	103 -140 m
Surfase	0,25 – 0,45
Le rayonnement solaire	163,233 m²
Albédo	2000 -3900 h/an
Distant de capital	820 km

4.3. Ressource solaire :

L'Algérie dispose de l'un des gisements solaires les plus importants au monde. Grâce à son immense Sahara occupant plus de 80% du territoire, le pays bénéficie de conditions climatiques exceptionnelles. Avec une durée d'insolation annuelle comprise entre 2500 et 3500 heures et une radiation moyenne de 5 à 7 kWh/m²/jour, le potentiel solaire algérien représente un levier stratégique pour la transition énergétique durable.

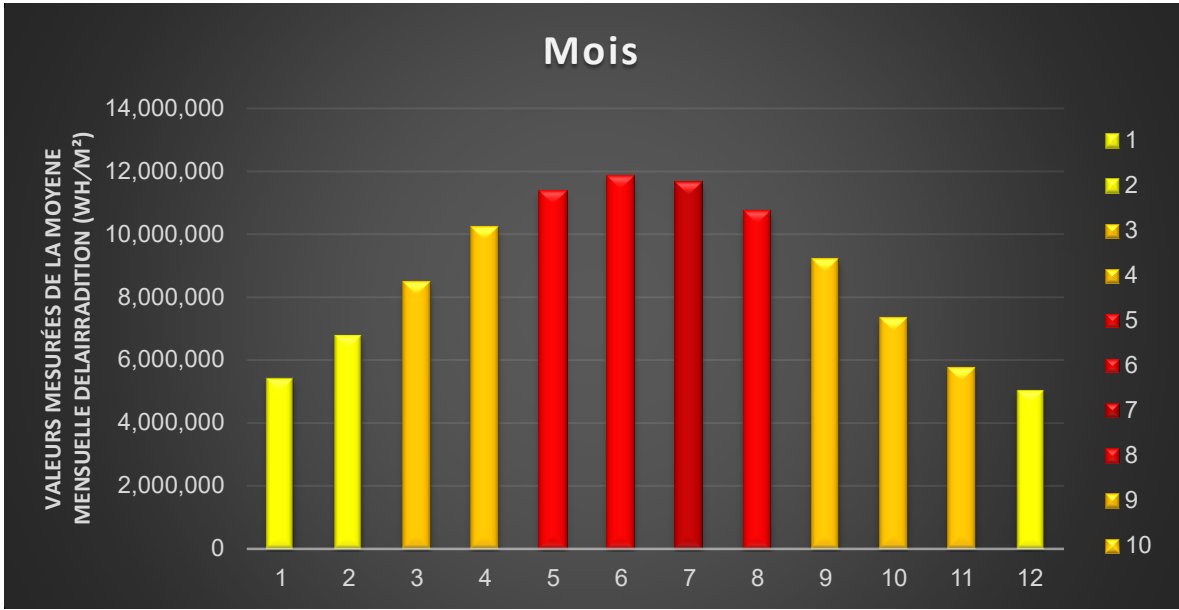


Figure4.3 : Irradiation Journalière Moyenne Mensuelle Hors Atmosphère à Ouargla [31]

4.4 . Intérêt stratégique du sud algérien :

L'intérêt stratégique du Sud algérien, en tant que réservoir mondial d'énergie propre, se manifeste à travers une supériorité évidente des indicateurs techniques par rapport au Nord, comme l'illustre le tableau suivant : [32]

Tableau 4.2 : Comparaison de l'indicateur énergétique entre le nord et le sud de l'Algérie

Indicateur Technique	Zone Nord	Zone Sud
Surface	4 %	10 %
Energie moyenne (KWh/ m ₂ / année)	1700 KWh/m ₂ /année	1900 KWh/m ₂ /année
Moyenne du lever du soleil (heurs/année)	2650 heurs/année	3000 heurs/année

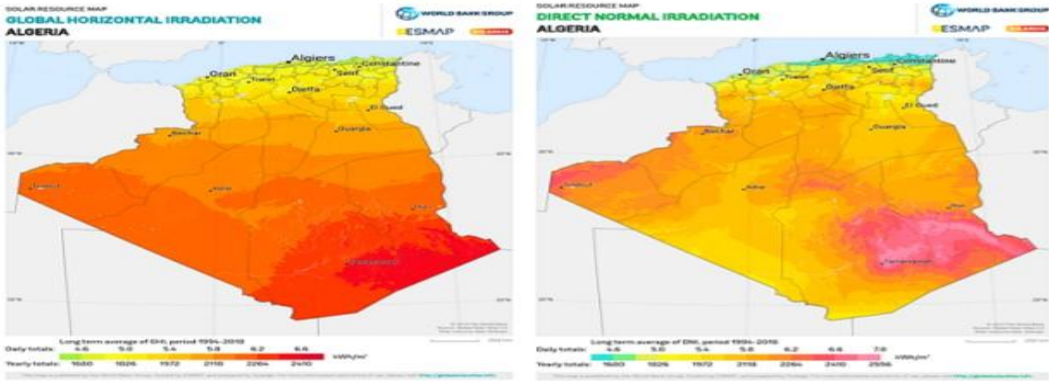


Figure4.4 : Carte de l'irradiation solaire en Algérie [32]

4.5. Le composant d'un système de production de L ammoniac :

4.5.1. Dimensionnement du système photovoltaïque (PV) :

Le dimensionnement du système photovoltaïque a été réalisé en suivant la méthode analytique : Basée sur des calculs manuels précis.

Le système solaire étudié utilise le module Zergoun M10 ZGE-DZ-HM156-595 adapté aux conditions climatiques du sud algérien.

4.5.2. Choix de la technologie photovoltaïque :

Le choix technologie est crucial pour maximiser la production sous les contraintes climatiques du sud algérien.

Tableau 4.3 : Synthèse des technologies photovoltaïque

Technologies	Rendement moyen	Avantages	Inconvénients
Silicium Monocristallin	20% -24%	Excellent Rendement, longévité, esthétique, sombre	Coût de fabrication plus élevé.
Silicium Polycrystalline	15% -18%	Moins cher à produire bon compromis	Moins performant par faible luminosité ou forte chaleur
Couche mince (ex : Amorphe, CIS)	7% -13%	Flexible, léger, fonctionne bien par lumière diffuse	Rendement faible, dégradation plus rapide.

Les rendements du silicium monocristallin du marché se situent actuellement entre 20% et 24% [33]. Pour les technologies à couches minces, le comportement par lumière diffuse est avantageux malgré un rendement plus faible [34]. Les définitions de ces caractéristiques électriques (V_{co} et I_{cc}) découlent des lois de la physique des semi-conducteurs [35].

4.5.3. Dimensionnement analytique :

Estimation des besoins en électricité : Cette étape consiste à déterminer l'énergie totale consommée quotidiennement (EC), exprimée en kWh/jour. La précision de cette estimation dépend de l'agrégation de la consommation de l'ensemble des équipements et charges connectés au système ne fonctionne que pendant l'ensoleillement (pas de batteries).

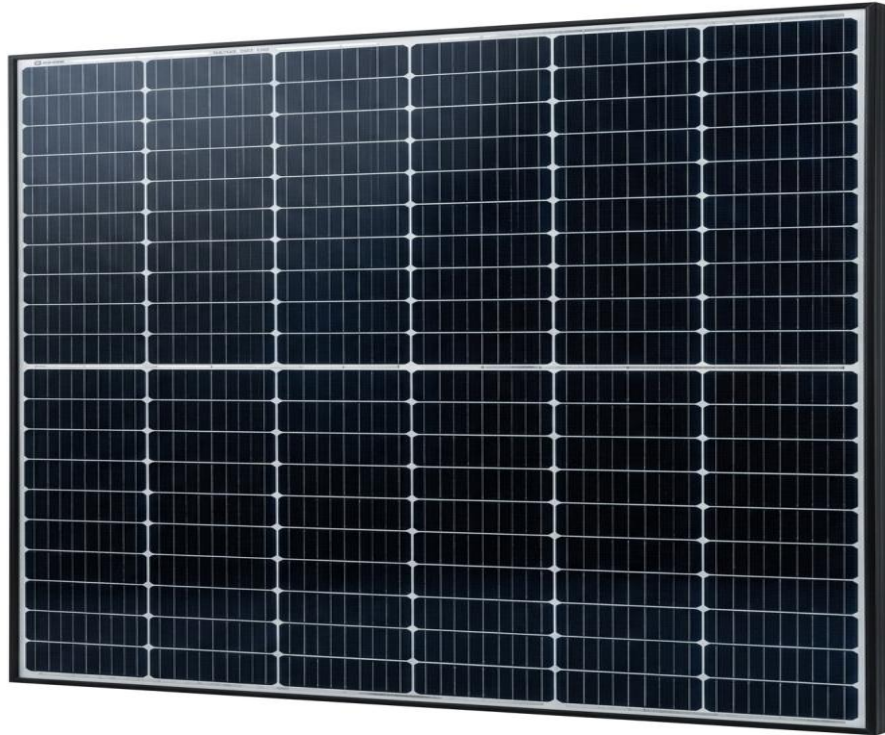


Figure4.5 : Panneau solaire photovoltaïque de la société Zargon M10 in algeria on 09-09-25[36]

Tableau 4.4 : Propriétés du Panneau solaire photovoltaïque de la société Zargon M10 in algeria on 09-09-25[36]

composant	Symbol	Valeur
Nominai peak power (0/+5w)	Pmpp	595WP
Open-circuit voltage	VOC	54.0 V
Short-circuit current	Isc	13.97A
Maximum powar voltage	Vmpp	45.5V
Maximum powar current	Impp	13.07A
Maximum system voltage	/	1500V
Maximum series Fuse Rating	/	25A
Conduition STC	/	E=1000w/m² . AM=1.5 . 25°C
Conduition STC	/	Pmax=+-3% .Isc=+/- 10% .Voc=+/-10%
Dimensions	S	2465 × 1134 × 35 mm

4.6. Électrolyse de l'eau:

L'électricité renouvelable alimente des électrolyseurs pour produire de l'hydrogène à partir de l'eau. L'hydrogène est généré de manière modulable afin de s'adapter aux variations de production PV et garantir un fonctionnement stable du réacteur de synthèse. La pureté de l'hydrogène obtenue est supérieure à 99,9 %, suffisante pour le procédé Haber-Bosch. Pour notre projet de production de 4000 t/j d'ammoniac vert à Ouargla, le choix du type d'électrolyseur est très important car il influence :[37]

- Le rendement énergétique
- Le coût d'investissement
- La flexibilité avec l'énergie solaire
- La durée de vie de l'installation.

Meilleur choix pour notre projet : Pour 4000 t/j d'ammoniac vert alimenté par PV dans le sud algérien :[38]

4.6.1.Choix recommandé : électrolyseur alcalin (AEL):

Les électrolyseurs alcalins industriels sont généralement :

Tableau 4.5 : module de production H₂

Taille module	Production H ₂
20 MW	9 t H ₂ /j
50 MW	24 t H ₂ /j
100 MW	48 t H ₂ /j

Raisons : Capacité industrielle très grande (plusieurs centaines de MW), coût plus faible pour un projet de plusieurs GW, Technologie déjà utilisée dans les projets d'ammoniac vert. souvent on utilise : **AEL + petit système PEM** pour la flexibilité[39]

4.7.Qualité de L'eau:

Dans la région de Ouargla, la disponibilité de l'eau constitue un facteur clé pour la production d'hydrogène par électrolyse. L'exploitation des eaux souterraines du grand aquifère saharien nécessite une gestion durable, ainsi que des traitements préalables (dessalement et purification) afin d'assurer l'efficacité du procédé et la protection des équipements[40].

Tableau4.6 : Disponibilité des ressources en eau

Ressource de L'eau	Volume	Région
Ressources en eaux de surface renouvelables	11	Nord et Sud
Eaux souterraines	2,5	Nord
Eaux souterraines non renouvelables	6,1	Sud

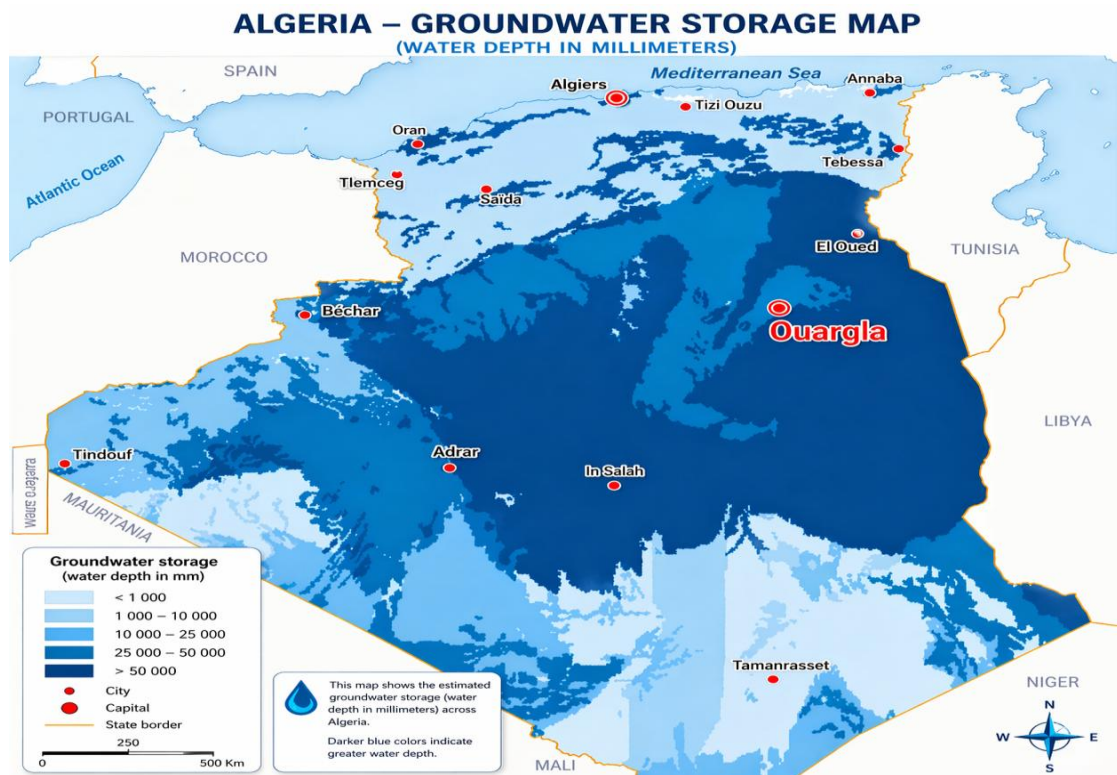


Figure 4.6: Stockage des eaux souterraines

4.8.Rôle de l'eau distillée dans l'optimisation du rendement énergétique :

L'utilisation de l'eau distillée est impérative pour garantir un rendement électrochimique optimal. L'absence d'impuretés ioniques empêche la formation de dépôts calcaire sur les électrodes et préserve l'intégrité de la membrane échangeuse de protons (PEM), prolongeant ainsi la durée de vie de l'électrolyseur et réduisant les coûts de maintenance.

4.9. Dimensionnement de production d'ammoniac vert :

4.9.1. Production d'ammoniac visée:

Production journalière : $4000 \text{ t NH}_3/\text{jour}$

Production annuelle : $4000 \times 365 = 1\,460\,000 \text{ t/an}$

4.9.2. Besoin énergétique pour l'ammoniac vert :

Pour l'ammoniac produit par électrolyse de l'eau + procédé Haber-Bosch, la consommation moyenne est : [39]

$$9 - 11 \text{ MWh} / \text{t NH}_3$$

On prend une valeur moyenne : $10 \text{ MWh} / \text{t NH}_3$

Énergie journalière nécessaire

$$4000 \times 10 = 40\,000 \text{ MWh/jour}$$

$$40\,000 \text{ MWh} = 40 \text{ GWh/jour}$$

4.9.3. Production d'un panneau photovoltaïque :

Données climatiques de Ouargla : [41], [36]

- Irradiation moyenne : $6 \text{ kWh/m}^2/\text{j}$
- Ensoleillement : 3000 h/an

Puissance du panneau : $P = 595 \text{ W} = 0.595 \text{ kW}$

4.9.4. Production journalière d'un panneau : [42]

$$E = P \times t$$

E : énergie produite de panneau (KWh)

P : Puissance du panneau (W ou KW)

T : Nombre d'heures (h ou s)

$$E_{\text{panneau}} = 0.595 \times 8 = 4.76 \text{ kWh/jour}$$

Nombre de panneaux nécessaires

Énergie totale : $40\,000\,000 \text{ kWh/j}$

Nombre de panneaux :

$$N = \frac{40\,000\,000}{4.76}$$

$N = 8.40$ millions de panneaux

4.9.5. Configuration du champ photovoltaïque

Pour compléter le dimensionnement de l'installation photovoltaïque à Ouargla, il est nécessaire de déterminer la configuration électrique du champ PV, c'est-à-dire :

- le nombre de modules montés en série ;
- le nombre de branches montées en parallèle.

Les calculs sont réalisés à partir des caractéristiques du module photovoltaïque Zergoun ZGE-DZ-HM156-595 et de la puissance totale .[43]

a) Nombre de panneaux en série

Le nombre maximal de modules en série est limité par la tension maximale admissible du système :

$$N_s = \frac{V_{max\ systme}}{V_{oc}}$$

$$N_s = \frac{1500}{54}$$

$$N_s \approx 27 \text{ panneaux}$$

Donc, chaque chaîne photovoltaïque comportera :

$$\boxed{27 \text{ modules en série}}$$

La tension réelle d'une chaîne au point MPP sera :

$$V_{chaîne} = 27 \times 45.5$$

$$V_{chaîne} = 1228.5 \text{ V}$$

Cette valeur reste inférieure à la limite de 1500 V, ce qui garantit un fonctionnement sécurisé.

b) Nombre de branches en parallèle

Chaque branche contient 27 panneaux en série.

Le nombre de branches parallèles est donc :

$$N_p = \frac{N_{tot}}{N_s}$$

$$N_p = \frac{8.40 \times 10^6}{27}$$

$$N_p = 311100$$

Donc :

$$N_p \approx 3.11 \times 10^5 \text{ branches parallèles}$$

c) Courant total du champ photovoltaïque

Le courant fourni par une branche est :

$$I_{branche} = 13.07 \text{ A}$$

Le courant total du champ photovoltaïque devient :

$$I_{total} = N_p \times I_{mpp}$$

$$I_{total} = 311100 \times 13.07$$

$$I_{total} = 4.07 \times 10^6 \text{ A}$$

4.9.6. Calcul du nombre de modules en série N_s :

Le nombre de modules en série est limité par la tension maximale supportée par le système (onduleurs et isolation des panneaux), qui est de **1500 V**. Pour garantir la sécurité, on utilise généralement la tension à vide V_{oc} avec une marge de sécurité pour les basses températures (ici, nous utiliserons la valeur brute de 1500 V).

$$N_s = \frac{V_{max \text{ système}}}{V_{oc}}$$

$$N_s = \frac{1500}{54,0} = 27,77$$

Choix retenu : 27 modules en série.

Cela permet de rester sous la barre des 1500 V même par temps froid (la tension augmente quand la température baisse).

4.9.7. Calcul du nombre de chaînes en parallèle N_p :

Vous avez déterminé qu'un total de **8.40 millions de panneaux** est nécessaire pour atteindre la puissance de **5 GW**. Le nombre de chaînes (ou "strings") en parallèle se calcule en divisant le nombre total de panneaux N_{total} par le nombre de panneaux par série (N_s).

$$N_p = \frac{N_{total}}{N_s}$$

$$Np = \frac{8400000}{27} = 311111$$

Choix retenu : environ 311111 chaînes en parallèle.

4.9.8. Surface nécessaire :

Dimensions du panneau : 2.465×1.134

Surface : $A = 2.79 \text{ m}^2$

Surface totale : $8.40 \times 10^6 \times 2.79$

$$A_{totale} = 23\,000\,000 \text{ m}^2$$

$$A_{totale} = 23 \text{ km}^2$$

Avec espace entre rangées (facteur $\times 1.5$) = $33\text{--}40 \text{ km}^2$

Puissance totale installée : $P_{totale} = 8.40 \text{ millions} \times 595 \text{ W}$

$$P_{totale} \approx 5 \text{ GW}$$

4.9.9. Production d'hydrogène :



Pour 1 t NH_3 il faut $H_2 = 176 \text{ kg}$

Pour 4000 t/j : $4000 \times 176 = 704\,000 \text{ kg} = 704 \text{ t } H_2/\text{j}$

4.9.10. Électrolyse de l'eau :

Consommation moyenne des électrolyseurs : $50 \text{ kWh/kg } H_2$

Énergie requise : $704\,000 \times 50$

$$= 35\,200\,000 \text{ kWh/j}$$

$$= 35.2 \text{ GWh/j}$$

Cela correspond à $\approx 88 \%$ de l'énergie totale, le reste étant utilisé pour :

- Compression
- Séparation d'air
- Synthèse ammoniacale.

Dans notre cas, l'électrolyseur ne fonctionne que pendant l'ensoleillement (pas de batteries).

Donc il ne travaille pas 24 h/j, mais seulement pendant les heures solaires utiles.

Ensoleillement : 3000 h/an

Donc : $\frac{3000}{365} = 8.2 \text{ h/j}$, les électrolyseurs fonctionnent $\approx 8 \text{ h/jour}$

Puissance nécessaire dans notre cas (8 h seulement)

Les électrolyseurs doivent produire la même quantité d'H₂ mais en 8 h.

$$P = \frac{35.2}{8}$$

$$P = 4.4 \text{ GW}$$

Puissance des électrolyseurs $\approx 4.4 \text{ GW}$

Nombre d'électrolyseurs alcalins

Si on utilise des unités industrielles de 100 MW :

$$N = \frac{4400}{100}$$

$$N = 44$$

Pour produire 4000 t/j d'ammoniac vert à Ouargla avec des panneaux Zergoun 595 W :

- Centrale photovoltaïque d'environ 5 GW
- 8.40 millions de panneaux
- Surface solaire $\approx 40 \text{ km}^2$

Ce dimensionnement est réaliste pour le sud algérien, où l'irradiation solaire est parmi les plus élevées au monde.

En voici le résumé le dimensionnement dans le tableau suivant :

Tableau4.7 : Résumé du dimensionnement

Paramètre	Valeur
Production NH₃	4000 t/j
Hydrogène requis	704 t/j
Énergie totale	40 GWh/j
Puissance PV installée	5 GW
Nombre total de panneaux	8.40 millions
Nombre modules en série (Ns)	27
Nombre Branches en parallèle (Np)	311100
Nombre de chaines en parallèle (Np)	311111chaines
Tension de fonctionnement du système Vmpp total	$27 \times 45,5 = 1228,5 \text{ V}$
Courant total du champ Impp total	$311111 \times 13,07 \approx 4.07\text{MA}$
Tension d'une chaine	1228V
Courant d'une branche	13,07A
Surface panneaux	31 km ²
Nombre d'électrolyseurs	44 unités
Surface centrale PV	33 – 40 km ²

4.10. Étude économique (LCOA) de production d'ammoniac vert à Ouargla:

4.10.1. Principe du LCOA :

Le (LCOA) représente le coût réel moyen de production d'une tonne d'ammoniac sur toute la durée de vie du projet. : **Levelized Cost of Ammonia**

Formule générale :[22]

$$LCOA = \frac{CAPEX_{\text{annualisé}} + OPEX_{\text{annuel}}}{Production_{\text{annuelle}}}$$

L'électricité représente 70 à 85 % du coût total de production d'ammoniac vert.

4.10.2. Hypothèses économiques (projet Ouargla) :

- Production : 4000 t/j
- Production annuelle : 1.46 million t/an

*Investissement (CAPEX)

- Centrale photovoltaïque

Coût moyen mondial : 700–900 \$/kW [45]

Pour 5 GW :

$$5 \times 10^6 \times 800$$

$$CAPEX_{PV} \approx 4 \text{ milliards\$}$$

- Électrolyseurs

Coût moyen : 900–1200 \$/kW [46]

Puissance nécessaire : $35.2 \text{ GWh/j} = 1467 \text{ MW}$

Donc : $CAPEX_{electrolyse} \approx 1.5 \text{ milliards\$}$

- Usine Haber-Bosch

Coût typique : 1000 – 1500 \$ / t NH₃/an [47]

Pour : 1.46 Mt/an

$$CAPEX_{HB} = 1.5\text{--}2 \text{ milliards\$}$$

CAPEX total : 7.1 milliards\$

Durée de vie projet : 25 ans

Taux d'actualisation : 8 %

Facteur d'annuité : Le facteur d'annuité sert à transformer un investissement initial (CAPEX) en paiement annuel équivalent sur la durée de vie du projet. Il dépend du taux d'actualisation (r) et du nombre d'années (n).[29]

$$CRF = \frac{r(1+r)^n}{(1+r)^n - 1}$$

$$CRF = 0.094$$

- CAPEX annualisé :

$$7.1 \times 0.094$$

$$CAPEX_{annuel} = 0.70 \text{ milliard\$/an}$$

4.10.3. Coût de l'électricité :

$$\begin{aligned}
 \text{Énergie totale :} & \quad 40 \text{ GWh/j} \\
 & \quad 14600 \text{ GWh/an} \\
 \text{Coût solaire estimé dans le Sahara : } & \mathbf{20 \text{ \$/MWh}} \text{ [48]} \\
 \text{Coût annuel :} & \quad 14600000 \times 20 \\
 & \quad = 292 \text{ millions\$/an}
 \end{aligned}$$

4.10.4.. Coûts d'exploitation (OPEX) :

$$\begin{aligned}
 \text{Maintenance PV} &= 1.5 \% \text{ CAPEX PV} \text{ [49]} \\
 & \quad 60 \text{ millions\$/an}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 \text{Maintenance électrolyse} &= 3 \% \text{ CAPEX [50]} \\
 & \quad 45 \text{ millions\$/an}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 \text{Maintenance usine ammoniacque} &= 3 \%[51] \\
 & \quad 50 \text{ millions\$/an}
 \end{aligned}$$

Eau + traitement

Besoin eau : $1.5 \text{ t}_{\text{eau}} / \text{t}_{\text{NH}_3}$

$$\begin{aligned}
 & \quad 1.46 \text{ Mt} \times 1.5 \\
 & \quad = 2.2 \text{ million t/an}
 \end{aligned}$$

Coût := **5 millions \\$/an**

OPEX total : $OPEX \approx 452 \text{ millions\$/an}$

4.10.5. Coût total annuel :

$$\begin{aligned}
 \text{Coût}_{\text{total}} &= \text{CAPEX}_{\text{annuel}} + \text{OPEX} \\
 &= 700 + 452 \\
 &= 1.152 \text{ milliard\$/an}
 \end{aligned}$$

4.10.6. LCOA (coût par tonne) :

Production annuelle : [22]

$$1.46 \text{ Mt}$$

$$LCOA = \frac{1.152 \text{ milliard}}{1.46 \text{ million}}$$
$$LCOA = 790 \text{ \$/tNH}_3$$

4.11. Conclusion:

Le sud de l'Algérie possède un fort potentiel solaire permettant de produire de l'ammoniac vert à grande échelle. À Ouargla, une installation de 5 GW photovoltaïque sur environ 50 km² permettrait de produire 1.46 Mt/an d'ammoniac vert, avec un investissement estimé autour de 8.40 milliards de dollars, et avec un cout estimé de $\approx 700 - 900 \text{ \$/tNH}_3$

Malgré un coût supérieur à l'ammoniac fossile, ce projet présente plusieurs avantages :

- Valorisation du potentiel solaire saharien
- Réduction massive des émissions de CO₂
- Possibilité d'exportation vers l'Europe et l'Asie.

Le facteur déterminant reste le coût de l'électricité solaire.

Le coût de l'ammoniac vert apparaisse élevé dans notre cas, mais il faut expliquer dans l'analyse économique que ce coût diminue rapidement grâce aux progrès technologiques. Dans une étude de faisabilité, on ajoute généralement une analyse prospective jusqu'à (2026–2060).

Chapitre 5: Analyse de faisabilité prospective (2025–2060) de la production d'ammoniac vert en la région de Ouargla Algérie

5.1. Introduction :

La transition énergétique mondiale impose une décarbonation progressive des industries chimiques, notamment la production d'ammoniac (NH_3), traditionnellement basée sur le gaz naturel via le procédé Haber-Bosch. Dans ce contexte, l'Algérie, et particulièrement la région de Ouargla, dispose d'un potentiel solaire exceptionnel permettant le développement de l'ammoniac vert.

Ce chapitre présente une analyse prospective de la faisabilité technique, économique et environnementale de la production d'ammoniac vert sur la période 2025–2060, en s'appuyant sur les évolutions technologiques et les tendances des coûts.

5.2. Faisabilité technique :

Le procédé de production d'ammoniac vert repose sur trois briques technologiques principales :

- Production d'électricité photovoltaïque (PV)
- Électrolyse de l'eau pour produire H_2
- Synthèse Haber-Bosch ($3\text{H}_2 + \text{N}_2 \rightarrow 2\text{NH}_3$) (5.1)

Ces technologies sont industriellement maîtrisées. Ainsi, la faisabilité technique de ce procédé est déjà élevée à l'horizon 2026. Toutefois, son déploiement à grande échelle reste confronté à des contraintes d'intégration importantes. En effet, l'intermittence de la ressource solaire limite la production à environ 8 heures par jour, ce qui impose soit un surdimensionnement des électrolyseurs, soit le recours à des solutions de stockage (hydrogène, ammoniac ou batteries) pour assurer la continuité du procédé. Par ailleurs, le procédé Haber-Bosch est conçu pour fonctionner en régime continu et stable, ce qui nécessite des adaptations pour gérer les fluctuations de l'énergie solaire. Malgré ces défis, aucune barrière technologique fondamentale n'empêche le développement de l'ammoniac vert, et les limitations identifiées relèvent principalement de l'optimisation et de l'intégration des systèmes.

5.3. Évolution technologique (2025–2060) :

5.3.1. Évolution du coût des électrolyseurs (2025-2060) :

Selon l'Agence Internationale de l'Énergie, le coût actuel des électrolyseurs se situe entre 2000 et 2450 \$/kW, mais il devrait diminuer significativement avec le déploiement

industriel et l'amélioration des technologies. Les analyses de l'IRENA [52] indiquent qu'une réduction pouvant atteindre 80 % du coût des électrolyseurs est possible à long terme, ce qui permettra de réduire le coût de production de l'hydrogène vert dans les régions à fort potentiel solaire.

Les projections montrent une forte baisse pouvant atteindre 60–90 \$/kW dans les scénarios optimistes vers 2060.

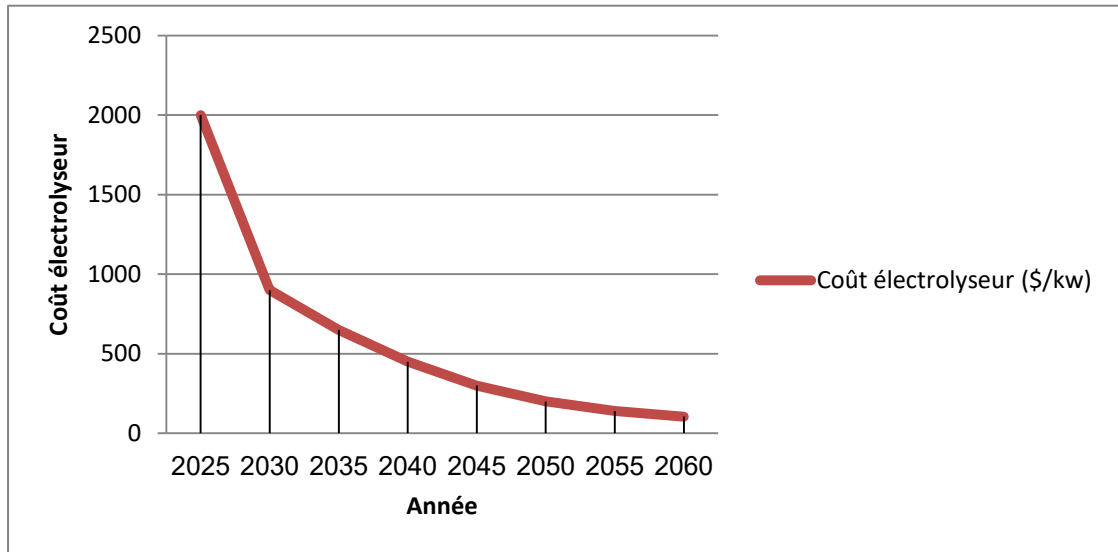


Figure 5.1 : Évolution du coût des électrolyseurs (2025-2060) [52]

Ces réductions viennent de production industrielle massive l'amélioration des matériaux et l'augmentation de la demande mondiale d'hydrogène.

Améliorations attendues:

- Électrolyseurs plus flexibles (AEL + PEM hybrides)
- Amélioration rendement (50 → 45 kWh/kg H₂)
- Digitalisation et contrôle intelligent

À partir de 2040–2050, le système devient stable, flexible optimisé énergétiquement

5.3.2. Évolution du coût du photovoltaïque (PV) (2025-2060) :

Le coût du photovoltaïque (PV) devrait diminuer fortement entre 2025 et 2060, passant d'environ 900 à 180 \$/kW (soit près de –80 %), sous l'effet combiné de l'apprentissage technologique, des économies d'échelle et des progrès industriels. L'augmentation des capacités installées permet une production de masse plus efficace, tandis que l'amélioration des rendements des cellules réduit le coût de l'électricité produite. Après 2040, cette baisse devient plus progressive en raison de la maturité du secteur.

Cette dynamique est déterminante, car l'électricité constitue le principal poste de coût dans la production

d'hydrogène et d'ammoniac vert, faisant du PV le levier clé de leur compétitivité à long terme. [53], [54].

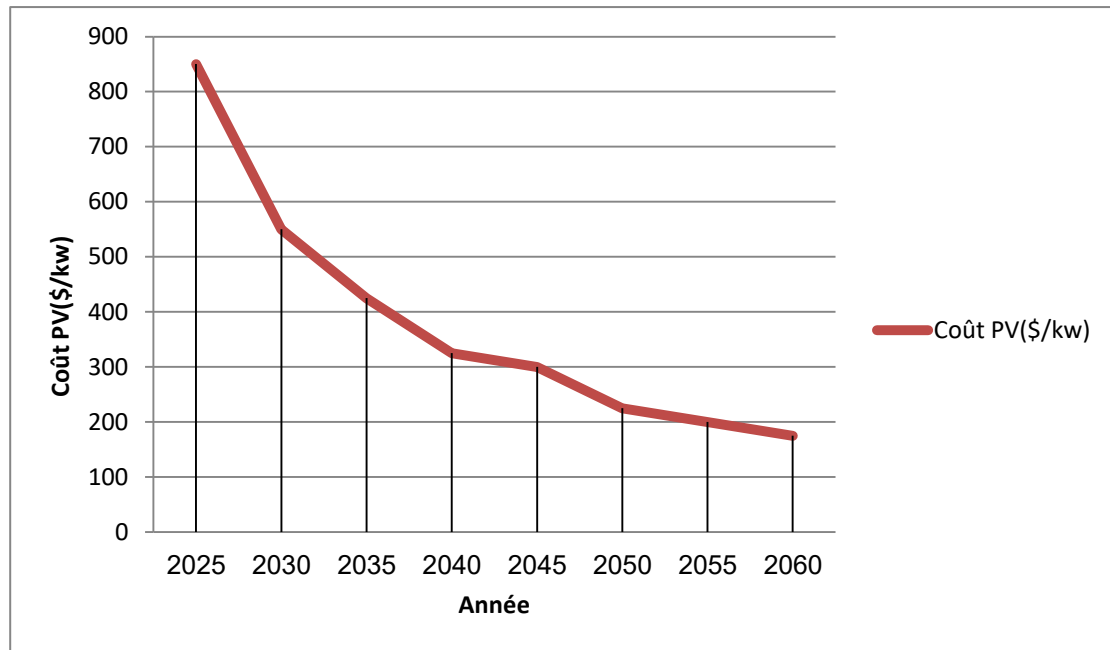


Figure5.2 : : Évolution du photovoltaïque (PV) (2025-2060)[53].[54]

Le figure d'évolution des coûts du photovoltaïque, des électrolyseurs, de l'hydrogène et de l'ammoniac vert sur la période 2025–2060 repose sur des projections issues de la littérature scientifique et de rapports d'organismes internationaux de référence. La diminution du coût du photovoltaïque (de 900 à 180 \$/kW) est cohérente avec les tendances observées et les projections publiées par International Renewable Energy Agency et International Energy Agency, qui mettent en évidence une baisse continue des coûts grâce aux effets d'apprentissage et aux économies d'échelle [53], [54].

Concernant les électrolyseurs, la forte baisse des coûts (2000 à 120 \$/kW) est soutenue par les rapports de International Renewable Energy Agency et de International Energy Agency, qui indiquent que l'industrialisation massive et le déploiement à grande échelle permettront une réduction significative du coût de production de l'hydrogène vert [53], [54].

5.4. Analyse techno-économique prospective du coût de l'hydrogène et de l'ammoniac vert (2025–2060) :

On constate une baisse continue des coûts des technologies renouvelables, en particulier des systèmes photovoltaïques et des électrolyseurs, principalement liée aux progrès technologiques, aux économies d'échelle et à l'optimisation des procédés industriels.

Dans les zones à fort potentiel solaire, telles que Ouargla, cette dynamique devrait permettre une réduction significative du coût de production de l'hydrogène vert, et par conséquent de celui de l'ammoniac vert. Ainsi, le coût de production de l'ammoniac vert pourrait diminuer d'environ 650–750 \$/t en 2025 à 180–230 \$/t à l'horizon 2060, comme il représente le tableau rendant cette filière compétitive sur le plan économique face à l'ammoniac issu du gaz naturel. [52], [53].

Tableau 5.1: Évolution techno-économique du projet ammoniac vert (2025-2060)

Année	Coût PV (\$/kW)	Coût électrolyse (\$/kW)	Coût NH ₃ vert (\$/t)	Investissement total (milliards \$)
2025	900	2000	650 – 750	11 – 12
2030	600	900	450 – 550	7 – 8
2035	450	700	350 – 450	6 – 7
2040	350	500	300 – 380	5 – 6
2045	300	350	250 – 320	4 – 5
2050	250	250	200 – 260	3 – 4
2055	220	180	190 – 240	2.5 – 3.5
2060	180	120	180 – 230	2 – 3

Le tableau présenté est construit sur une approche techno-économique intégrée reliant le coût du photovoltaïque au prix de l'électricité, puis au coût actualisé de l'hydrogène (LCOH), et enfin au coût de l'ammoniac vert (LCOA). La diminution progressive des coûts d'investissement et de l'électricité permet une réduction significative du coût du H₂, entraînant une baisse directe du coût de production de l'ammoniac. [52], [53]. [55], [56]. **Voir Figure5.3**

En représentant chaque paramètre en fonction du temps. Les intervalles de coûts ont été remplacés par leurs valeurs moyennes afin de permettre une visualisation continue des tendances. Cette représentation graphique facilite l'analyse comparative des dynamiques de réduction des coûts, bien qu'elle introduise une simplification liée à l'unification des unités et à l'absence d'incertitudes.

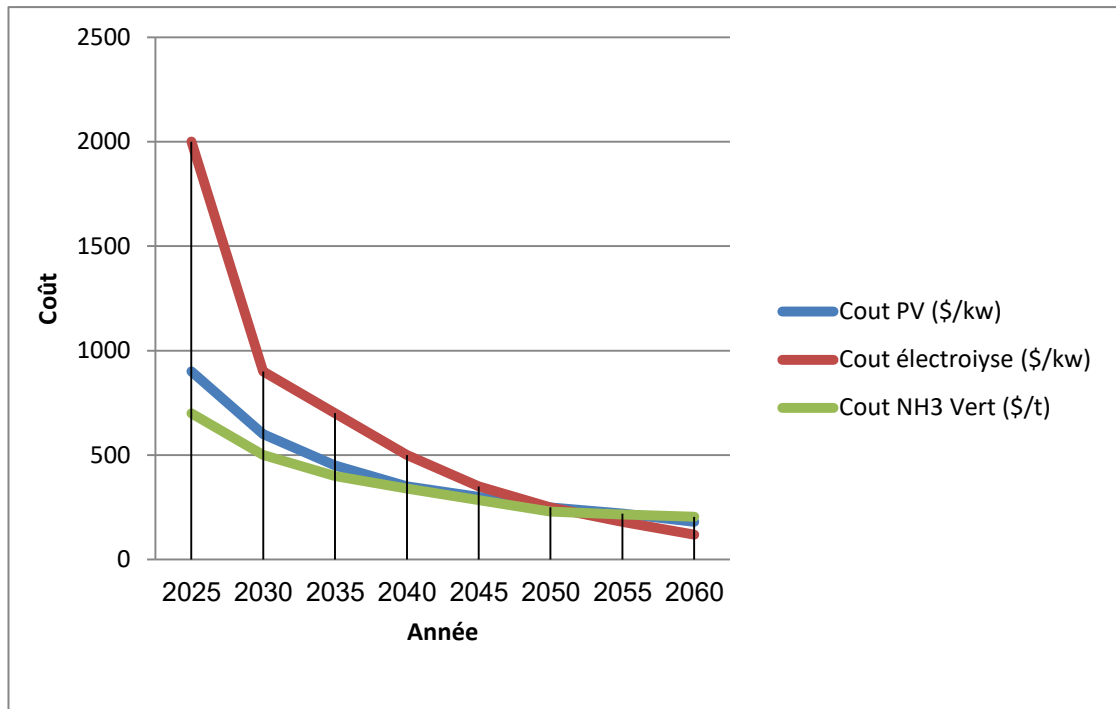


Figure5.3 : représentation de l'évolution techno-économique du projet ammoniac vert (2025-2060)

La figure illustre l'évolution temporelle (2025–2060) de quatre indicateurs clés du système de production d'hydrogène et d'ammoniac vert :

L'analyse met en évidence une diminution significative et corrélée des coûts du photovoltaïque, de l'électrolyse, de l'hydrogène et de l'ammoniac vert sur la période 2025–2060. Cette évolution est principalement portée par les progrès technologiques et les économies d'échelle.

À long terme, ces tendances permettent d'envisager une compétitivité économique du vecteur hydrogène et de ses dérivés, notamment dans les régions à fort potentiel solaire, où les conditions naturelles favorisent une production à faible coût. [57], [58], [59].

5.5 Analyse économique comparative et prospective de l'ammoniac vert :

L'ammoniac est un vecteur énergétique clé pour l'industrie et le stockage de l'hydrogène, mais sa production actuelle dépend fortement des énergies fossiles et de leurs coûts. L'ammoniac vert, issu des énergies renouvelables, représente une alternative prometteuse, et dans cette partie on propose une analyse économique comparative sur la période 2026–2060.

5.5.1 Situation économique initiale (2026) :

Tableau 5.2 : Comparaison des coûts

Type d'ammoniac	Coût
Ammoniac (gaz naturel – Algérie)	200 – 260 \$ / t
Ammoniac (Europe)	400 – 600 \$ / t
Ammoniac vert	700–900 \$/t

D'après le tableau à court terme, l'ammoniac fossile reste nettement plus compétitif. Cette situation s'explique par, la disponibilité du gaz naturel à faible coût en Algérie, la maturité industrielle du procédé Haber-Bosch fossile, les coûts encore élevés des technologies renouvelables.

Le NH₃ vert est pénalisé par le coût élevé de l'hydrogène, lui-même dominé par le prix de l'électricité (70–85 % du coût total).

5.5.2 Analyse prospective et comparative de coût de l'ammoniac jusqu'à 2060 :

La figure met en évidence une diminution rapide du coût de l'ammoniac vert, contrastant avec la stabilité des coûts de l'ammoniac fossile. Cette dynamique conduit à un point de compétitivité vers 2050, au-delà duquel l'ammoniac vert devient économiquement plus avantageux, marquant une transition potentielle vers des systèmes énergétiques décarbonés. En peut la décomposer en 4 phase

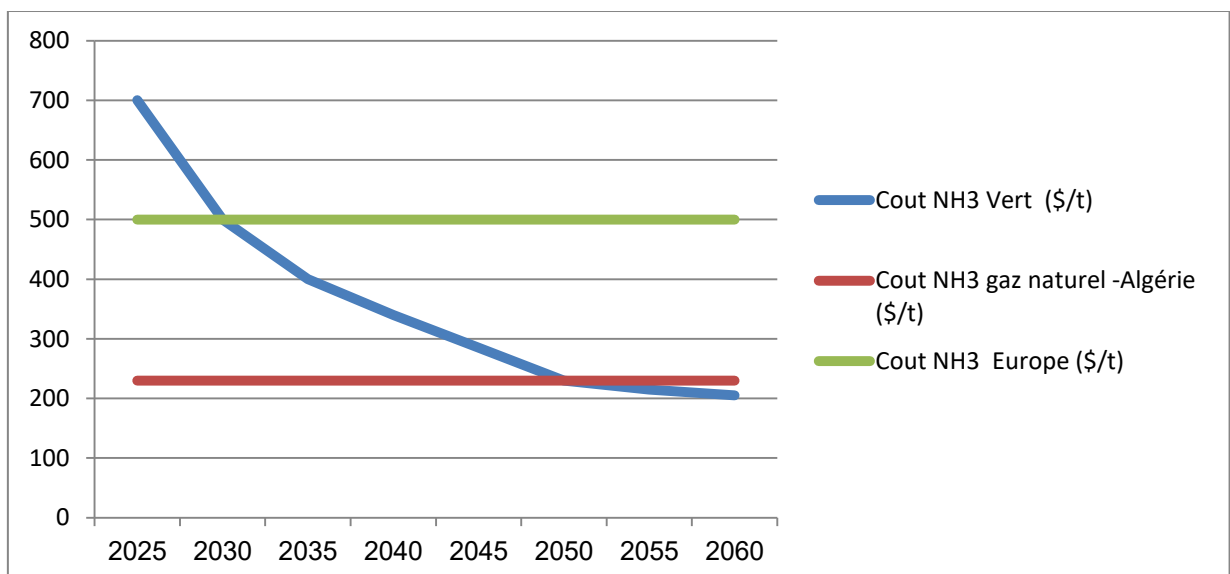


Figure 5.4: évolution prospective et comparative de coût de l'ammoniac jusqu'à 2060

Phase 1 (2025–2030) : NH_3 vert beaucoup plus cher, et non compétitif

Phase 2 (2030–20450) : convergence progressive des coûts, NH_3 vert $\approx$ NH_3 Europe

Phase 3 ($\approx$ 2050) : Point de croisement (très important) , NH_3 vert $\approx$ NH_3 fossile Algérie

Phase 4 (après 2050) : NH_3 vert devient moins cher que NH_3 fossile Europe et NH_3 fossile Algérie et

La compétitivité de l'ammoniac vert ne doit pas être évaluée uniquement à l'instant présent, mais à travers une analyse prospective intégrant les dynamiques technologiques. Cette approche met en évidence une transition inévitable vers des systèmes énergétiques bas carbone, particulièrement avantageuse dans les régions à fort potentiel solaire.

5.6 Analyse environnementale :

5. 6.1. Ammoniac gris (production conventionnelle) :

L'ammoniac conventionnel, dit ammoniac gris, est principalement produit à partir du gaz naturel via le procédé de reformage du méthane à la vapeur (Steam Methane Reforming, SMR), suivi du procédé Haber-Bosch. Ce procédé est fortement émetteur de gaz à effet de serre.

Les émissions typiques associées à cette filière sont de l'ordre de : 2.6 t CO_2 /t NH_3 . Ces émissions proviennent essentiellement de deux sources principales :le reformage du méthane, qui génère du CO_2 comme sous-produit, la combustion de combustibles fossiles pour fournir la chaleur nécessaire au procédé. Selon l'International Energy Agency, la production d'ammoniac représente environ 1 à 2 % des émissions mondiales de CO_2 , ce qui en fait un secteur clé pour la décarbonation industrielle [60].

5.6.2. Ammoniac vert :

L'ammoniac vert est produit à partir d'hydrogène issu de l'électrolyse de l'eau alimentée par des énergies renouvelables (notamment photovoltaïques), éliminant ainsi l'utilisation de combustibles fossiles. Les émissions directes de CO_2 sont alors :0 t CO_2 /t NH_3 (hors phase de construction) La réduction des émissions peut dépasser 90 %, voire atteindre 95 %, selon les scénarios énergétiques [61], [62].

Cette performance environnementale repose sur :l'utilisation d'électricité renouvelable, l'absence de reformage du méthane, l'intégration de procédés à faible intensité carbone.

5.6.3. Impact environnemental global :

* Avantages environnementaux:

Le développement de l'ammoniac vert présente plusieurs bénéfices majeurs :

- Réduction massive des émissions de CO₂, contribuant directement aux objectifs de neutralité carbone [60],
- Décarbonation des secteurs industriels (engrais, chimie, énergie),
- Vecteur énergétique propre, facilitant le transport et le stockage de l'énergie renouvelable à grande échelle [62],
- Potentiel d'exportation d'énergie verte, notamment vers l'Europe.

*Contraintes et impacts environnementaux:

Malgré ses avantages, l'ammoniac vert présente certaines limites qu'il convient d'analyser.

1) Consommation d'eau :

L'électrolyse nécessite de l'eau purifiée : environ 9 à 10 litres d'eau par kg de H₂, soit une consommation significative à grande échelle.

2) Occupation du sol :

Les installations photovoltaïques nécessitent de grandes surfaces : environ 50 km² pour une production de 4000 t/j NH₃

Cependant : l'impact écologique reste faible en zones désertiques, les terres utilisées sont généralement non agricoles.

3) Utilisation de matériaux critiques:

Les technologies utilisées impliquent des matériaux spécifiques : panneaux PV (silicium, argent), électrolyseurs (platine, iridium pour PEM).

Cela soulève des enjeux liés à : la disponibilité des ressources, les impacts environnementaux de l'extraction.

Le Intergouvernemental Panel on Climate Change souligne l'importance de la gestion durable des ressources dans les transitions énergétiques [63].

5.6.4. Évolution environnementale (2025–2060) :

L'impact environnemental de la filière devrait s'améliorer progressivement grâce à :

- L'augmentation du recyclage des panneaux photovoltaïques,
- La réduction de la consommation d'eau via des technologies plus efficaces,
- L'intégration de l'économie circulaire,

- L’optimisation des procédés industriels.

Ces évolutions sont cohérentes avec les trajectoires de décarbonation proposées dans les scénarios internationaux [60], [61].

La transition de l’ammoniac gris vers l’ammoniac vert représente une opportunité majeure de réduction des émissions industrielles de CO₂. Toutefois, sa durabilité à long terme dépendra de l’optimisation des ressources naturelles, en particulier l’eau et les matériaux critiques, ainsi que de l’intégration de principes d’économie circulaire.

5.7. Comparaison environnementale entre l'ammoniac conventionnel et l'ammoniac vert :

Table5.3 : Comparaison l'ammoniac conventionnel et l'ammoniac vert[10]

Standard	Ammoniac conventionnel	Ammoniac vert
Source d'énergie	Gaz naturel (Methane)	Énergie renouvelable (solaire, éolienne , hydraulique)
Émissions de CO ₂	Élevées	Très faibles
Impact climatique	Grand	Faible
Consommation d'eau	Relativement faible	Relativement élevée
Durabilité	Limitée	Élevée

comparaison suggère que l'ammoniac vert représente une option durable pour l'avenir des industries chimiques et énergétiques.

5.8. Conclusion :

Le chapitre analyse les aspects techno-économiques et environnementaux de l’ammoniac vert par rapport à l’ammoniac fossile. Il montre qu’à court terme, le NH₃ vert reste coûteux en raison du prix de l’électricité et des investissements élevés, mais que ses coûts diminuent fortement avec les progrès technologiques et la baisse du coût du photovoltaïque. Un point de compétitivité est atteint vers 2050, surtout dans les régions à fort potentiel solaire. Sur le plan environnemental, l’ammoniac vert permet une réduction de plus de 90 % des émissions de

CO₂, malgré certaines contraintes (eau, sol, matériaux). À long terme, il apparaît comme une solution stratégique et une opportunité majeure pour des pays comme l'Algérie

Conclusion Générale

Conclusion Générale

Dans ce travail, il apparaît clairement que l'ammoniac et l'hydrogène occupent une place centrale dans la transition énergétique mondiale, mettant en évidence les différences entre les procédés conventionnels basés sur les énergies fossiles et les nouvelles filières reposant sur les énergies renouvelables.

La région de Ouargla se distingue par un fort potentiel solaire, qui nous permet de développer un projet d'ammoniac vert. L'étude a montré qu'une production industrielle de l'ordre de 4000 t/j d'ammoniac nécessiterait une puissance photovoltaïque estimée entre 5 GW, environ 8.40 millions de panneaux solaires, ainsi qu'une superficie de 33 à 40 km². La production associée d'hydrogène est d'environ 704 t/j, pour une consommation énergétique globale proche de 40 GWh/j.

Cependant, bien que la production conventionnelle reste actuellement plus compétitive (200–260 \$/t NH₃) que l'ammoniac vert (700–900 \$/t en 2025), elle demeure fortement émettrice de CO₂. À moyen et long terme, la baisse attendue des coûts des technologies permettra de réduire le coût de l'ammoniac vert à environ 180–230 \$/t à l'horizon 2060, améliorant ainsi sa compétitivité.

Le développement de projets d'ammoniac vert dans la région de Ouargla représente une opportunité stratégique pour l'Algérie, en valorisant son potentiel solaire et en s'appuyant sur son expérience industrielle, afin de favoriser une transition énergétique durable et réduire les émissions de gaz à effet de serre.

Bibliographie

- [1] : Patsnap Eureka. Green Ammonia Synthesis: Industry Standards and Performance. Eureka Report.(2026)
- [2] : Chabbi Ilyes . "Procédé de fabrication de l'ammoniac(Simulation du réacteur de synthèse de l'ammoniac FERTIAL/ANNABA)"[Mémoire de master] .Annaba: Université Badji Mokhtar-Annaba ,faculté des sciences de l'ingeniorat (2017/2018) .
- [3] : Fiche toxicologie FT16, institut national de recherche et de sécurité INRS, Edition(2007).
- [4] : Arabi Amaria Ikram ,Benyamina Zineb ." Etude de performance de la boucle de production de l'ammonia"[mémoire de master] . Tissemsilt : Université de Tissemsilt , faculté des sciences et de Technologie , (2021/2022) .
- [5] : Mohammed Krachai Hanane , Bentouir Narimen Fatima Zahra . "Production de l'hydrogène par électrolyse de l'eau" [mémoire de master] . Ain T'émouchent : Université–Ain T'émouchent-Belhadj Bouchaib , faculté des sciences et de Technologie (2024/2025).
- [6] CHENNOUUF Nasreddine." perspectives de développement de la production industrielles de l'hydrogène dans le sud Algérien a partir des energies renouvelables" [Thèse de doctorate]. Ouargla: Universite Kasdi Merbah Ouargla, Faculté des sciences Appliqués(2013/2014) .
- [7] : Yahiaoui Aymen ,Ammari Abderaouf , Turki Khaled "Les procédés de production de l'hydrogène" [mémoire de master] .Msila: Universite Mohammed Boudiaf de Msila , faculté de Technologie (2022/2023) .
- [8] :MezianeFares,"Production d'hydrogene par electrolyseur de l'eau à haut etemperature" Recherche et developement.
- [9] :N . Mahmoudi, H. Shokravi,A . Zolfagharian. Green ammonia and its potential role in global food security and climate mitigation.(2023). iScience, 26(4), 106487. <https://doi.org/10.1016/j.isci.2023.106487>.
- [10] : Ben Dellali Akram Bousaada, Berbia Abdellah." Assessing the Potential for Green Ammonia Production in Algeria Using Renewable Electricity",[Master's Thesis]. Ouargla : University of kasdi merbah-ouargla,faculty of applied sciences(2024/2025) .
- [11]. Aagaard. P, Andersen. J. R, Naucér .T, Prabhala. P, Wedege. K. Reducing GHG emissions with green ammonia and fertilizer. McKinsey & Company(2023).

- [12].IEEFA. The AI power surge: Grid impacts and electricity demand outlook. Institute for Energy Economics and Financial Analysis(2024). <https://ieefa.org/resources/ai-and-datacenter-electricity-demand>
- [13]J. Ducamp, A. Bengaouer, P. Baurens, I. Fechete, P. Turek, et F. Garin, " Statu quo sur la méthanation du dioxyde de carbone: une revue de la littérature ", Comptes Rendus Chimie, vol. 21, no 3-4, p. 427-469, 2018.
- [14] :N. Yah, " Préparation et caractérisation des catalyseurs a base de nickel-reactivité catalytique en reformage sec du methane ", PhD Thesis, Université Mouloud MAMMERI, (2019).
- [15] IEA - The Future of Hydrogen(2021):<https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen>
- [16] ScienceDirect - Haber-Bosch process :
<https://www.sciencedirect.com/topics/engineering/haber-bosch-process>
- [17] Electrochemical ammonia synthesis – Review(2021):
<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360319921008635>
- [18] Plasma catalysis for ammonia synthesis: <https://www.journals.elsevier.com/catalysis-today>
- [19] International Fertilizer Association, Ammonia Production Capacity by Plant, Paris, 2022.
- [20] Solfert Algérie, données industrielles et capacité installée, 2023.
- [21] Fertial, Rapports industriels et capacités de production, 2022.
- [22] International Energy Agency, Ammonia Technology Roadmap: Towards More Sustainable Nitrogen Fertiliser Production, Paris, 2021.
- [23] Topsoe, Ammonia Technology Overview, Lyngby, Denmark, 2023.
- [24] J. Appl, Ammonia: Principles and Industrial Practice, Weinheim, Germany: Wiley-VCH, 2022.
- [25] M. Appl et al., "Ammonia," in Ullmann's Encyclopedia of Industrial Chemistry, Wiley-VCH, 2012.
- [26] International Energy Agency, Ammonia Technology Roadmap, Paris, France, 2021.
- [27] International Fertilizer Association, Energy Efficiency and CO₂ Emissions in Ammonia Production, Paris, 2022.
- [28] M. Fasihi et al., "Techno-economic assessment of ammonia production," Applied Energy, 2020.

- [29] National Renewable Energy Laboratory, Simple Levelized Cost of Energy (LCOE) Calculator Documentation, Golden, CO, USA, 2020.
- [30] : Direction du Tourisme et de l'Artisanat de Ouargla, « Accueil », disponible sur : , consulté le 08/04/2026.
<https://ouargla.mta.gov.dz/>
- [31] Association Française de l'Hydrogène, Pourquoi l'hydrogène ? Version 4.β – Février 2004
- [32] Himri, Y.; Malik, A.S.; Stambouli, A.B.; Himri, S.; Draoui, B. Review and use of the Algerian renewable energy for sustainable development. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 2009, 13, 1584–1591. [CrossRef]
- [33] Fraunhofer ISE, "Photovoltaics Report," Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems, Freiburg, Germany, Tech. Rep., 2025.
- [34] M. A. Green, E. D. Dunlop, J. Hohl-Ebinger, M. Yoshita, N. Kopidakis, and X. Hao, "Solar cell efficiency tables (version 63)," *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, vol. 32, no. 1, pp. 3–13, Jan. 2024.
- [35] K. Mertens, *Photovoltaics: Fundamentals, Technology, and Practice*, 2nd ed. Chichester, UK: John Wiley & Sons, 2018.
- [36] Zergoun Green Energy, Datasheet du module photovoltaïque ZGE-DZ-HM156-595, Algérie Ouargla.
- [37] DOE, *Hydrogen Production via Electrolysis*.
- [38] BloombergNEF, *Hydrogen Costs Report*.
- [39] International Energy Agency. (2021). *Ammonia Technology Roadmap: Towards more sustainable nitrogen fertiliser production*. IEA Publications. [iea.org](https://www.iea.org)
- [40] : Fanack Water(2021), *Water Resources in Algeria*.
- [41] Centre de Développement des Energies Renouvelables (CDER). (2018). *Atlas Solaire de l'Algérie*. Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique
- [42] Duffie, J. A., & Beckman, W. A. (2013). *Solar Engineering of Thermal Processes* (4th ed.). Wiley.
- [43] Messenger, R. A., & Ventre, J. (2010). *Photovoltaic Systems Engineering* (3rd ed.). CRC Press.
- [44] *Ammonia: Principles and Industrial Practice Appl*
- [45] .International Energy Agency "projected costs of generating electricity (2020) paris OECD
- [46].International Energy Agency" *Global Hydrogen Review* " (2023)
- [47].International Energy Agency .*Ammoniac Technology Roadmap* (2021)

- [48] International Renewable Energy Agency. IRENA "Renewable Power Generation Costs" (2023) Abu Dhabi
- [49] National Renewable Energy Laboratory. PV O&M Benchmark Report (2022)
- [50] International Renewable Energy Agency. Green Hydrogen Cost Reduction report (2022)
- [51] Towler, G. & Sinnott, R. - Chemical Engineering Design ; principles, practice and economics of plant and process design (2nd ed).
- [52] IRENA, Green Hydrogen Cost Reduction: Scaling up Electrolysers to Meet the 1.5°C Climate Goal, Abu Dhabi, UAE, 2022.
- [53] IRENA, Renewable Power Generation Costs in 2023, Abu Dhabi, 2024.
- [54] IEA, World Energy Outlook 2023, Paris, 2023.
- [55] Fraunhofer ISE, Photovoltaics Report, 2023.
- [56] Lazard, Levelized Cost of Energy Analysis 17.0, 2023.
- [57] International Energy Agency, The Future of Hydrogen, Paris, France, 2019.
- [58] International Renewable Energy Agency, Green Hydrogen Cost Reduction: Scaling up Electrolysers, Abu Dhabi, 2020.
- [59] International Renewable Energy Agency, Renewable Power Generation Costs in 2023, 2024.
- [60] International Energy Agency, Global Hydrogen Review 2024, Paris, 2024.
- [61] International Renewable Energy Agency, Green Hydrogen Cost Reduction, Abu Dhabi, 2020.
- [62] International Energy Agency, The Future of Hydrogen, 2019.
- [63] Intergovernmental Panel on Climate Change, Sixth Assessment Report, 2022.