

**UNIVERSITÉ DU QUÉBEC À TROIS- RIVIÈRES**

**MODÈLE DE SIMULATION D'UN SYSTÈME PHOTOVOLTAÏQUE (PV)-  
HYDROGÈNE POUR LA PRODUCTION D'HYDROGÈNE UTILISÉ COMME  
GAZ DE SUSTENTATION POUR LES DIRIGEABLES DANS LES ZONES  
ISOLÉES D'AFRIQUE**

**MÉMOIRE PRÉSENTÉ  
COMME EXIGENCE PARTIELLE DE LA  
MAITRISE EN GENIE ELECTRIQUE**

**PAR  
RAMÓN ARMANDO RÍOS ÁNGEL**

**MARS 2025**

Université du Québec à Trois-Rivières

Service de la bibliothèque

Avertissement

L'auteur de ce mémoire, de cette thèse ou de cet essai a autorisé l'Université du Québec à Trois-Rivières à diffuser, à des fins non lucratives, une copie de son mémoire, de sa thèse ou de son essai.

Cette diffusion n'entraîne pas une renonciation de la part de l'auteur à ses droits de propriété intellectuelle, incluant le droit d'auteur, sur ce mémoire, cette thèse ou cet essai. Notamment, la reproduction ou la publication de la totalité ou d'une partie importante de ce mémoire, de cette thèse et de son essai requiert son autorisation.

## UNIVERSITÉ DU QUÉBEC À TROIS-RIVIÈRES

## MAÎTRISE EN GÉNIE ÉLECTRIQUE (M.Sc.A.)

**Direction de recherche:**

Loïc Boulon

---

Université du Québec à Trois-Rivières - UQTR

Directeur de recherche

**Jury d'évaluation**

Loïc Boulon

---

Université du Québec à Trois-Rivières - UQTR

Directeur de recherche

Khaled Ziane

---

Centre de recherche et d'innovation en intelligence énergétique - CR2i<sup>c</sup>

Membre externe

Mamadou Lamine Doumbia

---

Université du Québec à Trois-Rivières - UQTR

Président

## RÉSUMÉ

Ce projet porte sur le développement et l'optimisation d'un système photovoltaïque (PV) couplé à un électrolyseur pour produire de l'hydrogène comme gaz de sustentation pour les dirigeables destinés aux zones isolées d'Afrique. La recherche vise à remplacer l'hélium dans les dirigeables en utilisant de l'hydrogène produit de manière durable grâce à l'énergie solaire. Cette étude s'inscrit dans le cadre de l'initiative Peace+Freedom, qui vise à acheminer des fournitures médicales essentielles vers les régions isolées.

Les objectifs spécifiques comprennent la création de modèles mathématiques pour les panneaux solaires et les électrolyseurs, permettant de calculer l'énergie nécessaire à la production d'hydrogène en fonction de l'irradiance solaire disponible. De plus, une méthodologie d'optimisation utilisant l'algorithme génétique de tri non dominé (NSGA-II) est proposée pour maximiser la production d'hydrogène et minimiser les coûts du système, en envisageant l'introduction progressive de différents modèles de dirigeables sur un horizon temporel de quatre ans.

Le modèle développé tient compte des variations climatiques saisonnières dans la production d'énergie solaire et de leur impact sur la production d'hydrogène. Les résultats montrent que dans les conditions opérationnelles définies, il est possible de produire efficacement l'hydrogène nécessaire au gonflage des dirigeables, avec des coûts décroissants au fil du temps. La validation du modèle confirme sa précision dans la prédiction des performances du système PV et de l'électrolyseur, garantissant sa viabilité pour les systèmes de transport autonomes dans les zones difficiles d'accès.

Les principales conclusions de l'étude soulignent la capacité du système à répondre de manière autonome et durable à la demande en hydrogène des dirigeables. En outre, le projet pose les bases de futures recherches et applications des technologies de l'hydrogène dans les systèmes de transport et d'approvisionnement dans les zones isolées, contribuant au développement des infrastructures d'énergie renouvelable et améliorant l'accès aux ressources essentielles pour les communautés vulnérables.

**Mots-clés:** Production d'hydrogène, Électrolyse PEM, Zones isolées, Dirigeables, Énergie solaire, Mobilité aérienne, Système PV, NSGAI, Algorithmes d'optimisation.

## SUMMARY

This project focuses on the development and optimization of a photovoltaic (PV) system coupled with an electrolyzer to produce hydrogen as a lifting gas for airships intended for remote areas of Africa. The research aims to replace helium in the airships by using hydrogen produced sustainably through solar energy. This study is part of the Peace+Freedom initiative, which aims to deliver essential medical supplies to isolated regions.

The specific objectives include the creation of mathematical models for both solar panels and electrolyzers, enabling the calculation of the energy required to produce hydrogen based on available solar radiation. Additionally, an optimization methodology using the non-dominated sorting genetic algorithm (NSGA-II) is proposed to maximize hydrogen production and minimize system costs, considering the phased introduction of different airship models over a four-year time horizon.

The developed model accounts for seasonal climate variations in solar energy production and their impact on hydrogen generation. The results show that under the defined operational conditions, it is possible to efficiently generate the hydrogen required to inflate the airships, with decreasing costs over time. The model's validation confirms its accuracy in predicting the performance of both the PV system and the electrolyzer, ensuring its viability for autonomous transport systems in hard-to-reach areas.

The main conclusions of the study highlight the system's capability to meet the hydrogen demand of the airships in a self-sustained and sustainable manner. Additionally, the project lays the foundation for future research and applications of hydrogen technologies in transportation and supply systems in remote areas, contributing to the development of renewable energy infrastructure and improving access to essential resources for vulnerable communities.

**Keywords:** Hydrogen production, PEM Electrolysis, Remote areas, Airships, Solar energy, Air Mobility, PV System, NSGAI, Optimization algorithms

## TABLE DES MATIÈRES

RÉSUMÉ .....	iii
SUMMARY .....	iv
TABLE DES MATIÈRES .....	v
LISTE DES TABLEAUX.....	viii
LISTE DES FIGURES.....	x
LISTE D'ABRÉVIATIONS .....	xii
PRÉFACE .....	16
INTRODUCTION .....	17
Chapitre 1 - Contexte .....	20
1.1 Initiative Peace+Freedom.....	24
1.2 Objectifs et approche.....	25
1.2.1 Objectifs spécifiques.....	26
1.3 Méthodologie.....	26
Chapitre 2 - SCÉNARIO DE RÉFÉRENCE .....	28
2.1 Horizon temporel et croissance du système .....	28
2.2 Demande en hydrogène pour l'opération.....	30
2.3 Considérations techniques et hypothèses .....	30
2.3.1 Panneaux solaires.....	30

2.3.2 Onduleur DC/AC .....	31
2.3.3 Électrolyseurs.....	32
2.3.4 Montée en puissance .....	33
2.4 Contraintes.....	34
Chapitre 3 - DONNÉES TECHNIQUES ET DE COÛT UTILISÉES DANS	
L'ÉTUDE .....	35
3.1 Irradiance solaire et température .....	35
3.2 Modèle mathématique du système PV .....	37
3.2.1 Sélection du modèle PV .....	37
3.2.2 Irradiance solaire.....	39
3.2.3 Température .....	39
3.2.4 Modèle électrique du panneau solaire.....	39
3.2.5 Comparaison du modèle avec les données du fabricant .....	43
3.3 Modèle mathématique de l'électrolyseur .....	44
3.3.1 Sélection du modèle d'électrolyseur.....	45
3.3.2 Constantes du modèle et paramètres opérationnels de l'électrolyseur .....	47
3.3.3 Tension de l'électrolyseur .....	49
3.3.4 Efficacité de Faraday .....	50
3.3.5 Production d'hydrogène .....	50

3.3.6 Comparaison du modèle avec [35] .....	51
3.4 Données sur les coûts du système PV .....	56
3.5 Données sur les coûts des électrolyseurs .....	56
Chapitre 4 - MÉTHODE D'OPTIMISATION POUR LE DIMENSIONNEMENT DU SYSTÈME PV-HYDROGÈNE .....	58
4.1 Modèle d'optimisation par l'algorithme génétique à tri non dominé II (NSGA-II) .....	63
4.1.1 Définition du problème et fonctions objectives .....	63
4.1.2 Variables de décision .....	64
4.1.3 Limites des panneaux solaires et des électrolyseurs .....	64
4.1.4 Sélection des paramètres de simulation .....	67
4.1.5 Percentile de production d'hydrogène .....	67
Chapitre 5 - RÉSULTATS ET ANALYSES .....	69
5.1 Analyse des différences hebdomadaires .....	76
CONCLUSIONS .....	77
TRAVAUX FUTURS .....	79
RÉFÉRENCES .....	81
Annex 1 .....	86
Annex 2 .....	88



## LISTE DES TABLEAUX

Tableau 2-1 Demande en hydrogène et temps de remplissage des dirigeables .....	29
Tableau 2-2 Demande en hydrogène pour l'opération .....	30
Tableau 2-3 Électrolyseurs commerciaux de NEL .....	33
Tableau 3-1 Avantages et inconvénients des modèles photovoltaïques .....	38
Tableau 3-2 Paramètres des conditions de test standard .....	41
Tableau 3-3 Constantes physiques et spécifications du module .....	41
Tableau 3-4 Avantages et inconvénients des modèles d'électrolyseur .....	46
Tableau 3-5 Constantes générales .....	48
Tableau 3-6 Constantes empiriques .....	48
Tableau 3-7 Constantes physiques .....	48
Tableau 3-8 Paramètres opérationnels de l'électrolyseur .....	49
Tableau 3-9 Constantes du modèle pour l'efficacité de l'électrolyseur et la production d'hydrogène .....	49
Tableau 3-10 Coûts des électrolyseurs (USD) .....	56
Tableau 4-1 Exigences de tension d'entrée des électrolyseurs .....	65
Tableau 4-2 Limites pour les panneaux solaires en parallèle installés par année .....	65
Tableau 4-3 Électrolyseurs autorisés par année .....	66
Tableau 4-4 Électrolyseurs minimaux requis par année .....	66
Tableau 5-1 Les 10 meilleures solutions parmi les 200 viables .....	70
Tableau 5-2 Meilleure solution (Population: 200, Évaluations: 1 000) .....	71
Tableau 5-3 Les 10 meilleures solutions parmi les 16 viables .....	73
Tableau 5-4 Meilleure solution de la dernière simulation (Population: 20, Évaluations: 40) .....	74

Tableau 5-5 Différence hebdomadaire entre la production et la demande  
d'hydrogène ..... 76

## LISTE DES FIGURES

Figure I. 1 Station Opérationnelle Mobile (MOS) .....	18
Figure I. 2 Modèles de Tsorocopter .....	18
Figure I. 3 Vol d'essai du dirigeable TS3 avec de l'hélium comme gaz de sustentation .....	19
Figure I. 4 Vol d'essai du dirigeable TS11 avec de l'hélium comme gaz de sustentation à l'aéroport municipal de Brantford.....	19
Figure 2.1 Architecture du système .....	28
Figure 2.2 Conteneurs photovoltaïques mobiles de la marque Solarfold [20].....	31
Figure 3.1 Données mensuelles d'irradiance solaire - TMY .....	36
Figure 3.2 Données mensuelles de température - TMY .....	37
Figure 3.3 Courbes I-V pour différents niveaux d'irradiance à 25°C .....	43
Figure 3.4 Courbes P-V pour différents niveaux d'irradiance à 25°C .....	44
Figure 3.5 $U_c$ en fonction de la densité de courant.....	50
Figure 3.6 $\eta f$ en fonction de la densité de courant .....	51
Figure 3.7 Irradiance en fonction du temps .....	52
Figure 3.8 Température en fonction du temps .....	52
Figure 3.9 Courant en fonction du temps.....	53
Figure 3.10 Tension en fonction du temps.....	53
Figure 3.11 Puissance de sortie en fonction du temps .....	54
Figure 3.12 Taux de production d'hydrogène ( $\text{Nm}^3/\text{heure}$ ) en fonction du temps.....	55
Figure 3.13 Production cumulée d'hydrogène ( $\text{Nm}^3$ ) au cours de la journée.....	55
Figure 5.1 Front de Pareto (Population: 200, Évaluations: 1 000) .....	70

Figure 5.2 Front de Pareto de la dernière simulation (Population: 20,  
Évaluations: 40)..... 73

## LISTE D'ABRÉVIATIONS

<i><b>Symbole</b></i>	<i><b>Description</b></i>
$\Delta t$	Intervalle de temps entre les mesures (h ou s)
<i>ABC</i>	Algorithme des colonies d'abeilles artificielles
<i>ACO</i>	Optimisation par colonie de fourmis
<i>AEM</i>	Membrane échangeuse d'anions
<i>AEO</i>	Optimisation des écosystèmes artificiels
<i>ANN</i>	Réseau neuronal artificiel
<i>AOM</i>	D'administration, d'exploitation et de maintenance
$a_{pv}$	Facteur d'idéalité modifié multiplié par la tension thermique (V)
$area_{ELY}$	Surface de l'électrolyseur ( $m^2$ )
$b_i$	$i^e$ constantes empiriques liées à la technologie des électrolyseurs PEM
<i>CEC</i>	California Energy Commission
<i>CFD</i>	Modèle de dynamique des fluides computationnelle
$CH_2$	Chaleur calorifique d'une mole d'hydrogène (MJ/mol)
$C_i$	$i^e$ constante empirique C pour le calcul de la tension des cellules d'électrolyseur
$C_{j \text{ electrolyzers}}$	Coût des électrolyseurs ajoutés au cours de l'année j
$C_{j \text{ O\&M}}$	Coûts d'exploitation et de maintenance des électrolyseurs
$C_{j \text{ solar}}$	Coût annuel des panneaux solaires installés
$CO_2$	Dioxyde de carbone
<i>COE</i>	Coût de l'Énergie
<i>CS</i>	Recherche chaotique
$C_{sh}$	Constante : 34.49692
$CT_{PEM}$	Constante sans dimension spécifique à la technologie PEM
<i>CU</i>	Constante sans dimension indépendante de la technologie des cellules
<i>DE</i>	Évolution différentielle
<i>DHI</i>	Irradiance horizontale diffuse
<i>DNI</i>	Irradiance normale directe
$E_{gap}$	Énergie de bande interdite du matériau semi-conducteur (eV)
<i>ELY</i>	Électrolyseur
$E_{total}$	Énergie totale générée
$F$	Constante de Faraday, représente la charge par mole d'électrons (C/mol)
$f_i$	Fonctions objectives de l'optimisation NSGA-II
$G(t)$	Irradiance solaire à l'instant t ( $W/m^2$ )

<i>Symbole</i>	<i>Description</i>
<i>GA</i>	Algorithme génétique
<i>GHI</i>	Irradiance horizontale globale
$G_p$	Conductance parallèle (S)
$G_{ref}$	Irradiance de référence (1000 W/m <sup>2</sup> )
<i>GWO</i>	Optimiseur du loup gris
<i>HESs</i>	Systèmes énergétiques hybrides
$H_{percentile\ 10\ production}$	10 <sup>e</sup> centile de la production hebdomadaire d'hydrogène
<i>HS</i>	Recherche harmonique
$H_{weekly\ demand}$	Demande hebdomadaire d'hydrogène pour les dirigeables
<i>i</i>	Densité de courant (A/m <sup>2</sup> )
<i>IAEO</i>	Optimisation améliorée des écosystèmes artificiels
<i>ICA</i>	Algorithme impérialiste compétitif
$I_{mp}$	Courant au point de puissance maximale en STC (A)
$I_{MPP}$	Courant au point de puissance maximale
$I_{out}$	Courant de sortie (A)
$I_{ph}$	Courant photogénéré (A)
$I_{sat}$	Courant de saturation inverse de la diode (A)
$I_{SC}$	Courant de court-circuit en STC (A)
<i>j</i>	Année $j^e$
<i>k</i>	Constante de Boltzmann (1.38066e-23 J/K)
<i>LCOH</i>	Coût actualisé de l'hydrogène
<i>LPSP</i>	Probabilité de Perte d'Alimentation
<i>MOEA</i>	Algorithme évolutif multi-objectifs
$MOLE_{H_2}$	Production d'hydrogène (mol/s)
<i>MOPSO</i>	Optimisation par essais particuliers multi-objectifs
<i>MOS</i>	Station opérationnelle mobile
<i>MPP</i>	Point de puissance maximale
<i>n</i>	Nombre d'années d'optimisation NSGA-II
$Nm^3$	Mètres cubes normalisés
$N_p$	Nombre de cellules parallèles des panneaux solaires
$nP$	Nombre de cellules en parallèle dans l'électrolyseur
$N_s$	Nombre de cellules en série des panneaux solaires
$nS$	Nombre de cellules en série dans l'électrolyseur
<i>NSGA-II</i>	Algorithme génétique à tri non dominé II
<i>NSRDB</i>	Base de données nationale de radiation solaire
<i>P</i>	Pression opérationnelle (bar)
<i>P+F</i>	Peace + Freedom (Paix + Liberté)

<i><b>Symbole</b></i>	<i><b>Description</b></i>
$PEM$	Membrane échangeuse de protons
$P_{mp}$	Puissance maximale en STC (W)
$P_{MPP}$	Puissance au point de puissance maximale
$P_{norm}$	Pression normale (bar)
$P_{out}$	Puissance de sortie
$PSO$	Optimisation par essaim de particules
$PV$	Photovoltaïque
$q$	Charge électronique (1.60219e-19 C)
$Q$	Débit volumétrique (l/min)
$R$	Constante des gaz parfaits (J/molK)
$R_s$	Résistance série ( $\Omega$ )
$R_{sh}$	Résistance shunt (parallèle) ( $\Omega$ )
$R_{vol}$	Constante des gaz parfaits pour les calculs de volume (m <sup>3</sup> bar/Kmol)
$S(T); Z(T)$	Facteurs de correction basés sur la température et la densité de courant
$SA$	Recuit simulé
$SDM$	Modèle à diode unique
$SFLA$	Algorithme de saut de grenouille mélangée
$SSA$	Algorithme d'essaim de salpes
$STC$	Conditions de test standard
$T$	Température opérationnelle (°C)
$T(t)$	Température en Kelvin à l'instant t
$T_0$	Température de référence (°C)
$T_{celsius}(t)$	Température ambiante en degrés Celsius à l'instant t (°C)
$T_{cRef}$	Température de référence (298.15 K)
$TDM$	Modèle à deux diodes
$TMY$	Année météorologique typique
$T_{norm}$	Température normale (K)
$TS11$	Tsorocopter 11
$TS19$	Tsorocopter 19
$TS3$	Tsorocopter 3
$TS7$	Tsorocopter 7
$U_0$	Potentiel standard de l'électrode à 25°C (V)
$USD$	Dollar américain
$V_{mp}$	Tension au point de puissance maximale en STC (V)
$V_{OC}$	Tension en circuit ouvert en STC (V)
$VOL_{H2}$	Production d'hydrogène (Nm <sup>3</sup> )
$V_{out}$	Tension de sortie (V)

<i><b>Symbole</b></i>	<i><b>Description</b></i>
$V_t$	Tension thermique (V) ( $V_t=kT/q$ )
$W$	Fonction W de Lambert
$WHO$	Organisation mondiale de la santé
$W_m$	Épaisseur de la membrane (m)
$W_s$	Distance entre les électrodes et la membrane (m)
$Z$	Nombre d'électrons impliqués dans la réaction pour l'hydrogène
$\gamma$	Facteur d'idéalité de la diode
$\eta_f$	Rendement de Faraday



## PRÉFACE

Alors que des défis mondiaux tels que les pandémies, le changement climatique et les infrastructures limitées dans les zones isolées deviennent de plus en plus pressants, des technologies innovantes pour l'énergie propre et le transport sont essentielles. Ce projet, qui fait partie de l'initiative Peace+Freedom de Solar Ship, vise à répondre à ces enjeux en explorant l'utilisation de l'hydrogène comme alternative durable à l'hélium dans les dirigeables. Les Stations Mobiles Opérationnelles (MOS) conçues dans cette étude ont pour objectif de livrer des fournitures médicales dans des zones isolées en Afrique, en s'appuyant entièrement sur une production d'hydrogène alimentée par l'énergie solaire. La recherche documentée ici couvre des simulations d'irradiance solaire, de demande en hydrogène et de modèles de production d'énergie pour les électrolyseurs, aboutissant à un système optimisé qui équilibre les objectifs techniques et économiques. Le succès de ce projet pourrait ouvrir la voie à des applications à plus grande échelle de solutions de transport basées sur les énergies renouvelables dans d'autres régions.

Un merci spécial au professeur Loïc Boulon de l'UQTR et à Jay Godsall, PDG de Solar Ship, de m'avoir permis de travailler sur ce projet, qui correspondait parfaitement à mes attentes de développer un projet technique avec de l'hydrogène pour trouver des solutions alternatives à un problème social. Merci infiniment pour votre soutien constant dans son développement.

Enfin, je tiens également à remercier Mitacs et Solar Ship. Grâce au programme *Mitacs Business Strategy Internship (BSI)*, les deux entités ont pu financer ce projet, qui a été mené à bien avec succès.

## INTRODUCTION

Alors que la communauté mondiale est confrontée à des défis communs tels que les pandémies et le changement climatique, la connexion des zones isolées au réseau mondial devient de plus en plus cruciale et complexe. Pour répondre à ce problème, il est essentiel de développer des projets qui facilitent la connexion des zones isolées à la communauté mondiale grâce à des infrastructures de transport et d'énergie améliorées.

Dans cette optique, cette étude analyse un modèle de simulation d'un système photovoltaïque (PV)-hydrogène pour produire de l'hydrogène comme gaz de sustentation pour les dirigeables de Solar Ship, en remplacement de l'hélium actuellement utilisé. Ces informations serviront d'entrée pour les missions faisant partie de l'initiative Peace+Freedom visant à développer une Station Opérationnelle Mobile (MOS) entièrement autonome. Cette station intègre un transport terrestre électrique avec deux conteneurs, le premier équipé de l'électrolyseur et de tous les outils nécessaires pour le remplissage en hydrogène, la gestion et le pilotage des dirigeables Solar Ship, et le second doté de panneaux solaires pour générer l'énergie nécessaire à la production d'hydrogène. Les dirigeables sont destinés au transport de fournitures médicales dans les zones isolées. Figure I. 1 illustre un exemple de ce à quoi ressemblerait la MOS.

La MOS est conçue pour surmonter les barrières physiques qui entravent la livraison de fournitures vitales dans les zones isolées d'Afrique. Elle parcourra un itinéraire désigné de 391.26 km entre le port de Tanga et le parc national du Kilimandjaro en Tanzanie et déploiera des dirigeables depuis la porte de Machame pour effectuer des tests de vol en utilisant l'hydrogène comme gaz de sustentation avec les modèles de dirigeables Tsorocopter 3 (TS3), Tsorocopter 7 (TS7), Tsorocopter 11 (TS11) et Tsorocopter 19 (TS19) illustrés à la Figure I. 2. Le numéro du modèle Tsorocopter représente le diamètre de l'enveloppe sphérique en mètres, c'est-à-dire que le TS3 a un diamètre d'enveloppe sphérique de 3 mètres. La Figure I. 3 montre des vols d'essai du TS3 avec de l'hélium comme gaz de sustentation, et la Figure I. 4 montre des vols d'essai du TS11 avec de l'hélium comme gaz de sustentation.



Figure I. 1 Station Opérationnelle Mobile (MOS)

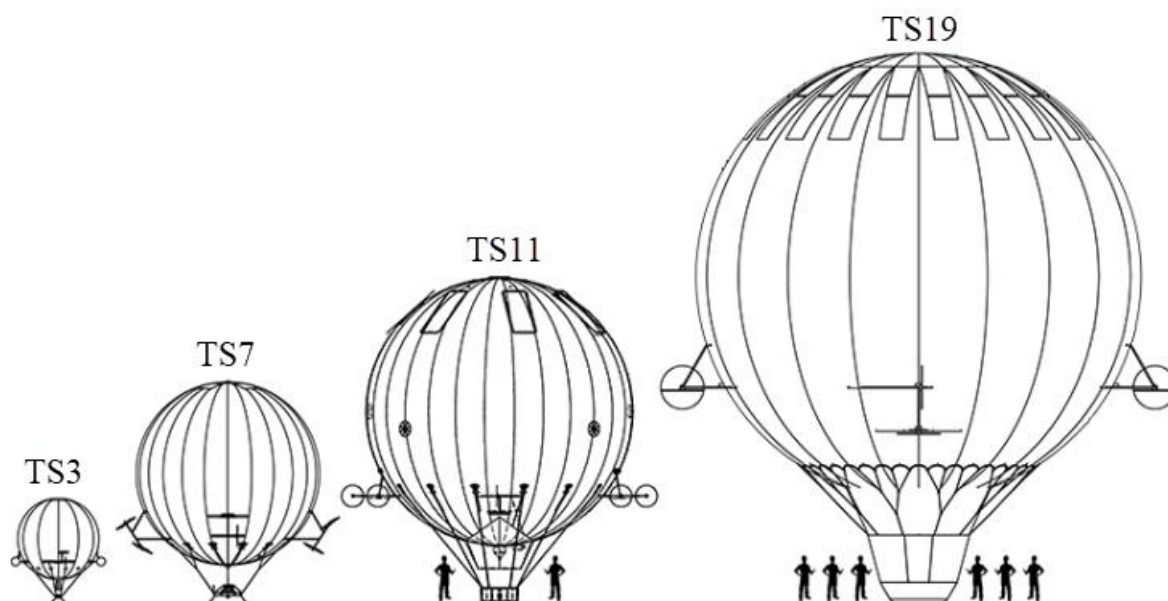


Figure I. 2 Modèles de Tsorocopter

L'objectif de la MOS est d'éliminer les obstacles entravant la livraison d'aide dans les régions isolées d'Afrique en créant une chaîne d'approvisionnement fluide capable de traverser des terrains difficiles et d'atteindre les communautés isolées. En intégrant des dirigeables électriques flottants, le système vise à garantir une livraison efficace de ressources

essentielles telles que des vaccins contre le paludisme, des moustiquaires, des réserves de sang, et bien plus encore. Cette initiative se concentre sur les zones où les méthodes de transport conventionnelles sont insuffisantes, comblant le fossé entre les points de besoin et de soins, sauvant des vies et apportant de l'espoir aux populations vulnérables.



Figure I. 3 Vol d'essai du dirigeable TS3 avec de l'hélium comme gaz de sustentation



Figure I. 4 Vol d'essai du dirigeable TS11 avec de l'hélium comme gaz de sustentation à l'aéroport municipal de Brantford

## CHAPITRE 1 - CONTEXTE

Ce chapitre présente le contexte général du projet, les objectifs de la recherche ainsi que l'intérêt scientifique et technologique du système étudié. Il décrit les défis actuels liés au transport et à l'approvisionnement en ressources dans les zones isolées, ainsi que la pertinence de l'initiative Peace+Freedom pour améliorer l'accessibilité grâce à des solutions innovantes basées sur l'hydrogène. De plus, il introduit la méthodologie adoptée, en présentant les différentes approches utilisées pour modéliser le système photovoltaïque-hydrogène.

Le modèle économique actuel du transport dans les zones isolées repose principalement sur une dépendance au pétrole. Cependant, l'approvisionnement en pétrole dans ces régions est peu fiable, avec des pénuries fréquentes de carburant, et les prix ne sont ni prévisibles ni durables. Les prix du pétrole les plus élevés au monde se trouvent dans les zones isolées. Après la pandémie, les prix du pétrole brut sont passés de 20 dollars américains (USD)/baril à 70 USD/baril en 2021 [1]. En conséquence, les zones isolées dans de nombreuses régions du monde n'ont pas accès à une énergie fiable et abordable et font face à des limitations en matière de transport.

Pour réduire cette dépendance au pétrole, Solar Ship a développé le dirigeable sphérique Tsorocopter (TS3, TS7, TS11, TS19, classés par taille), composé d'une enveloppe et équipé de suffisamment de moteurs électriques pour contrôler indépendamment son vol dans toutes les directions, en utilisant de l'hélium comme gaz de sustentation. Le prototype a eu un tel succès qu'il a donné naissance à une gamme de dirigeables offrant une manœuvrabilité précise et des capacités de transport de charges lourdes pour diverses missions et applications.

L'une des applications ciblées est la distribution de fournitures médicales dans les zones isolées, où les taux de mortalité et les coûts opérationnels figurent parmi les plus élevés au monde. L'Afrique illustre parfaitement ce défi, où les problèmes de santé entraînent de

grandes difficultés. Malgré les progrès récents, la mortalité infantile et maternelle reste alarmante dans de nombreux pays africains. Bien que l'Afrique représente seulement 15% de la population mondiale, elle est responsable de 50% des décès mondiaux dus aux maladies transmissibles. Ces mauvais résultats sanitaires sont principalement dus à un accès limité à des soins de santé de qualité : un tiers des Africains vivent à plus de deux heures d'une structure de santé, et il y a une grave pénurie de lits d'hôpital, d'équipements médicaux et de médicaments essentiels. L'impact économique de ces problèmes de santé est considérable, avec une perte estimée à 2.4 trillions USD de production économique annuelle en raison de la mauvaise santé en Afrique [2].

De plus, selon l'Organisation mondiale de la santé (WHO), sept pays — le Kenya, le Malawi, le Nigeria, la Sierra Leone, l'Ouganda, la République-Unie de Tanzanie et la Zambie — font face à des défis dans la gestion des produits et des technologies de santé similaires à ceux rencontrés dans de nombreux pays à revenu élevé. Les défis signalés dans les chaînes d'approvisionnement en médicaments incluent une assurance qualité inadéquate, une application faible des lois, des médicaments inaccessibles et coûteux, des infrastructures de transport et de stockage insuffisantes, une gestion médiocre des informations et de la logistique, des ressources humaines insuffisantes et un financement inadéquat [3].

D'autre part, le Tsorocopter dépend actuellement de l'hélium comme gaz de sustentation pour son fonctionnement. Cependant, cette dépendance à l'hélium représente un défi à long terme en raison des limitations de l'approvisionnement mondial en hélium [4]. La production mondiale d'hélium est concentrée dans un nombre limité de lieux, principalement aux États-Unis, au Qatar et en Algérie, ce qui limite l'accès à cette ressource essentielle, en particulier dans les zones isolées. Cette dépendance à un petit nombre de sites de production souligne la vulnérabilité des chaînes d'approvisionnement en hélium. Bien que de petites entreprises commencent à explorer de nouveaux sites dans des régions moins développées, comme la Tanzanie, ces initiatives en sont encore à leurs débuts [5]. Cela pousse Solar Ship à rechercher des sources d'énergie abordables et renouvelables pour maintenir ses opérations à long terme dans le contexte du changement climatique et de la rareté des ressources. L'hydrogène produit avec des énergies renouvelables pour être utilisé comme gaz de sustentation offre une opportunité de relever ce défi. La technologie permettant de produire de l'hydrogène à partir d'énergies renouvelables et d'électrolyse de l'eau est éprouvée, et la tendance à la réduction

des coûts pour la génération photovoltaïque et éolienne ouvre la possibilité de produire de l'hydrogène à faible coût [6, 7]. La production locale d'hydrogène sur site à l'aide d'énergies renouvelables est faisable, car elle est dérivée de ressources naturelles largement disponibles et qui causent peu de dommages au climat ou à l'environnement [8]. Cependant, dans le cas de l'Afrique, il est important de valider la disponibilité de l'eau le long de l'itinéraire prévu pour le transport de la MOS, car elle est nécessaire à la production d'hydrogène par électrolyse de l'eau. À cet égard, il est essentiel d'évaluer la consommation d'eau requise pour l'électrolyse en comparaison avec d'autres secteurs afin de mieux comprendre son impact réel sur les ressources locales. À l'échelle mondiale, la production d'hydrogène vert nécessiterait environ 20.5 milliards de mètres cubes d'eau par an, soit moins de 1.5 parties par million (ppm) de l'eau douce disponible [9]. En comparaison, l'agriculture irriguée représente 70% des prélèvements mondiaux d'eau douce, utilisant plus de 2 700 milliards de mètres cubes par an, dont 1 100 milliards de mètres cubes sont directement consommés [9]. Cela signifie que la consommation d'eau liée à l'hydrogène vert serait plus de 50 fois inférieure à celle du secteur agricole [9].

En Afrique, la faible empreinte hydrique actuelle du secteur énergétique s'explique par un faible niveau de consommation d'énergie primaire et une dépendance limitée aux technologies nécessitant d'importants volumes d'eau [10]. Par conséquent, l'introduction de l'hydrogène vert dans ces régions aurait un impact relativement limité sur la réduction de la consommation d'eau, contrairement aux zones où la demande énergétique et l'empreinte hydrique sont élevées [10]. Cependant, plus de 35% de la capacité mondiale de production d'hydrogène vert et bleu, en exploitation et en développement, est située dans des régions soumises à un stress hydrique important, soulignant ainsi la nécessité d'intégrer des stratégies de gestion de l'eau dans ces projets [11].

Une solution pour minimiser l'impact de cette contrainte est l'utilisation de l'eau de mer dessalée. Les systèmes d'osmose inverse peuvent récupérer jusqu'à 50% de l'eau d'entrée, ce qui signifie que pour chaque mètre cube d'eau dessalée, deux mètres cubes d'eau de mer sont nécessaires [9]. Bien que le dessalement entraîne une consommation d'énergie supplémentaire, son impact sur le coût final de l'hydrogène reste faible. L'énergie additionnelle requise pour ce processus représente seulement 0.06 à 0.13% de la

consommation totale du système, ce qui se traduirait par une augmentation d'environ 0.01 USD par kg d'hydrogène produit [9].

Ainsi, l'optimisation de l'utilisation des ressources en eau et l'intégration de sources alternatives sont essentielles pour garantir la durabilité des projets d'hydrogène en Afrique. Une planification adaptée et l'application de solutions technologiques appropriées permettront de maximiser les bénéfices de cette transition énergétique, tout en s'intégrant aux initiatives mondiales visant à favoriser l'hydrogène comme moteur du développement durable.

De plus, plus de 80% du monde est constitué de zones isolées, et l'hydrogène fait partie des stratégies et des politiques mondiales de transition énergétique vers une énergie propre et la neutralité carbone d'ici 2030 [12]. Cela encourage la recherche qui fournit des informations précieuses aux institutions financières pour financer le développement d'économies basées sur l'hydrogène dans ces zones isolées. L'analyse économique de l'hydrogène est essentielle pour les nouvelles chaînes de valeur qui doivent être créées et qui feront l'objet d'analyses et de discussions par toutes les parties impliquées [7].

Dans ce contexte, l'Afrique est choisie pour cette étude car elle possède la plus grande population vivant dans des zones isolées au monde. Cette population représente le groupe démographique à la croissance la plus rapide de l'histoire, avec une projection de doublement d'ici 2050 [1]. Il s'agit des populations les plus pauvres au monde, dont les économies dépendent du pétrole, ce qui limite leur capacité à fonctionner et à contribuer à la communauté mondiale. L'Afrique offre une réglementation favorable à l'utilisation de l'hydrogène [13] et dispose d'une jeune génération prête à adopter de nouvelles technologies et de nouvelles façons de faire les choses. Il est impossible pour le monde de gérer les menaces du changement climatique et des pandémies sans la participation de l'Afrique. La population africaine va doubler au cours des 20 prochaines années, créant de loin le plus grand groupe démographique de l'histoire. Si cette génération adopte des technologies durables et se connecte à la communauté mondiale, elle a le potentiel de contribuer grandement à la paix et à la liberté dans le monde.

Voici un résumé des principaux objectifs de l'initiative *Peace + Freedom (P+F)* qui motivent le développement de ce projet.



## 1.1 Initiative Peace+Freedom

Le monde changera davantage au cours des 20 prochaines années qu'au cours des 200 dernières années [14]. Des réponses rapides à ces changements sont cruciales pour éviter l'augmentation des taux de mortalité, la destruction et l'extinction. Solar Ship vise à répondre à trois grands axes du point de vue de la PAIX : sauver des vies, protéger la nature et aider en cas de catastrophe.

**Sauver des vies:** Le changement climatique provoque des bouleversements naturels rapides entraînant des inondations, des incendies, des sécheresses et des pandémies, ce qui entraîne une augmentation des taux de mortalité et d'invalidité. Réduire les taux de mortalité causés par ces changements naturels rapides devient un objectif réalisable pour Solar Ship en connectant les points de besoin aux points de soins, afin de prévoir et de répondre aux menaces de maladies et à l'effondrement des systèmes alimentaires.

**Protéger la nature:** Les changements rapides dans la nature entraînent une augmentation des extinctions et des modifications des espèces. Le monde traverse actuellement sa sixième extinction de masse [15]. Réduire la destruction des habitats et les taux d'extinction causés par ces changements rapides devient un objectif réalisable pour Solar Ship en connectant les points de besoin aux points de soins, en fournissant des outils pour prévoir les menaces liées aux incendies, aux sécheresses, aux inondations et au braconnage illégal, et en réduisant les taux de déforestation.

**Aider en cas de catastrophes:** L'ampleur et l'impact des catastrophes ont augmenté ces dernières décennies, et cette tendance devrait se poursuivre en raison du changement climatique [16]. Une réponse rapide à ces événements est nécessaire pour prévenir l'augmentation des taux de mortalité, de destruction, de désespoir et de violence. Répondre aux catastrophes devient un objectif réalisable pour Solar Ship en connectant les points de besoin aux points de soins grâce à la fourniture des ressources nécessaires sur place.

La liberté, c'est le flux. Le changement climatique perturbe ce flux, et les technologies peuvent aider à le rétablir. Si nous pouvons connecter les grands pôles technologiques aux régions les plus menacées, nous pouvons créer des entreprises qui favorisent ce flux. Solar Ship vise à répondre à trois grands axes du point de vue de la LIBERTÉ : la mobilité aérienne, l'économie renouvelable et les tests et évaluations.

**Mobilité aérienne:** 30% de la planète sera désignée comme zones protégées d'ici 2030 [17]. Ces zones sont vitales pour l'équilibre et le flux de la vie sur Terre. Les routes et les voies navigables ne peuvent pas desservir ces zones. Renforcer la liberté de mouvement de l'humanité en comblant les lacunes de capacité de transport par routes et voies navigables devient un objectif réalisable pour Solar Ship en fournissant un transport aérien pour des biens tels que des fournitures médicales.

**Économie renouvelable:** Le dioxyde de carbone ( $\text{CO}_2$ ) s'accumule dans l'atmosphère à un rythme qui devrait augmenter la température moyenne de la Terre de 1.5 degré Celsius d'ici 2030 [18]. Se libérer de l'économie basée sur le  $\text{CO}_2$  signifie adopter des systèmes énergétiques autonomes utilisant des énergies renouvelables, telles que la production d'hydrogène vert. Aider les zones isolées à passer à une économie sans  $\text{CO}_2$  devient un objectif réalisable pour Solar Ship en proposant des systèmes de transport exempts de consommation de combustibles fossiles.

**Tests et évaluations:** Des changements rapides et soudains sont prévus pour l'humanité. Les experts, les gouvernements et les grandes entreprises ne savent pas ce qui se passera à mesure que le rythme du changement s'accélère. Les esprits créatifs ont besoin d'espaces pour développer des idées et avoir la liberté d'agir, de se déplacer ou de s'exprimer comme ils le souhaitent. La liberté de tester des idées est cruciale pour que l'humanité puisse agir au rythme des changements. Créer un environnement optimal pour développer et tester des idées devient un objectif réalisable pour Solar Ship grâce à des programmes qui attirent des individus talentueux prêts à développer des concepts innovants pour répondre aux menaces et accélérer le rythme et l'échelle du développement des idées.

Ce projet permet d'étudier l'utilisation de l'hydrogène vert comme source d'énergie renouvelable, initialement comme gaz de sustentation pour les dirigeables afin de remplacer l'hélium pour la mobilité, et de relever les défis de Solar Ship décrits dans l'initiative P+F pour les zones isolées.

## 1.2 Objectifs et approche

L'objectif général est d'étudier le coût et l'efficacité de l'utilisation de l'hydrogène produit par électrolyse dans les zones isolées, à travers le développement d'un modèle de simulation d'un système PV-hydrogène pour l'approvisionnement en hydrogène dans une région isolée

d'Afrique, en fonction des conditions climatiques, en tant que gaz de sustentation pour un dirigeable destiné au transport de fournitures médicales.

Cette étude fournit des informations sur la manière d'optimiser le transport dans les zones isolées en quantifiant la quantité d'hydrogène nécessaire pour passer d'une économie basée sur le pétrole à une économie basée sur l'hydrogène. Elle analysera spécifiquement la quantité d'énergie requise pour produire cette quantité d'hydrogène dans la zone isolée et examinera comment les variations saisonnières de l'ensoleillement influencent la production d'hydrogène.

### ***1.2.1 Objectifs spécifiques***

Pour atteindre l'objectif général, les objectifs spécifiques suivants sont définis:

- Définir le scénario de référence, qui servira de base pour le dimensionnement du système.
- Créer les modèles photovoltaïques (PV) et d'électrolyseur (ELY), calculer la production d'énergie pour alimenter l'électrolyseur et déterminer la quantité d'hydrogène nécessaire pour remplir chacun des dirigeables.
- Sélectionner la méthode d'optimisation appropriée pour le dimensionnement du système PV-hydrogène.
- Calculer le coût optimal du système en utilisant la méthode d'optimisation sélectionnée, incluant une projection sur quatre ans basée sur l'intégration progressive des différents modèles de dirigeables et sur la réduction prévue des coûts des énergies renouvelables.

## **1.3 Méthodologie**

La méthodologie utilisée pour atteindre les objectifs de ce travail s'est principalement appuyée sur une analyse théorique de données statistiquement représentatives extraites de situations réelles existantes, en tenant compte de variables telles que l'irradiance et la température disponibles pour la zone sélectionnée en Afrique, les spécifications techniques des équipements et le coût des équipements.

L'objectif principal a été atteint en identifiant le système PV-hydrogène optimal qui répond à la fois à la génération maximale d'hydrogène et au coût minimal, en fonction de la demande en hydrogène requise.

Le premier objectif spécifique, associé à la définition du scénario de référence, a été atteint en sélectionnant les hypothèses clés, l'horizon temporel et les données utilisées dans les simulations pour l'analyse.

Le deuxième objectif spécifique, associé au développement du modèle de simulation, a été abordé en recherchant dans la littérature des modèles mathématiques pour le système photovoltaïque et l'électrolyseur, et en modélisant leurs éléments dans un logiciel en tenant compte de leurs aspects techniques pertinents. Les modèles ont ensuite été utilisés pour calculer la production d'énergie et d'hydrogène nécessaires pour remplir chacun des dirigeables.

Le troisième objectif spécifique, associé à la sélection de la méthode d'optimisation pour le dimensionnement du système, sera abordé en identifiant dans la littérature les différents types de méthodes d'optimisation utilisées pour ce type de systèmes, et celle qui convient le mieux à notre étude de cas sera sélectionnée.

Le quatrième objectif spécifique, associé au coût du système, a été abordé en obtenant les résultats de simulation de l'optimisation du système, permettant de trouver la génération maximale d'hydrogène et le coût minimal pour répondre à la demande en hydrogène requise.

L'étude fournit des informations sur l'utilisation de l'hydrogène dans les zones isolées à l'aide d'énergies renouvelables pour créer un transport autonome reliant les communautés des régions isolées à la communauté mondiale.

L'analyse du contexte, des objectifs et de la méthodologie permet d'établir les bases de la modélisation et de l'optimisation du système, en justifiant le choix de l'hydrogène comme alternative énergétique pour le transport dans les zones isolées. Les éléments présentés dans ce chapitre servent de référence pour le développement technique et économique du système dans les chapitres suivants.

## CHAPITRE 2 - SCÉNARIO DE RÉFÉRENCE

Ce chapitre décrit les conditions de base dans lesquelles le système photovoltaïque-hydrogène a été optimisé pour produire le gaz de sustentation destiné aux dirigeables de Solar Ship. Ce scénario de référence permettra de valider et de contextualiser les résultats du modèle d'optimisation, en fournissant une vue d'ensemble claire des hypothèses clés, de l'horizon temporel et des données utilisées pour l'analyse. Il définit également les besoins en hydrogène des dirigeables et la production attendue du système, éléments essentiels pour évaluer la performance du modèle. La Figure 2.1 montre l'architecture du système. Le système commence par les données d'irradiance et de température, qui permettent de calculer la production d'énergie du système photovoltaïque. Les panneaux solaires produisent du courant continu (DC), qui est ensuite converti en courant alternatif (AC) à l'aide d'un onduleur. Cette conversion est nécessaire car les électrolyseurs du fournisseur NEL Hydrogen utilisés dans ce projet fonctionnent avec du courant alternatif (voir Annexe 2). L'hydrogène produit par l'électrolyseur est utilisé en temps réel pour le gonflage des dirigeables de Solar Ship. Ce schéma illustre le flux énergétique et de données depuis la captation solaire jusqu'à l'utilisation finale de l'hydrogène.

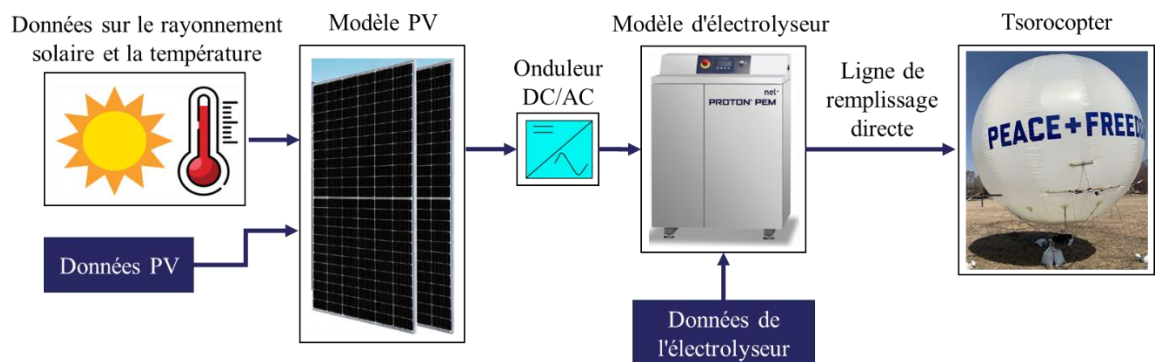


Figure 2.1 Architecture du système

### 2.1 Horizon temporel et croissance du système

Un horizon temporel de quatre (4) ans a été défini. Pendant cette période, un nouveau modèle de dirigeable Solar Ship sera ajouté chaque année, augmentant progressivement la demande en hydrogène. Les quatre modèles de dirigeables, leur demande correspondante en hydrogène

en mètres cubes normalisés (Nm<sup>3</sup>) et leur temps de remplissage sont présentés dans le Tableau 2-1.

Pendant le processus de remplissage des dirigeables, la pression de fonctionnement est maintenue constante par rapport à la pression ambiante, à une valeur approximative de 0.01 bar, avec une limite supérieure pouvant atteindre 0.025 bar si nécessaire. En général, cette pression est maintenue aussi proche que possible de 0.01 bar afin de minimiser la consommation d'énergie et de réduire les taux de fuite de gaz. Cette constance de la pression est obtenue grâce à un ballonnet interne, qui ajuste le volume du gaz de sustentation tout en maintenant une pression constante à l'intérieur de l'enveloppe principale. Les dirigeables sont équipés de capteurs de gaz, à la fois dans le ballonnet interne et dans l'enveloppe principale, garantissant que les mélanges de gaz restent en dehors de la zone de risque d'explosion.

Tableau 2-1 Demande en hydrogène et temps de remplissage des dirigeables

<b>Modèle de dirigeable</b>	<b>Demande en hydrogène (Nm<sup>3</sup>)</b>	<b>Temps de remplissage (h)</b>
TS3	21.5	~0.5
TS7	221	~5.14
TS11	746	~17.35
TS19	3 535	~82.2

Le temps de remplissage présenté correspond au minimum requis pour éviter une pression excessivement élevée à l'intérieur de l'enveloppe. Cependant, le modèle TS19 dispose de plusieurs orifices de remplissage, ce qui permet de réduire le temps de remplissage en connectant plusieurs lignes de pression en parallèle. Avec jusqu'à quatre orifices de remplissage, le temps de remplissage peut être réduit presque proportionnellement au nombre d'orifices, permettant un chargement jusqu'à quatre fois plus rapide.

La croissance du système sera répartie comme suit:

- Année 1 : Un TS3 est gonflé chaque semaine.
- Année 2 : Un TS3 et un TS7 sont gonflés chaque semaine.
- Année 3 : Un TS3, un TS7 et un TS11 sont gonflés chaque semaine.

- Année 4 : Un TS3, un TS7, un TS11 et un TS19 sont gonflés chaque semaine.

## 2.2 Demande en hydrogène pour l'opération

Il est supposé que chaque dirigeable doit être gonflé une fois par semaine. Cette fréquence hebdomadaire de gonflage a été déterminée en coordination avec Solar Ship, sur la base du plan opérationnel de la MOS visant à se relocaliser chaque semaine sur différents sites où elle effectuera ses opérations désignées. La demande en hydrogène annuelle, en mètres cubes normalisés (Nm<sup>3</sup>), est présentée dans le Tableau 2-2.

Tableau 2-2 Demande en hydrogène pour l'opération

	TS3	TS7	TS11	TS19	Total hydrogène
Année	(Nm <sup>3</sup> )	(Nm <sup>3</sup> )	(Nm <sup>3</sup> )	(Nm <sup>3</sup> )	(Nm <sup>3</sup> )
1	1 118	0	0	0	1 118
2	1 118	11 492	0	0	12 610
3	1 118	11 492	38 792	0	51 402
4	1 118	11 492	38 792	183 820	235 222

## 2.3 Considérations techniques et hypothèses

### 2.3.1 Panneaux solaires

- **Dimensions:** Chaque panneau solaire a des dimensions de 2 120 mm x 1 052 mm x 35 mm, ce qui correspond à une surface de 2.23 m<sup>2</sup> (voir annexe 1).
- **Puissance maximale de sortie:** Chaque panneau solaire produit une puissance maximale de 455 W dans des conditions de test standard (STC) (voir annexe 1).
- **Dégradation:** Selon [19] pour les technologies actuelles de modules photovoltaïques, les taux moyens et médians de dégradation sont respectivement de 0.62% et 0.58% par an. Dans cette étude, le taux médian (0.58%) a été sélectionné comme estimation de la dégradation annuelle, car il offre une approximation plus conservatrice, moins influencée par les valeurs extrêmes. Ce taux de dégradation permet une modélisation réaliste de la réduction de puissance des panneaux solaires au fil du temps. Le taux

de dégradation est appliqué aux solutions finales d'optimisation, en calculant combien de panneaux solaires sont ajoutés chaque année pour compenser la dégradation.

- **Conteneur:** Des conteneurs photovoltaïques mobiles de la marque Solarfold [20] présenté dans la Figure 2.2 ont été pris en compte, chacun ayant une capacité de 130 kWc. Chaque conteneur contient environ 285 panneaux solaires, chaque panneau ayant une puissance nominale de 455 W. Chaque conteneur occupe 638.85 m<sup>2</sup> de panneaux solaires déployés.

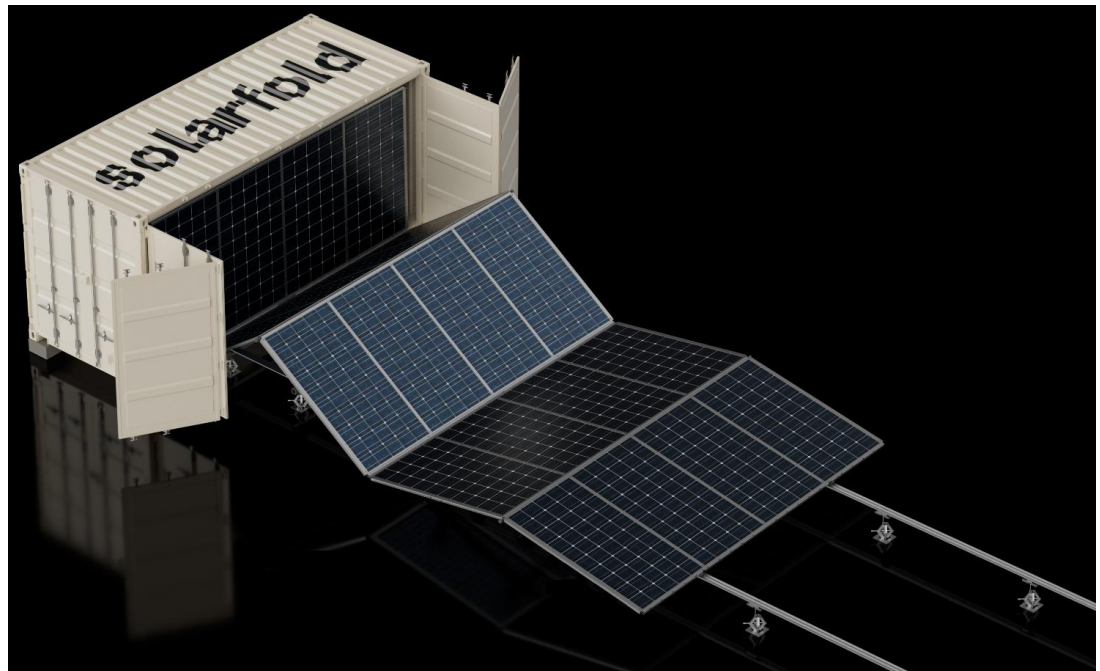


Figure 2.2 Conteneurs photovoltaïques mobiles de la marque Solarfold [20]

- **Modèle mathématique et considérations climatiques:** Le modèle des panneaux solaires utilise les données d'irradiance et de température d'une année météorologique typique (TMY) [21], capturant les variations saisonnières de la production d'énergie.
- **Capacité variable:** L'optimisation permet de faire varier le nombre de panneaux solaires en fonction des besoins en production d'hydrogène basés sur la demande.

### 2.3.2 Onduleur DC/AC

Sur la base des valeurs typiques de performance des onduleurs, une efficacité de 96.5% a été sélectionnée pour ce projet, ce qui correspond à l'efficacité moyenne



pondérée rapportée par la *California Energy Commission (CEC)* [22]. Cette valeur reflète les pertes de conversion prévues et est conforme aux normes industrielles pour les onduleurs à haute efficacité, garantissant des pertes d'énergie minimales lors du processus de conversion.

### 2.3.3 *Électrolyseurs*

- **Justification du choix de la technologie PEM:** Actuellement, il existe quatre types de technologies d'électrolyse : les électrolyseurs alcalins et à membrane échangeuse de protons (PEM), qui sont disponibles commercialement, ainsi que les électrolyseurs à membrane échangeuse d'anions (AEM) et à oxyde solide, qui restent en phase de laboratoire mais promettent des avancées significatives à l'avenir [23]. Chaque technologie présente des avantages compétitifs spécifiques ; cependant, dans le cadre de ce projet, la technologie PEM a été choisie pour sa capacité à offrir une haute densité de courant, un encombrement réduit, une flexibilité opérationnelle lorsqu'elle est intégrée à des sources d'énergie renouvelables, ainsi que son potentiel de réduction des coûts à moyen terme, garantissant des opérations économiquement viables et durables dans le contexte des projets d'hydrogène vert.

La technologie PEM offre une densité de courant significativement plus élevée (allant de 2.0 à 2.3 A/cm<sup>2</sup>) par rapport aux systèmes alcalins, qui fonctionnent entre 0.2 et 0.8 A/cm<sup>2</sup>. Cette densité accrue permet aux électrolyseurs PEM de produire davantage d'hydrogène sur une surface réduite. Par exemple, dans une installation de 1 GW, un électrolyseur PEM peut réduire la surface d'installation nécessaire de 20% à 24% par rapport à un système alcalin équivalent, un avantage clé lorsque l'espace est limité [24].

De plus, les électrolyseurs PEM sont reconnus pour leur capacité à s'adapter rapidement aux fluctuations de la production d'énergie éolienne et solaire. Cette flexibilité est cruciale dans les applications dépendant des sources renouvelables, où la génération intermittente est courante. Bien que les systèmes alcalins et PEM puissent suivre ces fluctuations, la technologie PEM offre une réponse plus rapide,

particulièrement à des densités de courant élevées, maximisant ainsi l'efficacité dans des contextes où la génération renouvelable varie [24].

D'un point de vue économique, les électrolyseurs PEM devraient connaître des réductions de coûts significatives à mesure que leur adoption sur le marché augmente et que des progrès sont réalisés en matière de durabilité des composants. Bien que les coûts initiaux soient actuellement plus élevés, la technologie PEM devrait enregistrer des baisses notables des coûts de production au fil du temps, avec des estimations suggérant une réduction de 24% à moyen terme et jusqu'à 56.5% à long terme. Ces améliorations, combinées à une efficacité accrue, positionnent la technologie PEM comme une option hautement compétitive pour la production d'hydrogène d'ici 2030, répondant parfaitement aux exigences des projets d'hydrogène vert nécessitant des solutions adaptables et évolutives [25].

- **Entrée d'énergie flexible:** L'électrolyseur ajuste sa production d'hydrogène en fonction de l'énergie générée par les panneaux solaires.
- **Modèles disponibles:** La capacité de production des électrolyseurs commerciaux de NEL Hydrogen (voir annexe 2) pris en compte dans l'optimisation est présentée dans le Tableau 2-3.

Tableau 2-3 Électrolyseurs commerciaux de NEL

Électrolyseur	S10	S20	S40	H2	H4	H6	C10	C20	C30
Capacité de production (Nm <sup>3</sup> /h)	0.27	0.53	1.05	2	4	6	10	20	30

#### 2.3.4 Montée en puissance

Pour répondre à la montée en puissance du système de production d'hydrogène, les électrolyseurs et les panneaux solaires sont configurés comme des composants modulaires pouvant être étendus de manière incrémentale chaque année pour répondre à la demande croissante d'hydrogène. Cette approche permet au projet de s'adapter de manière rentable aux objectifs croissants de production d'hydrogène sur une période de quatre ans.

Pour les électrolyseurs, le processus d'optimisation détermine chaque année la capacité requise et sélectionne les modèles appropriés en fonction de la demande d'hydrogène pour cette année spécifique. Au lieu d'installer un système d'électrolyseurs de grande capacité dès le début, ce qui entraînerait des coûts initiaux élevés et un sous-emploi potentiel des équipements durant les premières années, le système intègre progressivement des électrolyseurs supplémentaires. Cette approche minimise les dépenses en capital au début du projet et permet au système de s'étendre efficacement, en ajoutant de la capacité uniquement lorsque cela est nécessaire en fonction des besoins annuels de production d'hydrogène.

Pour les panneaux solaires, la configuration est conçue pour ajouter de nouveaux panneaux chaque année à mesure que les besoins énergétiques du système augmentent. Plutôt que d'installer dès le départ un ensemble complet capable de couvrir la totalité de l'énergie nécessaire pour l'année 4, l'optimisation intègre progressivement des panneaux supplémentaires chaque année. Cette approche modulaire réduit non seulement l'investissement initial, mais garantit également que la capacité de production d'énergie solaire croît en parallèle avec le système de production d'hydrogène.

## 2.4 Contraintes

- **Irradiance solaire :** La production d'énergie est limitée par les conditions locales d'irradiance solaire et de température, ce qui introduit une variabilité dans la production d'hydrogène en raison de la saisonnalité.
- **Croissance progressive :** La croissance du système est planifiée de manière à ce que, chaque année, la capacité de production d'hydrogène soit ajustée en fonction de la demande croissante des nouveaux modèles de dirigeables.

Le scénario de référence fournit un cadre solide pour l'évaluation du système, en établissant les limites opérationnelles et les exigences de production d'hydrogène. Grâce à ces éléments, il est possible d'analyser les performances du système dans différentes configurations, ce qui permettra, dans les chapitres suivants, de développer un modèle mathématique adapté et d'appliquer la méthode d'optimisation sélectionnée.

## **CHAPITRE 3 - DONNÉES TECHNIQUES ET DE COÛT UTILISÉES DANS L'ÉTUDE**

Dans ce chapitre, les données techniques et les coûts nécessaires au dimensionnement du système de production d'hydrogène sont fournis. Il s'appuie sur des bases de données météorologiques et des estimations financières pour évaluer la production d'énergie solaire et sa conversion en hydrogène. De plus, les équations des modèles mathématiques utilisés pour représenter le comportement du système photovoltaïque et de l'électrolyseur sont présentées.

### **3.1 Irradiance solaire et température**

Pour cette étude, les données d'irradiance solaire et de température ont été obtenues auprès de la Base de Données Nationale de Radiation Solaire (NSRDB) [21], en utilisant l'ensemble de données d'une année météorologique typique (TMY) 2022. Cet ensemble de données compile des données mensuelles typiques issues de différentes années, représentant des conditions climatiques moyennes pour éviter les anomalies météorologiques extrêmes. Les mois sélectionnés pour l'ensemble de données TMY 2022, ainsi que les années correspondantes, sont les suivants : janvier 2021, février 2017, mars 2021, avril 2022, mai 2020, juin 2016, juillet 2014, août 2021, septembre 2017, octobre 2021, novembre 2018 et décembre 2013.

Les données utilisées pour cette étude se réfèrent à la localisation de Machame, en Tanzanie, située à une latitude de -3.210911 et une longitude de 37.22363, près du parc national du Kilimandjaro. Bien que cet emplacement spécifique serve de référence pour l'irradiance solaire et la température, l'intérêt plus large de l'étude porte sur l'itinéraire entre le port de Tanga et le parc national du Kilimandjaro, comme mentionné dans l'introduction. L'ensemble de données comprend l'irradiance horizontale globale (GHI), l'irradiance normale directe (DNI) et l'irradiance horizontale diffuse (DHI).

Dans cette analyse, la GHI a été utilisée pour le calcul horaire de la production d'énergie par le système PV. Les données de GHI sont essentielles pour simuler les performances du système dans des conditions climatiques réelles, car elles reflètent l'irradiance solaire réel

reçu sur une surface horizontale à l'emplacement de référence de Machame. Cela permet de modéliser le comportement du système PV dans la région d'intérêt, même si l'objectif plus large concerne l'itinéraire Tanga-Kilimandjaro.

L'ensemble de données fournit également des informations sur la température, qui ont été intégrées dans le modèle pour tenir compte de leur impact sur l'efficacité du système photovoltaïque. En combinant les données d'irradiance solaire et de température, la simulation offre des estimations fiables de la production d'énergie et de la quantité correspondante d'hydrogène produite par électrolyse, dans les conditions climatiques le long de l'itinéraire entre le port de Tanga et le parc national du Kilimandjaro.

La Figure 3.1 et la Figure 3.2 montrent respectivement l'irradiance moyen horaire et la température moyenne horaire pour chacun des mois de l'année météorologique typique (TMY) utilisés dans les simulations. Les graphiques illustrent les heures de la journée où les valeurs d'irradiance sont supérieures à zéro.

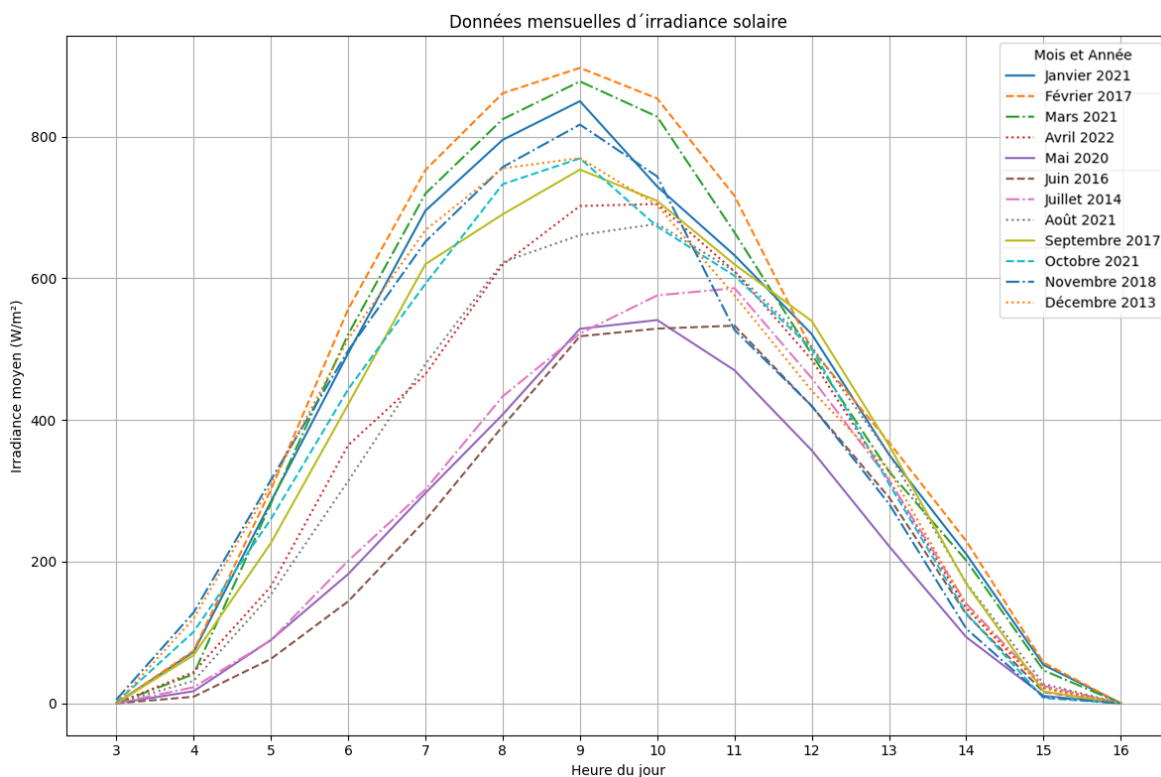


Figure 3.1 Données mensuelles d'irradiance solaire - TMY

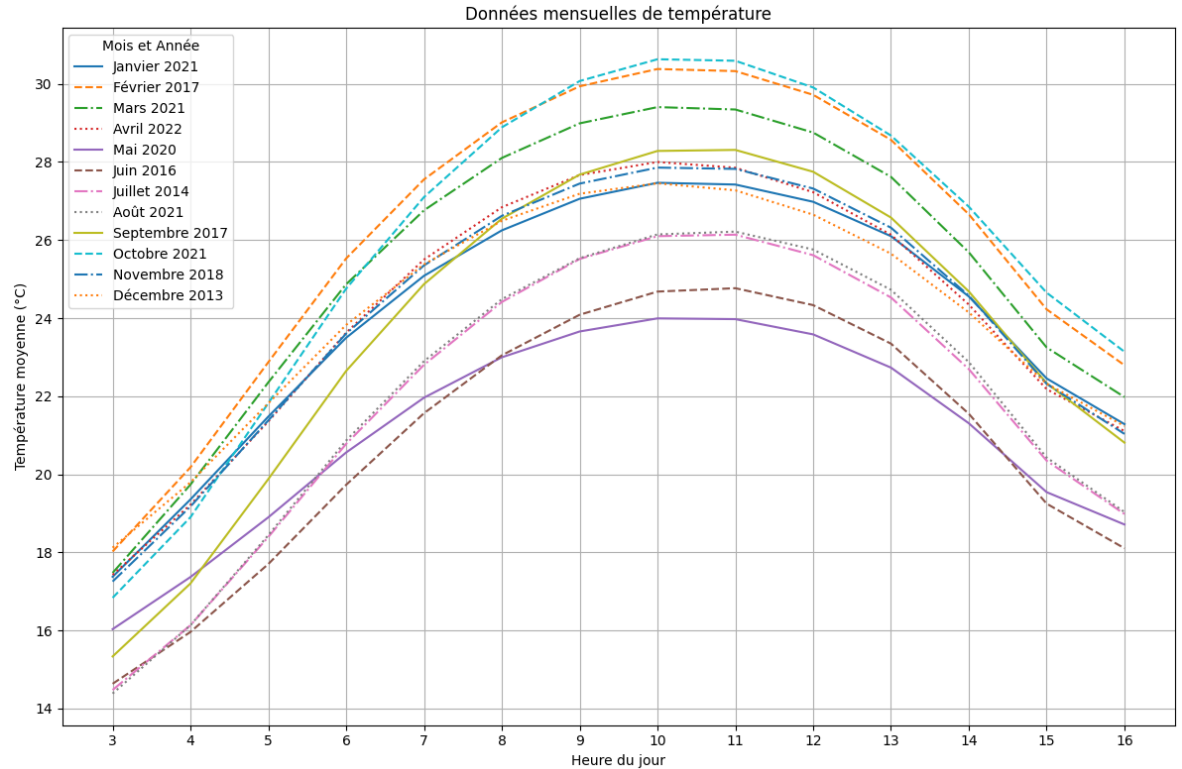


Figure 3.2 Données mensuelles de température - TMY

### 3.2 Modèle mathématique du système PV

L'utilisation de panneaux solaires pour la production d'hydrogène est une technologie prometteuse qui combine la génération d'énergie renouvelable avec la production d'un carburant propre. Ce chapitre décrit le modèle mathématique utilisé pour simuler le comportement d'un panneau solaire et sa capacité à produire de l'hydrogène. Les équations fondamentales et les paramètres utilisés dans le modèle sont présentés ci-dessous [26].

#### 3.2.1 Sélection du modèle PV

La sélection du modèle mathématique pour représenter le comportement des modules photovoltaïques est une étape cruciale dans la conception et l'optimisation des systèmes hybrides PV-électrolyseur. Ce modèle doit prédire avec précision la relation courant-tension (I-V) dans diverses conditions de fonctionnement tout en équilibrant précision, efficacité computationnelle et facilité d'implémentation. Une analyse des principaux modèles disponibles dans la littérature est présentée ci-dessous, suivie de la justification du choix du modèle basé sur la fonction de Lambert W.

Les modèles photovoltaïques sont principalement classés en deux catégories : implicites et explicites. Parmi les modèles implicites, le modèle à une diode (SDM) et le modèle à deux diodes (TDM) sont largement utilisés. Les modèles explicites, tels que ceux basés sur la fonction de Lambert W, ont gagné en popularité grâce à leur efficacité computationnelle dans les applications itératives. Les avantages et les inconvénients de ces modèles sont présentés dans le Tableau 3-1.

Tableau 3-1 Avantages et inconvénients des modèles photovoltaïques

Modèle	Avantages	Inconvénients
Modèle à une diode (SDM) [27]	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Simple et efficace pour des calculs rapides.</li> <li>- Bonne précision dans des conditions standard.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Faible précision en cas d'ombrage.</li> <li>- Limité pour les modules PV modernes à haute efficacité.</li> </ul>
Modèle à deux diodes (TDM) [27]	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Capture des phénomènes supplémentaires tels que les pertes par recombinaison.</li> <li>- Haute précision en faible irradiance.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Nécessite une capacité de calcul plus élevée.</li> <li>- Plus de paramètres augmentent la complexité et la sensibilité.</li> </ul>
Modèle explicite I-V [28]	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Calcul rapide en transformant les caractéristiques implicites en explicites.</li> <li>- Compatible avec les simulateurs de circuits.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Compromis entre vitesse et précision.</li> <li>- Les modèles basés sur la fonction Lambert W sont intensifs en calcul.</li> </ul>
Modèles hybrides [26]	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Combinent des approches théoriques et empiriques pour une plus grande flexibilité.</li> <li>- Haute précision dans des conditions variées.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Nécessitent une calibration extensive.</li> <li>- Mise en œuvre plus complexe.</li> </ul>

Le modèle basé sur la fonction de Lambert W a été sélectionné pour ce projet en raison de sa capacité à transformer l'équation implicite de la courbe I-V en une forme explicite, simplifiant ainsi de manière significative les calculs itératifs dans l'optimisation computationnelle. Cette approche est particulièrement pertinente pour les applications nécessitant des simulations itératives intensives, telles que les algorithmes d'optimisation multi-objectifs comme NSGA-II.

Les avantages du modèle Lambert W pour ce projet sont les suivants:

- **Précision adéquate:** Bien qu'il ne capture pas tous les phénomènes complexes comme le modèle à deux diodes, il offre une précision suffisante dans des conditions standard pour les systèmes PV.
- **Efficacité computationnelle:** Sa formulation explicite réduit les temps de calcul par rapport aux modèles implicites traditionnels.
- **Flexibilité:** Il intègre facilement les variations des paramètres pour évaluer les performances dans différentes conditions de fonctionnement.

### 3.2.2 Irradiance solaire

L'irradiance solaire est mesuré en termes de  $GHI$ , exprimé en  $W/m^2$ . L'équation pour l'irradiance solaire est représentée comme suit:

$$G(t) = GHI(t) \quad (3.1)$$

Où  $G(t)$  représente l'irradiance à un moment donné  $t$ .

### 3.2.3 Température

La température ambiante est également prise en compte, car elle influence l'efficacité des panneaux solaires. La température est mesurée en degrés Celsius et convertie en Kelvin pour les calculs:

$$T(t) = T_{Celsius}(t) + 273.15 \quad (3.2)$$

Où,  $T(t)$  représente la température en Kelvin à un moment donné  $t$  et  $T_{Celsius}(t)$  est la température ambiante en degrés Celsius au moment  $t(^{\circ}C)$ .

### 3.2.4 Modèle électrique du panneau solaire

Le comportement électrique d'un panneau solaire peut être modélisé à l'aide du circuit équivalent à une seule diode, qui capture les principes physiques essentiels des cellules photovoltaïques. Ce modèle prend en compte les caractéristiques courant-tension (I-V) du panneau solaire, en intégrant les effets de l'irradiance solaire et de la température.

#### 3.2.4.1 Courant de sortie ( $I_{out}$ )

Le courant de sortie en fonction de la tension de sortie peut être calculé à l'aide de l'équation suivante:



$$I_{out} = -\frac{V_{out}}{R_s} + \frac{R_s(I_{ph} + I_{sat}) + V_{out}}{R_s(1 + G_p R_s)} - \frac{a_{pv}}{R_s} \quad (3.3)$$

$$* W\left(\frac{R_s I_{sat}}{a_{pv}(1 + G_p R_s)} * \exp\left(+\frac{R_s(I_{ph} + I_{sat}) + V_{out}}{a_{pv}(1 + G_p R_s)}\right)\right)$$

Où  $I_{out}$  est le courant de sortie,  $V_{out}$  est la tension de sortie,  $I_{ph}$  est le courant photogénéré,  $I_{sat}$  est le courant de saturation inverse de la diode,  $R_s$  est la résistance série,  $G_p = 1/R_{sh}$  est la conductance parallèle,  $R_{sh}$  est la résistance parallèle,  $a_{pv}$  est le facteur d'idéalité modifié multiplié par la tension thermique et  $W$  est la fonction Lambert W.

#### 3.2.4.2 Tension de sortie ( $V_{out}$ )

La tension de sortie en fonction du courant de sortie peut être déterminée par l'équation suivante:

$$V_{out} = -I_{out}R_s - a_{pv} * W\left(\frac{I_{sat}}{a_{pv}G_p} * \exp\left(\frac{I_{ph} + I_{sat} + I_{out}}{a_{pv}G_p}\right)\right) \quad (3.4)$$

$$+ \frac{I_{sat} + I_{ph} - I_{out}}{G_p}$$

#### 3.2.4.3 Puissance de sortie ( $P_{out}$ )

La puissance de sortie du panneau solaire est calculée en multipliant le courant de sortie par la tension de sortie:

$$P_{out} = I_{out} * V_{out} \quad (3.5)$$

#### 3.2.4.4 Paramètres du modèle

Les paramètres du modèle sont définis à l'aide des conditions de test standard (STC) et des spécifications du fabricant provenant de la fiche technique du module photovoltaïque JAM72S20-455/MR (voir annexe 1). Ces paramètres incluent les paramètres des conditions de test standard présentés dans le Tableau 3-2 ainsi que les constantes physiques et les spécifications du module présentées dans le Tableau 3-3.

Tableau 3-2 Paramètres des conditions de test standard

Symbole	Paramètre	Valeur
$G_{ref}$	Irradiance de référence (W/m <sup>2</sup> )	1 000
$T_{cRef}$	Température de référence (K)	298.15
$V_{OC}$	Tension en circuit ouvert en STC (V)	49.85
$I_{SC}$	Courant de court-circuit en STC (A)	11.41
$P_{mp}$	Puissance maximale en STC (W)	455
$V_{mp}$	Tension au point de puissance maximale en STC (V)	41.82
$I_{mp}$	Courant au point de puissance maximale en STC (A)	10.88

Tableau 3-3 Constantes physiques et spécifications du module

Symbole	Paramètre	Valeur
$N_s$	Nombre de cellules en série des panneaux solaires	24
$N_p$	Nombre de cellules parallèles des panneaux solaires	6
$\gamma$	Facteur d'idéalité de la diode	1.2
$E_{gap}$	Énergie de bande interdite du matériau semi-conducteur (eV)	1.2
$q$	Charge électronique (C)	1.60219e-19
$k$	Constante de Boltzmann (J/K)	1.38066e-23

#### 3.2.4.5 Calcul des paramètres du modèle

Les paramètres  $R_s$ ,  $R_{sh}$ ,  $I_{sat}$  et  $I_{ph}$  sont calculés à l'aide des équations suivantes:

$$R_s = \frac{(A - B)V_{mp} + BV_{oc}}{(A + B)I_{mp}} \quad (3.6)$$

$$\text{Où, } A = (V_{mp} + R_{sh0}(I_{mp} - I_{sc})) \ln \left( \frac{(V_{mp} + R_{sh0}(I_{mp} - I_{sc}))}{V_{oc} - I_{sc}R_{sh0}} \right); \quad B = V_{mp} - R_{sh0}I_{mp} \quad \text{et}$$

$$R_{sh0} = \frac{C_{sh}V_{oc}}{I_{sc}}, \text{ avec } C_{sh} = 34.49692 \text{ (Constante tirée de [29])}.$$

$$R_{sh} = \frac{(V_{mp} - I_{mp}R_s)(V_{mp} - R_s(I_{sc} - I_{mp}) - a_{pv})}{(V_{mp} - I_{mp}R_s)(I_{sc} - I_{mp}) - a_{pv}I_{mp}} \quad (3.7)$$

$$\text{Où, } a_{pv} = \frac{V_{mp} - I_{mp}R_s}{V_{mp} - I_{mp}R_{sh0}} * (V_{mp} + R_{sh0}(I_{mp} - I_{sc}))$$

$$I_{sat} = \frac{(R_{sh} + R_s)I_{sc} - V_{oc}}{R_{sh} \exp\left(\frac{V_{oc}}{a_{pv}}\right)} \quad (3.8)$$

$$I_{ph} = I_{sc} \left( \frac{R_{sh} + R_s}{R_{sh}} \right) \quad (3.9)$$

#### 3.2.4.6 Mise à jour des paramètres avec des conditions réelles

Pour tenir compte des variations en temps réel de l'irradiance solaire et de la température, les paramètres du modèle sont mis à jour en conséquence.

$$I_{ph} = \frac{G(t)}{G_{ref}} * I_{sc} \quad (3.10)$$

$$V_t = k \frac{T(t)}{q} \quad (3.11)$$

$$a_{pv} = \gamma V_t N_s \quad (3.12)$$

#### 3.2.4.7 Calcul du courant et de la puissance

À l'aide des paramètres mis à jour, nous calculons le courant et la puissance de sortie pour chaque niveau de tension.

$$I = I_{out}(V, I_{ph}, I_{sat}, R_s, G_p, a_{pv})$$

$$P = I * V$$

#### 3.2.4.8 Point de puissance maximale (MPP)

Identifier le MPP est essentiel pour optimiser les performances du système PV.

$$I_{MPP} = \max(I)$$

$$P_{MPP} = \max(P)$$

### 3.2.4.9 Énergie totale générée

L'énergie totale générée sur une période est calculée en sommant la puissance maximale à chaque intervalle de temps.

$$E_{total} = \sum_t P_{MPP}(t) * \Delta t \quad (3.13)$$

Où,  $\Delta t$ =Intervalle de temps entre les mesures (h or s).

Ce modèle mathématique offre un cadre complet pour simuler le comportement d'un système PV dans des conditions environnementales variables. En intégrant la fonction Lambert W, il est possible de résoudre les équations non linéaires implicites inhérentes au modèle à une diode, permettant des solutions explicites pour le courant et la tension de sortie. Cela facilite la prédiction précise des performances du système PV, ce qui est essentiel pour une intégration efficace avec les systèmes de production d'hydrogène.

### 3.2.5 Comparaison du modèle avec les données du fabricant

Les graphiques générés avec Python en utilisant le modèle mathématique développé dans la section 4.2 ont été comparés aux graphiques disponibles dans la fiche technique du fabricant (voir annexe 1).

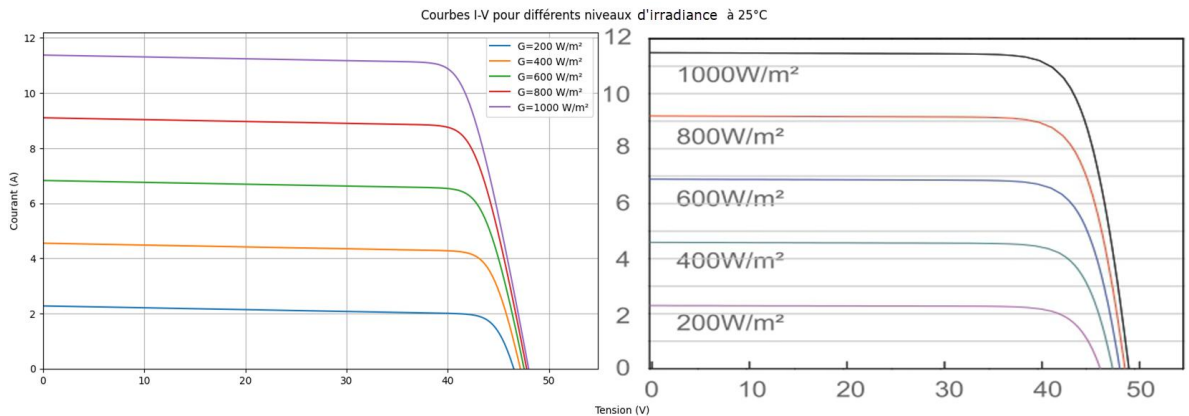


Figure A : Courbes I-V simulées à l'aide du modèle mathématique

Figure B : Courbes I-V de la fiche technique du fabricant

Figure 3.3 Courbes I-V pour différents niveaux d'irradiance à 25°C

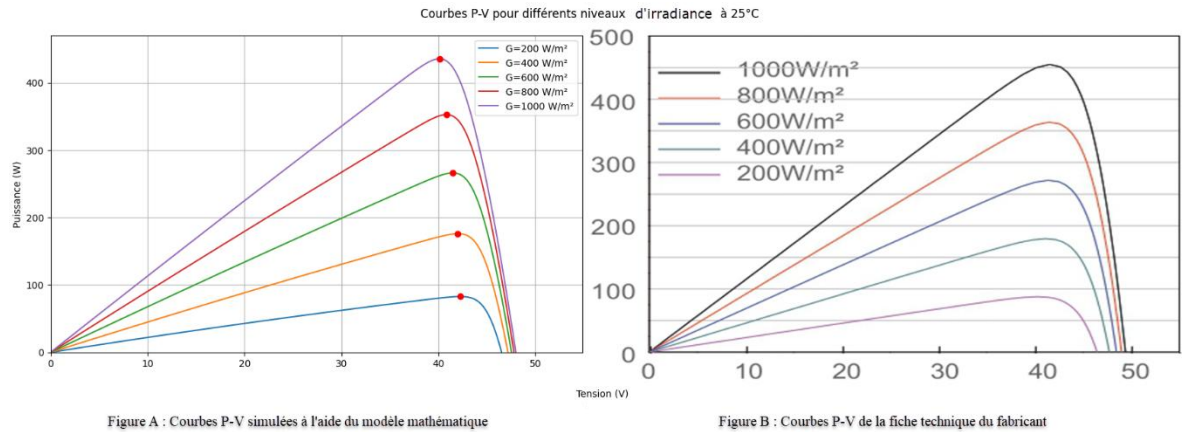


Figure 3.4 Courbes P-V pour différents niveaux d'irradiance à 25°C

En comparant les graphiques des courbes I-V et P-V générés par le modèle avec ceux issus de la fiche technique du fabricant, on observe que les deux ensembles de graphiques correspondent très bien, ce qui démontre la précision du modèle développé. Les légères différences peuvent être attribuées aux variations dans les hypothèses du modèle, telles que les simplifications du comportement physique des composants et les conditions environnementales non idéales.

La similitude entre les graphiques simulés et ceux du fabricant suggère que le modèle est fiable pour prédire le comportement du système photovoltaïque sous différents niveaux d'irradiance et de température. Cela démontre que le modèle mathématique peut être utilisé comme un outil pour optimiser la conception et le fonctionnement des systèmes photovoltaïques dans des conditions réelles.

### 3.3 Modèle mathématique de l'électrolyseur

Cette section décrit le modèle mathématique de l'électrolyseur utilisé pour produire de l'hydrogène à partir de l'électricité générée par le système photovoltaïque [30-32].

Le modèle prend en compte la température, la pression, l'épaisseur de la membrane et la densité de courant, et il calcule des paramètres clés tels que le taux de production d'hydrogène, la consommation d'énergie et l'efficacité de l'électrolyseur. Cette étude se concentre spécifiquement sur la modélisation d'un électrolyseur à membrane échangeuse de

protons (PEM), en raison de sa compatibilité avec les systèmes d'énergie renouvelable tels que les panneaux photovoltaïques.

### ***3.3.1 Sélection du modèle d'électrolyseur***

La sélection d'un modèle mathématique pour représenter le comportement des électrolyseurs est une étape cruciale dans la conception et l'optimisation des systèmes hybrides de production d'hydrogène. Ce modèle doit prédire avec précision des indicateurs de performance tels que la tension de cellule, l'efficacité de Faraday et l'efficacité globale dans diverses conditions de fonctionnement, tout en équilibrant précision, efficacité computationnelle et facilité d'implémentation. Une analyse des principaux modèles disponibles dans la littérature est présentée ci-dessous, suivie de la justification du choix du modèle semi-empirique utilisé dans ce projet.

Les modèles d'électrolyseur sont principalement classés en trois types : thermodynamiques, cinétiques et semi-empiriques. Chacun présente des avantages et des limites selon le niveau de détail requis et l'objectif de l'analyse. Le Tableau 3-4 résume les avantages et les inconvénients de ces modèles [30, 33-35].

Le modèle choisi pour cette étude est un modèle semi-empirique décrit dans [31]. Ce modèle a été développé en combinant des approches précédentes et en calibrant des paramètres à l'aide de données expérimentales pour représenter les technologies d'électrolyseurs alcalins, PEM et E-TAC.

Tableau 3-4 Avantages et inconvénients des modèles d'électrolyseur

<b>Modèle</b>	<b>Avantages</b>	<b>Inconvénients</b>
Modèle thermodynamique	- Facile à implémenter pour des analyses de base.	- Ne prend pas en compte les facteurs dynamiques comme la température et le débit d'électrolyte.
Modèle empirique	- Très précis dans des conditions spécifiques, calibré avec des données expérimentales.	- Fortement dépendant des données expérimentales, limitant son applicabilité dans des conditions variables.
Modèle semi-empirique	- Combine théorie et données expérimentales, équilibrant précision et polyvalence.	- Nécessite des ajustements expérimentaux pour des paramètres tels que l'efficacité de Faraday ou la résistance interne.
Modèle de dynamique des fluides computationnelle (CFD)	- Permet d'évaluer le comportement de l'électrolyte et la distribution du débit dans des systèmes complexes.	- Très intensif en calcul et peu pratique pour des analyses en temps réel ou rapides.
Modèle électrique (Circuit équivalent)	- Représentation simplifiée du comportement électrique de la cellule, utile pour les simulations de systèmes énergétiques intégrés.	- Ne capture pas les phénomènes physico-chimiques détaillés comme l'efficacité de Faraday ou les effets thermiques.
Modèle électrochimique	- Représente des processus fondamentaux comme le transfert de masse, la réaction électrochimique et les propriétés des matériaux.	- Plus complexe et moins intuitif ; nécessite des données étendues pour la paramétrisation et la simulation.
Modèle hybride	- Combine différentes approches (ex. empirique et électrochimique) pour une précision et une flexibilité accrues dans les scénarios d'optimisation.	- Complexité élevée et coût computationnel important, limitant son utilisation dans des optimisations à grande échelle.

Les principales raisons pour lesquelles ce modèle a été sélectionné sont les suivantes:

- **Précision adéquate:** Le modèle prédit avec précision la tension de cellule, l'efficacité de Faraday et l'efficacité globale dans des conditions de fonctionnement réelles, garantissant des résultats fiables pour les applications de conception et de dimensionnement.
- **Compatibilité avec l'optimisation:** Sa conception efficace permet une intégration dans des processus d'optimisation itératifs tels que l'algorithme NSGA-II, permettant d'évaluer des milliers de configurations possibles dans des délais raisonnables.
- **Flexibilité technologique:** Le modèle s'applique à plusieurs technologies d'électrolyseurs, facilitant l'exploration de configurations diverses dans le système hybride de production d'hydrogène.
- **Simplicité computationnelle:** Contrairement aux modèles cinétiques, qui sont plus complexes et nécessitent davantage de ressources informatiques, ce modèle équilibre précision et simplicité, permettant des simulations rapides et fiables.

### 3.3.2 Constantes du modèle et paramètres opérationnels de l'électrolyseur

Les constantes utilisées dans le modèle de l'électrolyseur sont présentées, incluant à la fois des paramètres physiques et empiriques, ainsi que ceux spécifiques au fonctionnement de l'électrolyseur. Ces constantes sont essentielles pour calculer la tension, le courant et l'efficacité de production d'hydrogène du système. Les constantes générales sont présentées dans le Tableau 3-5, les constantes empiriques dans le Tableau 3-6, les constantes physiques dans le Tableau 3-7, les paramètres opérationnels de l'électrolyseur dans le Tableau 3-8 et les constantes du modèle pour l'efficacité de l'électrolyseur et la production d'hydrogène dans le Tableau 3-9.



Tableau 3-5 Constantes générales

Symbole	Paramètre	Valeur
$U_0$ :	Potentiel standard de l'électrode à 25°C (V)	1.229
$T_0$	Température de référence (°C)	25
$CU$	Constante sans dimension indépendante de la technologie des cellules	0.25
$CT_{PEM}$	Constante sans dimension spécifique à la technologie PEM	0.02

Tableau 3-6 Constantes empiriques

Symbole	Unités	Valeur
$C_1$	$V/^\circ C$	$-8.46e - 4$
$C_2$	$Vm^2/\mu A$	$4.5e - 6$
$C_3$	$Vm^2/\mu A$	0.45
$C_4$	$minm^2V/lA$	$9e - 6$
$C_5$	$V$	0.243
$C_6$	$V/^\circ C$	-0.001
$C_7$	$m^2/A$	0.0160
$C_8$	$m^2^\circ C/A$	-1.3020
$C_9$	$m^2^\circ C^2/A$	421.3

Tableau 3-7 Constantes physiques

Symbole	Paramètre	Valeur
$R$	Constante des gaz parfaits (J/molK)	8.3145
$R_{vol}$	Constante des gaz parfaits pour les calculs de volume (m <sup>3</sup> bar/Kmol)	8.3145e-5
$T_{norm}$	Température normale (K)	273.15
$P_{norm}$	Pression normale (bar)	1.01325
$F$	Constante de Faraday, représente la charge par mole d'électrons (C/mol)	96 485.33

Tableau 3-8 Paramètres opérationnels de l'électrolyseur

Symbole	Paramètre	Valeur
$W_m$	Épaisseur de la membrane (m)	3.706e-4
$W_s$	Distance entre les électrodes et la membrane (m)	0.003
$Q$	Débit volumétrique (l/min)	1
$p$	Pression opérationnelle (bar)	1
$T$	Température opérationnelle (°C)	20
$area_{ELY}$	Surface de l'électrolyseur (m <sup>2</sup> )	0.25

Tableau 3-9 Constantes du modèle pour l'efficacité de l'électrolyseur et la production d'hydrogène

Symbole	Paramètre	Valeur
$b_1$	Constante empirique liée à la technologie PEM	0.1
$b_2$	Constante empirique liée à la technologie PEM	0.3
$nS$	Nombre de cellules en série dans l'électrolyseur	1
$nP$	Nombre de cellules en parallèle dans l'électrolyseur	1
$Z$	Nombre d'électrons impliqués dans la réaction pour l'hydrogène	2

### 3.3.3 Tension de l'électrolyseur

La tension de l'électrolyseur est calculée comme suit:

$$\begin{aligned}
 U_c = U_0 - C_1(T - T_0) + \frac{R(T + 273.15)}{2F} \ln(P^{0.5}) \\
 + [f(W_s) + g(W_m) + h(Q, W_s)]i \\
 + S(T)[\ln(Z(T)i + 1)](CU + CT_{PEM})
 \end{aligned} \tag{3.14}$$

Où,  $i$  est la densité de courant;  $f(W_s) = C_2W_s$ ;  $g(W_m) = C_2W_m$ ;  $h(Q, W_s) = C_4Q/(1 + W_s)^2$ ;  $S(T) = C_5 + C_6T$ ;  $Z(T) = C_7 + C_8/T + C_9/T^2$  et  $S(T)$  and  $Z(T)$  sont facteurs de correction basés sur la température et la densité de courant.

### 3.3.4 Efficacité de Faraday

L'efficacité de Faraday ( $\eta_f$ ) représente la fraction de courant effectivement utilisée pour la production d'hydrogène et est calculée comme suit:

$$\eta_f = 100 \exp\left(\frac{-b_1 T(1 + (P - 1)b_2)}{i}\right) \quad (3.15)$$

### 3.3.5 Production d'hydrogène

Le taux de production d'hydrogène (mol/s) est calculé à l'aide de la loi de Faraday.

$$\text{MOLE}_{H_2} = \frac{\eta_f}{100} \frac{nS}{ZF} I_c \quad (3.16)$$

Le volume d'hydrogène produit (Nm<sup>3</sup>) est obtenu à partir de la loi des gaz parfaits.

$$\text{VOL}_{H_2} = \frac{\text{MOLE}_{H_2} \cdot R_{vol} \cdot T_{norm}}{P_{norm}} \cdot 3\,600 \quad (3.17)$$

Le comportement du modèle d'électrolyseur est présenté dans les graphiques suivants.

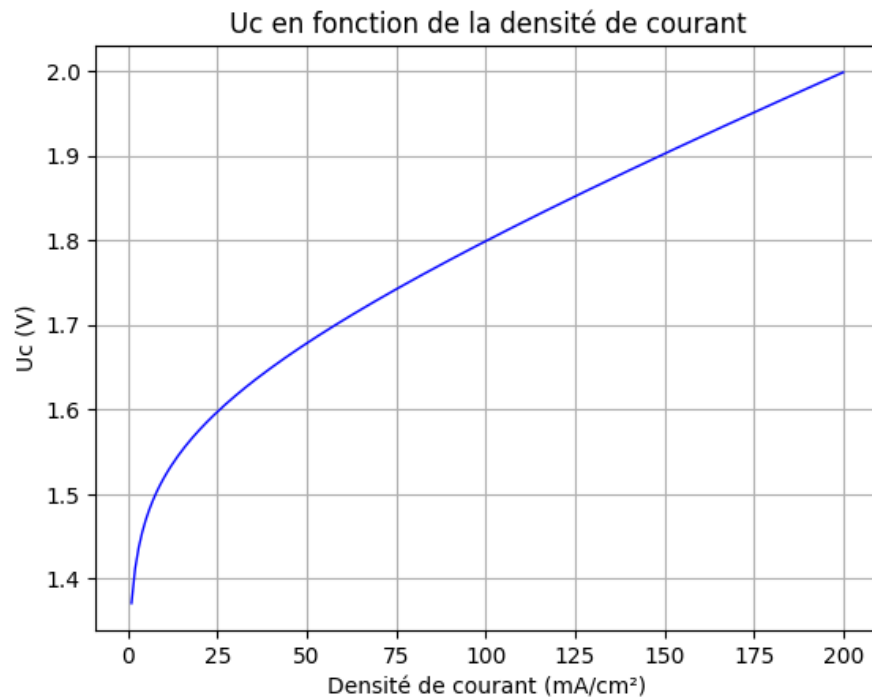


Figure 3.5  $U_c$  en fonction de la densité de courant

La Figure 3.5 montre la relation entre  $i$  et  $U_c$ , en mettant en évidence comment la tension varie en fonction de l'augmentation de la densité de courant.

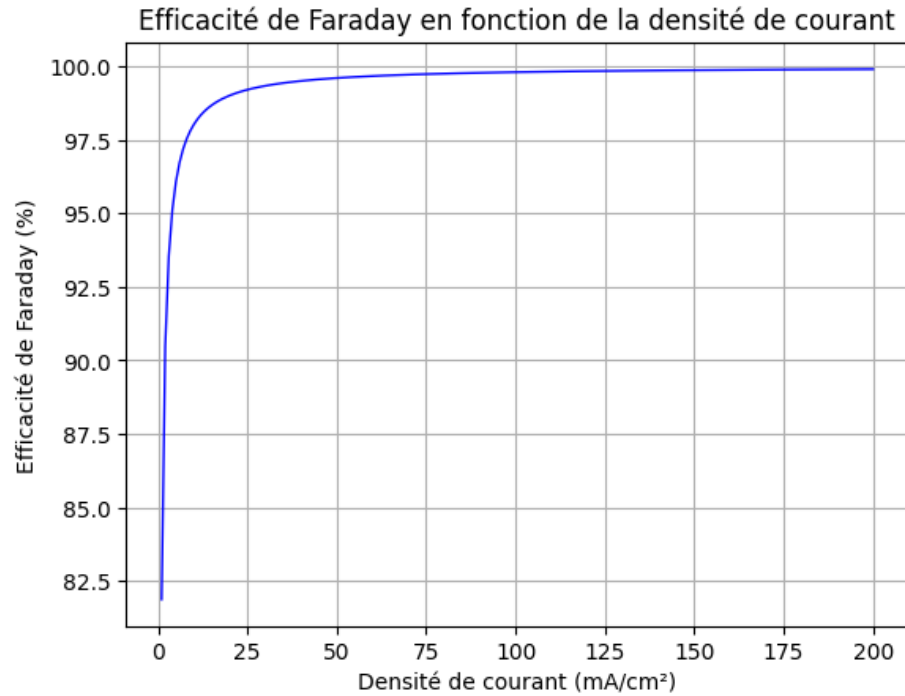


Figure 3.6  $\eta_f$  en fonction de la densité de courant

La Figure 3.6 illustre  $\eta_f$  en fonction de la densité de courant, démontrant l'efficacité du processus électrochimique pour différents niveaux de courant.

### 3.3.6 Comparaison du modèle avec [35]

La comparaison du modèle d'électrolyseur a été réalisée en utilisant les données des panneaux solaires du Tableau 3 de [35], où la puissance nominale PV=12.4 kW,  $N_s=2$  et  $N_p=133$ . Les spécifications ont été intégrées dans le modèle développé pour les panneaux solaires afin de calculer l'énergie générée à partir d'une courbe représentative d'irradiance sélectionnée dans l'ensemble de données disponible [21].

La Figure 3.7 et la Figure 3.8 présentent respectivement les données d'entrée de l'irradiance et de la température tout au long de la journée.

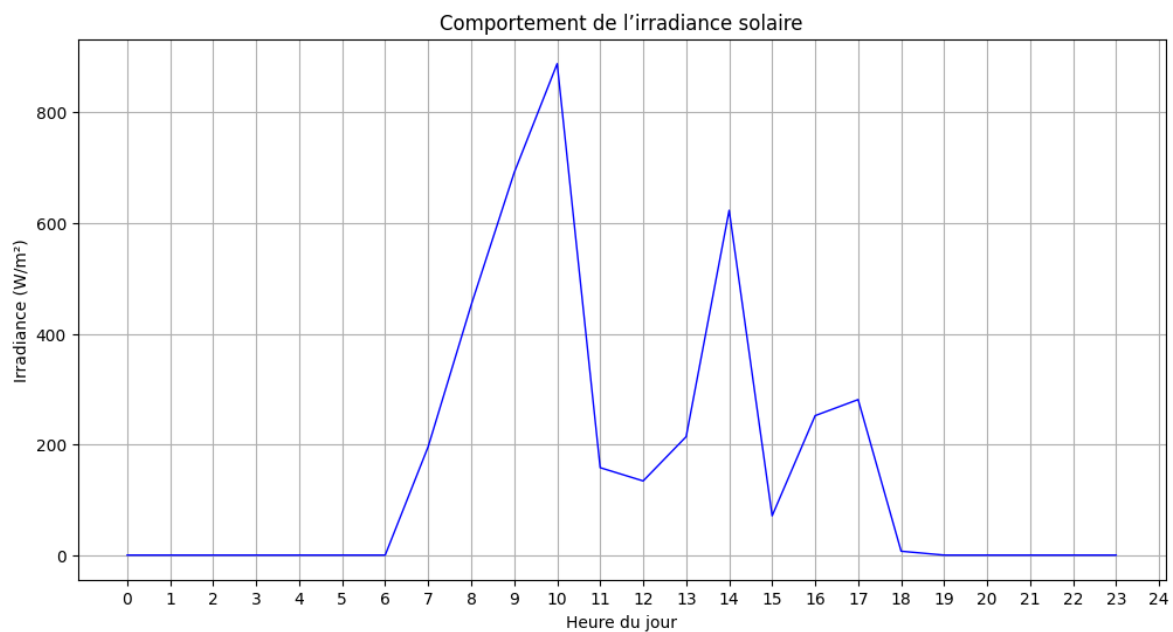


Figure 3.7 Irradiance en fonction du temps

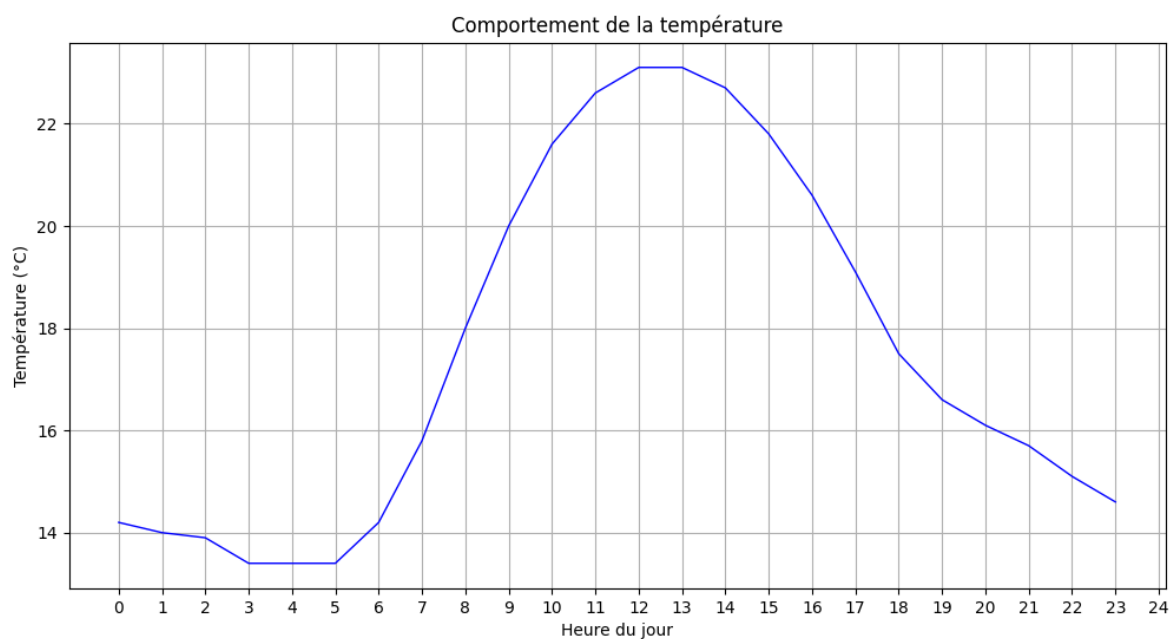


Figure 3.8 Température en fonction du temps

La Figure 3.9, la Figure 3.10 et la Figure 3.11 présentent les résultats électriques des panneaux solaires tout au long de la journée.

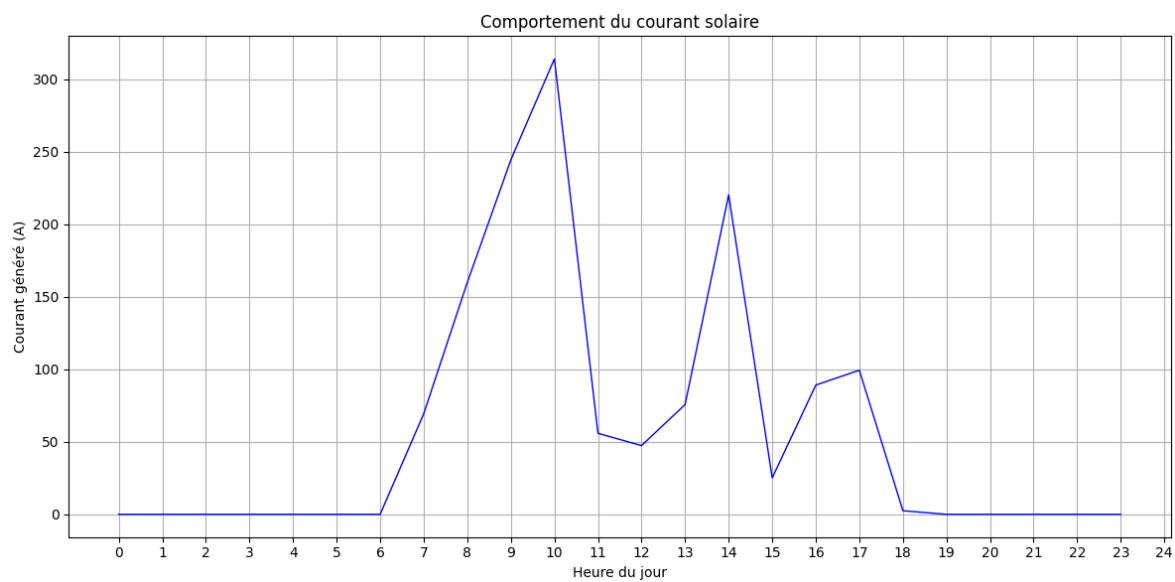


Figure 3.9 Courant en fonction du temps

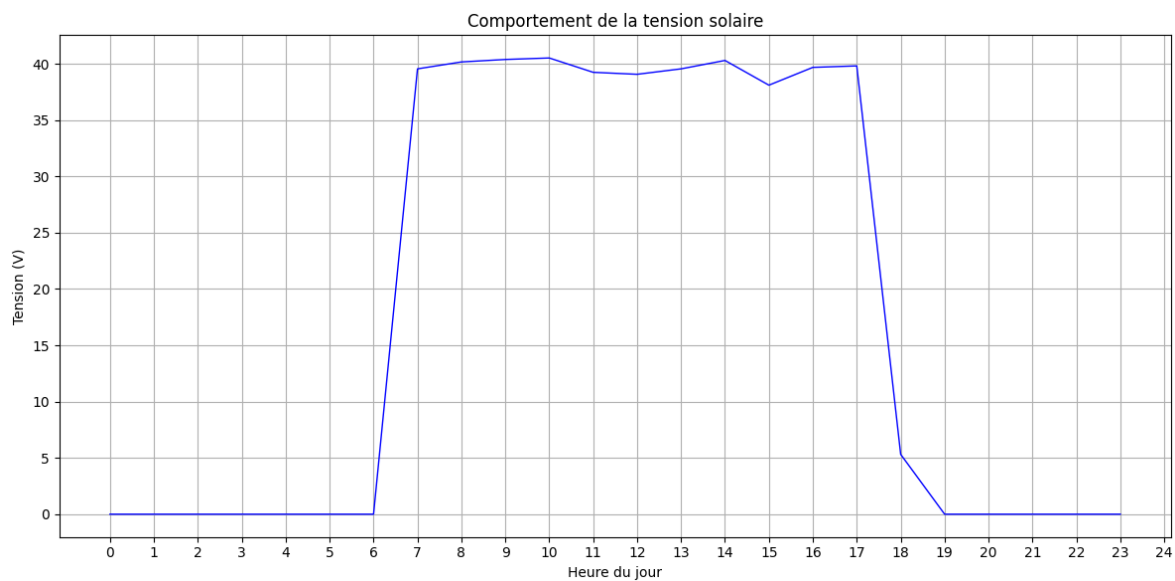


Figure 3.10 Tension en fonction du temps

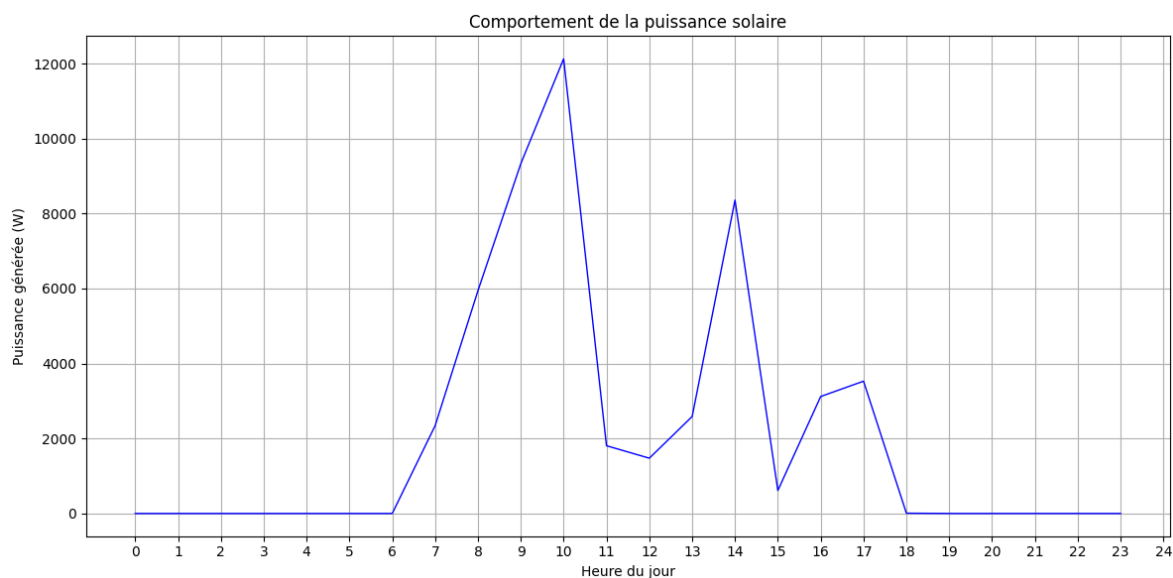


Figure 3.11 Puissance de sortie en fonction du temps

À la suite de la simulation de l'énergie générée par le système PV, les résultats ont été utilisés pour estimer la production d'hydrogène à l'aide du modèle mathématique d'électrolyseur. Ces résultats ont été comparés aux taux de production d'hydrogène rapportés dans le Tableau 3 de [35], où la production d'hydrogène est de  $14.71 \text{ Nm}^3/\text{jour}$ . Les résultats de la production d'hydrogène sont présentés dans les figures suivantes: la Figure 3.12 montre le taux de production d'hydrogène ( $\text{Nm}^3/\text{heure}$ ) et la Figure 3.13 présente la production cumulative d'hydrogène ( $\text{Nm}^3$ ) au cours de la journée.

Les résultats de validation montrent que l'article de référence rapporte un taux de production d'hydrogène de  $14.71 \text{ Nm}^3/\text{jour}$ , tandis que le modèle mathématique développé dans cette étude a produit  $13.96 \text{ Nm}^3/\text{jour}$ . La différence entre ces valeurs est due à l'utilisation d'une courbe d'irradiance typique dans le modèle, qui peut ne pas correspondre exactement aux conditions d'irradiance spécifiques utilisées dans l'étude de référence. Malgré cela, la production d'hydrogène calculée se situe dans une plage acceptable, indiquant que le modèle offre une approximation fiable des performances du système dans des conditions environnementales similaires.

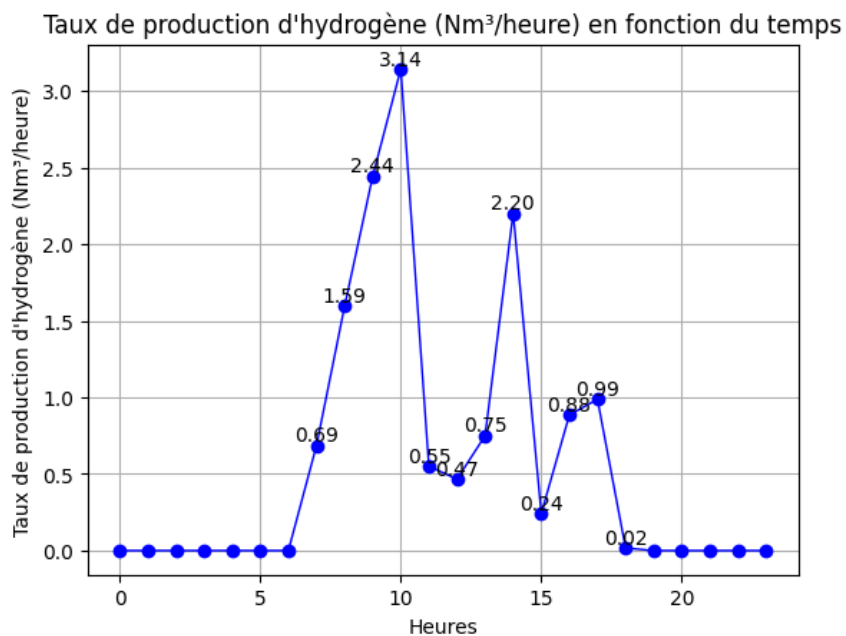


Figure 3.12 Taux de production d'hydrogène ( $\text{Nm}^3/\text{heure}$ ) en fonction du temps

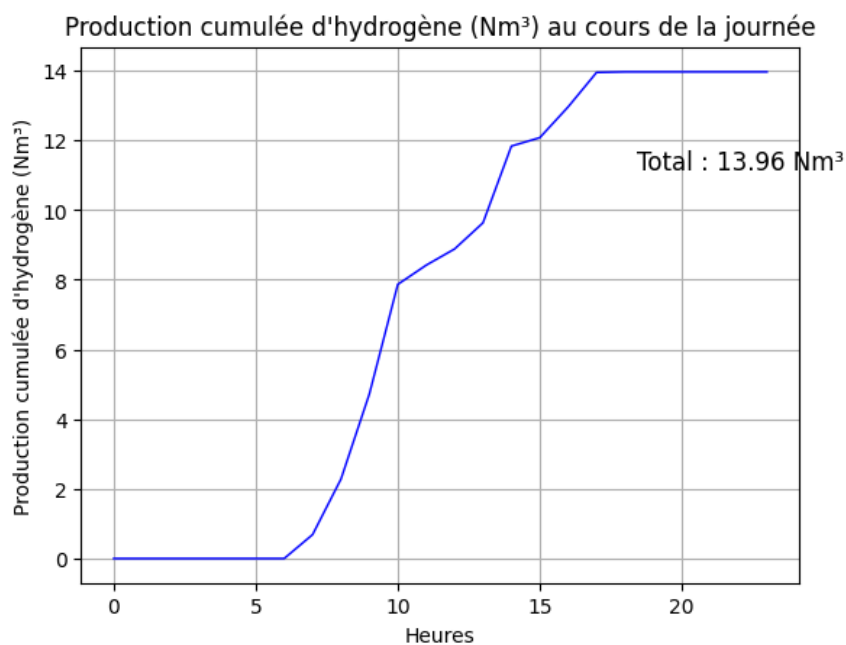


Figure 3.13 Production cumulée d'hydrogène ( $\text{Nm}^3$ ) au cours de la journée



### 3.4 Données sur les coûts du système PV

Selon [36] la moyenne mondiale pondérée en fonction de la capacité pour le coût total installé des projets mis en service en 2023 était de 758 USD/kW. Sur la base de cette estimation, l'installation de chaque 455 W coûterait environ 343.69 USD.

Le modèle prend également en compte la réduction prévue des coûts de l'énergie solaire au cours des 4 prochaines années. Selon [37] et [38], une réduction annuelle d'environ 5 % des coûts des systèmes solaires est attendue.

### 3.5 Données sur les coûts des électrolyseurs

Les coûts d'installation et les coûts d'administration, d'exploitation et de maintenance (AOM) des électrolyseurs sont présentés dans le Tableau 3-10. Les coûts des électrolyseurs S10 et S20 ont été obtenus à partir d'une offre commerciale directe. Sur la base de ces deux offres, les coûts des électrolyseurs S40, H2, H4, H6, C10, C20 et C30 ont été calculés.

Tableau 3-10 Coûts des électrolyseurs (USD)

Électrolyseur	Coût d'installation (USD)	Coût AOM (USD)
S10	60 846.30	1 979.00
S20	70 865.85	1 979.00
S40	80 885.40	1 979.00
H2	121 692.60	3 958.00
H4	138 898.42	3 958.00
H6	156 104.24	3 958.00
C10	182 538.90	5 937.00
C20	208 347.63	5 937.00
C30	234 156.36	5 937.00

Le modèle prend également en compte la réduction prévue des coûts de production d'hydrogène au cours des 4 prochaines années. Selon [37], [38], et [24], une réduction annuelle d'environ 3% des coûts de production d'hydrogène est attendue.

L'analyse des données techniques et économiques présentée ici permet de définir avec précision les paramètres du système et les coûts associés à son implantation. Ces éléments seront utilisés dans le processus d'optimisation afin d'identifier la configuration la plus efficace et économiquement viable du système PV-hydrogène.

## **CHAPITRE 4 - MÉTHODE D'OPTIMISATION POUR LE DIMENSIONNEMENT DU SYSTÈME PV-HYDROGÈNE**

Ce chapitre présente la méthode d'optimisation choisie pour dimensionner le système de production d'hydrogène. En particulier, l'algorithme NSGA-II est décrit, permettant d'optimiser la performance énergétique et économique du système. Les fonctions objectives, les variables de décision et les contraintes prises en compte dans le modèle d'optimisation sont détaillées.

La sélection d'une méthode d'optimisation pour le dimensionnement optimal de la capacité de l'électrolyseur et du système photovoltaïque vise non seulement à répondre à la demande d'hydrogène à un moment précis, mais également à garantir que le système soit évolutif et adaptable à la croissance projetée au fil des années. Réaliser le calcul d'optimisation sur plusieurs années permet d'explorer une large gamme de combinaisons entre les panneaux solaires et les électrolyseurs, en identifiant des configurations qui ne sont pas seulement techniquement et économiquement réalisables, mais qui s'alignent également sur l'évolution souhaitée du système.

Au cours de cette analyse, différentes solutions émergent, impliquant l'installation d'un nombre variable de panneaux photovoltaïques à chaque étape, permettant ainsi de prioriser des investissements initiaux plus importants pour réduire les coûts opérationnels à l'avenir ou d'adopter une approche plus progressive avec des investissements plus élevés dans les années suivantes. De plus, cette méthodologie facilite la mise à jour de la solution initiale en fonction des changements dans la demande, les conditions d'irradiance solaire et les avancées technologiques, garantissant que le système reste efficace et rentable au fil du temps.

Pour sélectionner la méthode appropriée pour le dimensionnement optimal de la capacité de l'électrolyseur et du système photovoltaïque dans le cadre du projet, des expériences utilisant des méthodes d'optimisation heuristiques ont été identifiées dans la littérature.

Selon [34] l'optimisation est définie comme le processus visant à trouver la solution optimale à un problème en fonction d'un ensemble donné d'objectifs et de contraintes. Plus précisément, pour les électrolyseurs et les panneaux photovoltaïques, ces approches

d'optimisation se concentrent sur des objectifs techniques, tels que maximiser l'efficacité solaire-hydrogène, maximiser la production d'hydrogène et minimiser les pertes, entre autres, ainsi que sur des objectifs économiques, comme minimiser le coût actualisé de l'énergie. Les contraintes sont généralement associées au nombre de cellules des électrolyseurs et des panneaux photovoltaïques connectés en série ou en parallèle. D'après [34], depuis 2014, les approches basées sur des algorithmes méta-heuristiques ont gagné en popularité pour les tâches d'optimisation. Parmi ces méthodes, les algorithmes les plus fréquemment utilisés sont l'algorithme génétique (GA), l'algorithme génétique à tri non dominé II (NSGA-II), l'optimisation par essaim de particules (PSO) et l'algorithme impérialiste compétitif (ICA).

Selon [39] pour un système hybride d'énergie renouvelable, l'Algorithme des colonies d'abeilles artificielles (ABC), l'Optimisation par colonie de fourmis (ACO), le PSO ou le GA pourraient être utilisés. Il est recommandé de prendre en compte quatre indicateurs importants pour dimensionner ce type de système : le premier est l'indicateur social, qui inclut le coût du carbone, l'acceptation sociale et le risque du portefeuille ; le deuxième est l'indicateur environnemental, qui inclut le cycle de vie, l'empreinte carbone de l'énergie et les émissions de carbone ; le troisième est l'indicateur économique, qui comprend la valeur actuelle nette, le coût actualisé de l'énergie, le coût du cycle de vie et le coût total annuel ; et le quatrième est l'indicateur de fiabilité, qui inclut les pertes d'énergie prévues et la probabilité de défaillance de l'alimentation.

[40] propose qu'il est possible d'utiliser des algorithmes heuristiques hybrides en combinant des méthodes telles que le réseau neuronal artificiel (ANN) et la recherche chaotique (CS), la recherche d'harmonie (HS) et le recuit simulé (SA). L'algorithme d'optimisation hybride s'avère être un outil efficace pour optimiser les systèmes énergétiques hybrides.

Dans [41] pour une centrale solaire-batterie-électrolyseur d'eau hors réseau, ils utilisent le PSO et le GA. Les deux ont obtenu des résultats similaires, mais le PSO a montré une convergence plus rapide.

Dans [30] la méthode d'optimisation utilisée pour maximiser la production d'hydrogène, minimiser les pertes et augmenter l'efficacité du système était le GA, avec des résultats satisfaisants.

Selon [42] les différentes méthodes pouvant être utilisées pour dimensionner les éléments d'un système d'alimentation hybride autonome sont : le PSO, l'Évolution Différentielle (DE), l'Algorithme de Saut de Grenouille Mélangé (SFLA), le GA, l'Optimisation par Colonie de Fourmis (ACO), l'Algorithme des Colonies d'Abeilles Artificielles (ABC) et le Recuit Simulé (SA), où les taux de convergence du DE, du GA et de l'ACO sont remarquablement plus rapides par rapport à d'autres méthodes d'optimisation.

[43] utilise une analyse de front de Pareto pour optimiser un système énergétique hybride composé de panneaux photovoltaïques, d'électrolyseurs et de batteries. Cette méthode évalue plusieurs configurations afin d'atteindre un équilibre entre la maximisation de la production d'hydrogène et la minimisation des coûts associés. Le front de Pareto fournit des solutions non dominées, offrant aux décideurs des perspectives sur les compromis entre les objectifs économiques et techniques. Un avantage significatif de cette approche est sa capacité à mettre en évidence des solutions efficaces tout en offrant une flexibilité dans le choix des configurations en fonction des priorités spécifiques. Bien que l'analyse de front de Pareto soit efficace, des méthodes comme NSGA-II offrent des avantages supplémentaires en termes d'efficacité computationnelle et d'évolutivité. NSGA-II génère un front de Pareto grâce à un algorithme évolutif, permettant l'exploration d'un vaste espace de solutions sans les calculs exhaustifs requis par d'autres méthodes. Cela rend NSGA-II plus adapté aux systèmes PV-hydrogène à grande échelle et multi-variables, où l'optimisation des performances et des coûts est cruciale.

[44] utilise les algorithmes GA et NSGA-II pour optimiser la configuration et le dimensionnement des systèmes hybrides d'énergie renouvelable. Cette approche intègre les deux aspects dans un problème d'optimisation unique, améliorant ainsi l'efficacité et évitant les solutions sous-optimales issues des approches séquentielles. NSGA-II est particulièrement efficace pour traiter les problèmes multi-objectifs, en générant des fronts de Pareto afin d'équilibrer les coûts, les émissions et la fiabilité. L'étude démontre la capacité de NSGA-II à explorer l'espace de conception et à identifier des solutions équilibrées et non dominées. Sa capacité à visualiser les compromis entre les objectifs en fait un outil puissant pour la conception de systèmes hybrides, offrant flexibilité et adaptabilité face à des contraintes et priorités variées.

[45] utilise une approche d'optimisation basée sur une simulation multi-paramètres pour évaluer les conceptions de systèmes pour des configurations PV solaire-PEM. En analysant les impacts des ratios AC/AC et DC/AC sur la production d'hydrogène et le coût actualisé de l'hydrogène (LCOH), l'étude propose un cadre pour optimiser les performances du système sur une période de simulation de 20 ans dans des conditions solaires variables. La méthode d'optimisation choisie s'avère très efficace pour identifier des conceptions de systèmes rentables adaptées aux ressources solaires spécifiques. Sa capacité à évaluer plusieurs configurations et leurs performances à long terme garantit une évaluation approfondie des compromis techniques et économiques, en faisant un outil précieux pour concevoir des systèmes de production d'hydrogène hors réseau efficaces et durables.

[46] utilise l'optimisation convexe pour déterminer la configuration et le contrôle optimaux d'une station de ravitaillement en hydrogène alimentée par énergie solaire. Cette méthode minimise le coût total du cycle de vie tout en abordant à la fois les aspects de conception du système et les aspects opérationnels, y compris le dimensionnement des panneaux photovoltaïques, des électrolyseurs et des systèmes de stockage d'hydrogène. La programmation convexe s'avère être une approche computationnellement efficace, permettant l'optimisation simultanée des tailles des composants et des stratégies de gestion de l'énergie.

[47] explore de manière exhaustive les méthodes d'optimisation multi-objectifs pour les systèmes énergétiques hybrides (HESs). L'étude passe en revue des approches d'optimisation telles que NSGA-II, l'Optimisation par essaim de particules multi-objectifs (MOPSO) et l'Algorithme évolutif multi-objectifs (MOEA), en les classant en fonction des modes connectés au réseau ou autonomes, du nombre d'objectifs et des configurations des systèmes énergétiques. L'étude souligne l'efficacité de l'optimisation multi-objectifs pour traiter des objectifs contradictoires, tels que la minimisation des coûts tout en maximisant la fiabilité ou en réduisant les émissions. Elle conclut que les algorithmes évolutifs comme NSGA-II et MOPSO sont particulièrement efficaces pour l'optimisation multi-objectifs, offrant un compromis équilibré entre divers objectifs. Cependant, elle note la nécessité de recherches supplémentaires sur des indicateurs émergents tels que la dépendance au réseau, la satisfaction des clients et la résilience dans les systèmes hybrides.

[48] utilise la méthode d'Optimisation Améliorée de l'Écosystème Artificiel (IAEO). Cette méthode améliore les performances de l'Optimisation de l'Écosystème Artificiel (AEO) d'origine en perfectionnant la phase de consommation grâce à un mécanisme sinusoïdal-cosinusoidal. L'IAEO optimise les tailles des composants dans des systèmes hybrides connectés au réseau ou autonomes, en se concentrant sur la minimisation du Coût de l'Énergie (COE), de la Probabilité de Perte d'Alimentation (LPSP) et de l'énergie excédentaire sous des contraintes définies. Les résultats montrent que l'IAEO surpasse l'AEO conventionnel, le PSO, l'Algorithme de l'Essaim de Salpes (SSA) et l'Optimiseur de Loup Gris (GWO) en termes de valeurs plus faibles des fonctions objectifs et de convergence plus rapide, ce qui en fait une méthode très efficace pour la conception de systèmes d'énergie renouvelable.

[49] utilise l'algorithme PSO pour optimiser le dimensionnement des systèmes photovoltaïques-électrolyseurs couplés directement. Les conclusions confirment l'efficacité du PSO pour traiter les problèmes d'optimisation multi-objectifs, offrant des solutions robustes pour les objectifs techniques et économiques.

Après la revue de la littérature, l'algorithme génétique à tri non dominé II (NSGA-II) a été choisi pour cette étude en raison de son efficacité dans le traitement des problèmes d'optimisation multi-objectifs. Cet algorithme présente un avantage particulier car il optimise simultanément plusieurs objectifs contradictoires, tels que la maximisation de la production d'hydrogène tout en minimisant les coûts et les pertes énergétiques. Le NSGA-II utilise une méthode de tri rapide non dominé, ce qui lui permet de trouver un ensemble diversifié de solutions optimales le long du front de Pareto. Cette caractéristique est cruciale pour les décideurs, car elle offre une vue complète des compromis entre des objectifs concurrents, permettant de prendre des décisions plus éclairées concernant la conception et l'exploitation du système hybride d'énergie renouvelable. En outre, le NSGA-II démontre une performance robuste en termes de vitesse de convergence et de qualité des solutions par rapport à d'autres méthodes d'optimisation, ce qui en fait un choix idéal pour cette étude sur le dimensionnement optimal des capacités des électrolyseurs et des systèmes photovoltaïques.

#### 4.1 Modèle d'optimisation par l'algorithme génétique à tri non dominé II (NSGA-II).

Le système de production d'hydrogène est optimisé à l'aide de l'algorithme multi-objectifs NSGA-II. L'objectif principal est de minimiser la différence entre la production d'hydrogène et la demande des dirigeables chaque année, ce qui implique à son tour de maximiser la production d'hydrogène dans les limites de capacité et de contraintes de coût du système. Cela garantit que la flotte de dirigeables dispose de suffisamment d'hydrogène pour être gonflée efficacement. Les dirigeables varient en capacité de gonflage, allant du TS3 (21.5 Nm<sup>3</sup>) au TS19 (3 535 Nm<sup>3</sup>), et la demande d'hydrogène augmente d'année en année. Le modèle détermine la combinaison optimale de panneaux solaires et d'électrolyseurs en fonction des limites établies pour chaque année.

##### 4.1.1 Définition du problème et fonctions objectives

L'optimisation du système de production d'hydrogène pour ce projet se concentre sur l'assurance d'un approvisionnement fiable en hydrogène pour répondre à la demande annuelle des dirigeables, tout en minimisant les coûts et en utilisant de manière optimale les ressources. Le problème d'optimisation considère deux fonctions objectives:

- **Minimiser la différence entre la production d'hydrogène et la demande des dirigeables chaque année:**

$$f_1 = H_{\text{percentile 10 production}} - H_{\text{weekly demand}} \quad (4.1)$$

Où,  $H_{\text{percentile 10 production}}$ , représente le 10<sup>e</sup> percentile de la production hebdomadaire d'hydrogène, garantissant que 90 % des semaines de production atteignent ou dépassent cette valeur (explication du 10<sup>e</sup> percentile dans le paragraphe 5.1.4), et  $H_{\text{weekly demand}}$  est la demande hebdomadaire d'hydrogène des dirigeables en fonction des temps d'exploitation définis.

Cet objectif garantit que le système d'électrolyse répond de manière constante aux besoins en hydrogène des dirigeables, tout en évitant un surdimensionnement inutile.

- **Minimiser le coût total du système:**



$$f_2 = \sum_{j=1}^n (C_{j \text{ solar}} + C_{j \text{ electrolyzers}} + C_{j \text{ O\&M}}) \quad (4.2)$$

Où,  $C_{j \text{ solar}}$  représente le coût annuel des panneaux solaires installés,  $C_{j \text{ electrolyzers}}$  est le coût des électrolyseurs ajoutés durant l'année  $j$ , et  $C_{j \text{ O\&M}}$  inclut les dépenses d'exploitation et de maintenance des électrolyseurs.

Cet objectif est crucial pour maintenir la viabilité économique du projet tout en augmentant la production d'hydrogène à mesure que la demande croît.

Les deux objectifs sont équilibrés par l'algorithme NSGA-II afin d'identifier un ensemble de solutions efficaces de Pareto, chacune représentant un compromis unique entre la minimisation des coûts et la satisfaction des exigences en matière de demande d'hydrogène.

#### **4.1.2 Variables de décision**

Le problème d'optimisation est structuré en cinq variables de décision:

- Panneaux solaires parallèles installés chaque année (une variable attribuée pour chacune des 4 années).
- Nombre d'électrolyseurs sélectionnés par an, visant à répondre à la demande hebdomadaire d'hydrogène des dirigeables. Les électrolyseurs sont censés produire de l'hydrogène sur une semaine pour satisfaire les besoins de remplissage de chaque dirigeable.

#### **4.1.3 Limites des panneaux solaires et des électrolyseurs**

Les électrolyseurs utilisés dans ce projet ont des exigences spécifiques en matière de tension d'entrée, comme résumé dans le Tableau 4-1. Pour répondre à ces exigences, différentes configurations de panneaux en série ont été utilisées chaque année, garantissant une tension de sortie suffisante pour une production efficace d'hydrogène.

Tableau 4-1 Exigences de tension d'entrée des électrolyseurs

Type d'électrolyseur	Exigence de tension d'entrée (V)
Type S	208-240 VAC, monophasé
Type H	380-415 VAC, triphasé
Type C	380, 400, 415 VAC, triphasé

Pour les panneaux solaires, une configuration de 5 panneaux en série a été sélectionnée pour la première année, car seuls les électrolyseurs de type S sont pris en compte dans cette phase initiale. Au cours des années suivantes, 10 panneaux en série ont été utilisés pour s'adapter aux électrolyseurs de type H et de type C. Cette configuration répond aux exigences de tension de chaque type d'électrolyseur à mesure que la demande de production d'hydrogène augmente. Le nombre de panneaux en parallèle a été ajusté de manière itérative pour garantir que le système atteigne les objectifs de production d'hydrogène à chaque étape du projet.

Les limites pour les panneaux solaires en parallèle ont été définies en fonction des panneaux autorisés chaque année et sont présentées dans le Tableau 4-2. L'algorithme d'optimisation a été initialisé avec les limites minimales et maximales indiquées dans les colonnes 2 et 3, et après plusieurs itérations, ces limites ont été ajustées à celles présentées dans les colonnes 4 et 5.

Tableau 4-2 Limites pour les panneaux solaires en parallèle installés par année

Année	Limite minimale initiale	Limite maximale initiale	Limite minimale finale	Limite maximale finale
1	8	12	9	11
2	80	110	100	102
3	200	500	407	409
4	1 200	2 000	1 862	1 864

Pour les électrolyseurs, une gamme de modèles a été autorisée pour l'installation chaque année, reflétant les capacités technologiques et les exigences évolutives du système de production d'hydrogène. Cette limite garantit que, pendant les premières années, seuls les électrolyseurs à faible capacité de production, capables de répondre à la demande et moins

coûteux, sont pris en compte. Les modèles autorisés chaque année sont présentés dans le Tableau 4-3.

Tableau 4-3 Électrolyseurs autorisés par année

<b>Année</b>	<b>Électrolyseurs autorisés</b>
<b>1</b>	S10, S20, S40
<b>2</b>	H2, H4, H6
<b>3</b>	H2, H4, H6, C10, C20, C30
<b>4</b>	C10, C20, C30

La configuration initiale a été établie en fonction de la demande d'hydrogène prévue pour chaque année. Après plusieurs itérations du processus d'optimisation, des exigences minimales d'installation ont été définies pour garantir une capacité de production d'hydrogène suffisante. La capacité minimale d'électrolyse requise par année finalisée est présentée dans le Tableau 4-4. Il est précisé que les électrolyseurs s'accumulent d'année en année, de sorte qu'en année quatre, il y a quatre électrolyseurs de type C30, cette valeur incluant les C30 de l'année trois. Cette approche structurée garantit que le système reste flexible pour s'adapter à la demande variable.

Tableau 4-4 Électrolyseurs minimaux requis par année

<b>Année</b>	<b>Électrolyseurs minimaux requis</b>
<b>1</b>	S40: 1
<b>2</b>	H6: 1
<b>3</b>	C30: 1
<b>4</b>	C30: 4, C10: 1

Le modèle utilise des profils d'irradiance solaire en temps réel, permettant une représentation précise de la production d'énergie des panneaux photovoltaïques. Cette approche garantit que les électrolyseurs fonctionnent en fonction de la disponibilité réelle de l'énergie solaire, offrant une estimation réaliste de la capacité de production d'hydrogène basée sur les conditions solaires réelles.

#### ***4.1.4 Sélection des paramètres de simulation***

La sélection des paramètres de simulation, tels que la taille de la population et le nombre d'évaluations, a été réalisée de manière itérative, en ajustant progressivement l'espace de recherche en fonction des résultats obtenus. Dans un premier temps, plusieurs itérations exploratoires ont été effectuées avec différentes configurations afin d'évaluer la sensibilité du modèle et de garantir une bonne représentation du front de Pareto.

Au cours de ce processus, une configuration initiale avec 200 individus et 1 000 évaluations a été définie, permettant une exploration large de l'espace de recherche. Parallèlement, les limites initiales du nombre de panneaux solaires installés chaque année ont été fixées, comme présenté dans le Tableau 4-2. Cependant, à mesure que les résultats des simulations étaient analysés, il est apparu que la quantité de panneaux nécessaires pour satisfaire la demande en hydrogène pouvait être ajustée. Cela a conduit à une réduction progressive des limites de panneaux solaires.

Cette réduction des limites a restreint l'espace de recherche du problème d'optimisation, permettant ainsi d'ajuster la configuration de l'algorithme pour améliorer l'efficacité computationnelle. À chaque itération et à chaque ajustement des panneaux solaires, il a été possible de réduire progressivement la taille de la population et le nombre d'évaluations, car le modèle nécessitait moins d'exploration pour atteindre des solutions optimales dans un espace de recherche plus restreint. Finalement, une configuration avec 20 individus et 40 évaluations a été adoptée, adaptée aux limites minimales et maximales finales des panneaux solaires définies dans le Tableau 4-2.

Ce processus itératif a permis d'optimiser l'utilisation des ressources computationnelles sans compromettre la capacité du modèle à identifier des solutions viables. Malgré la réduction du nombre d'individus et d'évaluations, l'algorithme a conservé sa capacité à explorer et exploiter efficacement l'espace de recherche, garantissant que le système atteigne ses objectifs de production d'hydrogène à chaque étape du projet.

#### ***4.1.5 Percentile de production d'hydrogène***

Dans cette analyse, nous disposons de données annuelles sur la production d'hydrogène générées à partir des simulations d'optimisation. Pour évaluer les performances du système

dans des conditions variables, nous considérons le 10<sup>e</sup> percentile de cet ensemble de données. Le 10<sup>e</sup> percentile indique que 90% des valeurs de production dépassent ce seuil, ce qui signifie que seulement 5 semaines sur les 52 d'une année se situeraient en dessous de ce niveau de production. Cette approche garantit que tout hydrogène supplémentaire généré au-delà de ce percentile représente un avantage pour le projet, offrant une marge de sécurité pour répondre à la demande même pendant les périodes de production moins favorables.

L'utilisation du 10<sup>e</sup> percentile pour la production d'hydrogène fournit une évaluation conservatrice mais pratique des performances du système. Cette méthode statistique aide à prévenir les pénuries potentielles, garantissant que les besoins en hydrogène de la flotte de dirigeables sont satisfaits de manière fiable. En se concentrant sur ce seuil inférieur, nous visons à minimiser les risques liés à la variabilité de la production tout en maximisant l'efficacité globale du système de production d'hydrogène.

La méthodologie d'optimisation développée dans ce chapitre permet d'identifier des configurations optimales du système qui équilibrent la production d'hydrogène et les coûts. Les résultats obtenus grâce à cette approche seront analysés dans le chapitre suivant, en les comparant aux objectifs de l'étude et en évaluant leur efficacité en termes techniques et économiques.

## CHAPITRE 5 - RÉSULTATS ET ANALYSES

Ce chapitre présente les résultats obtenus à partir de la simulation du système optimisé. Les valeurs de production d'hydrogène sont analysées en fonction des conditions climatiques, de la performance des électrolyseurs et de l'évolution des coûts sur l'horizon de planification. De plus, ces résultats sont comparés aux objectifs de l'étude afin d'évaluer l'efficacité du modèle.

Après avoir réalisé plusieurs simulations en ajustant le modèle et en affinant les limites, une simulation a été effectuée en considérant une population de 200 et 1 000 évaluations. Cette simulation a fourni des informations précieuses sur les performances des différentes configurations et a servi de base à la recherche de la solution optimale.

La Figure 5.1 montre le front de Pareto de cette simulation, pour laquelle 200 solutions viables ont été obtenues. L'axe des abscisses représente le coût total du système sans tenir compte de la dégradation, tandis que l'axe des ordonnées montre la différence entre l'hydrogène généré et la demande en hydrogène. Les solutions optimales sont celles qui se rapprochent le plus de l'origine (0,0), car elles minimisent à la fois le coût et la différence entre la production et la demande, atteignant ainsi un équilibre efficace et rentable pour le système. De plus, les 10 meilleures solutions parmi les 200 viables sont présentées dans le Tableau 5-1.

Le graphique du front de Pareto résultant de la simulation illustre la relation entre le coût total et la production d'hydrogène. Le front de Pareto est une représentation visuelle montrant les points optimaux où un objectif ne peut être amélioré sans dégrader un autre. Dans ce cas, chaque point sur le front représente une solution où la production d'hydrogène est maximisée pour un coût total donné, et vice versa. Cela met en évidence la nature multi-objectifs de l'algorithme NSGA-II appliqué, où un équilibre entre différents indicateurs de performance est recherché.

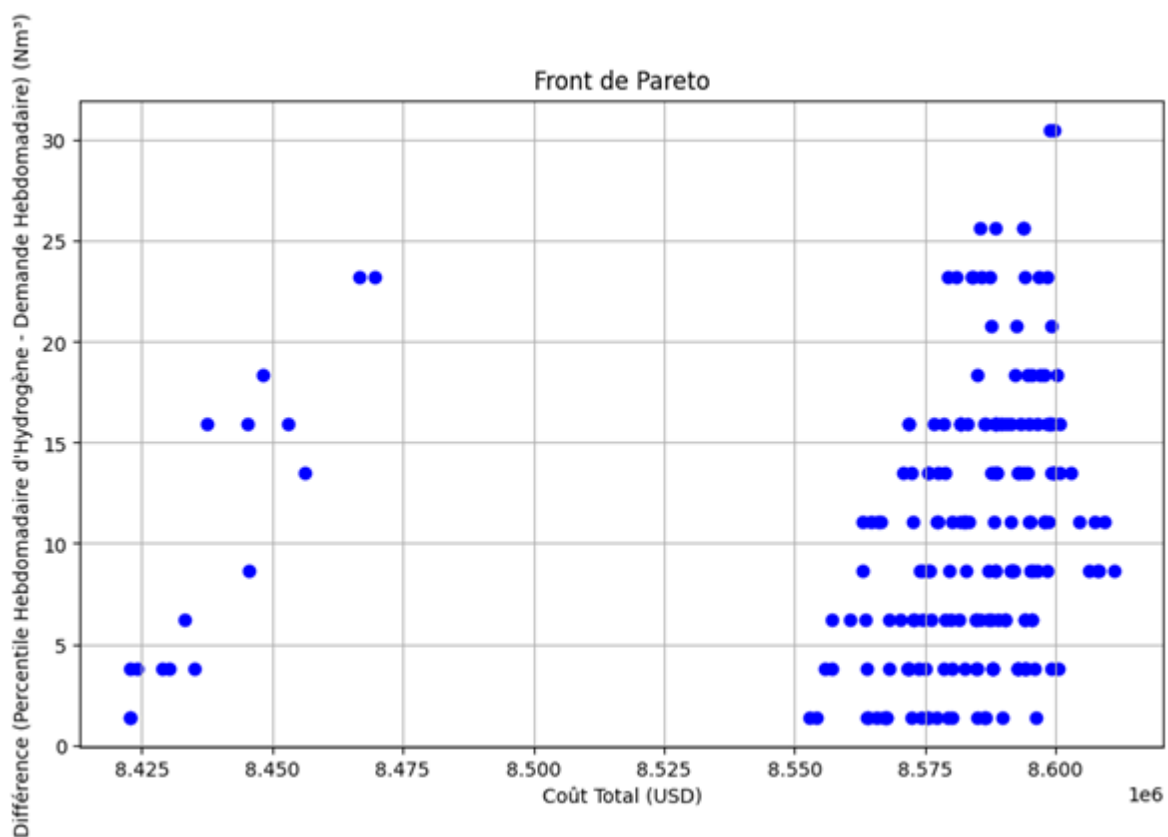


Figure 5.1 Front de Pareto (Population: 200, Évaluations: 1 000)

Tableau 5-1 Les 10 meilleures solutions parmi les 200 viables

Coût total (USD)	Coût total avec dégradation (USD)	Production totale d'hydrogène (Nm <sup>3</sup> )	Panneaux installés par an (parallèles)	Électrolyseurs installés
8 422 639.37	8 453 518.63	462 770.1	[11, 101, 408, 1 864]	S40: 1, H6: 1, C30: 4, C10: 1
8 422 794.46	8 453 673.72	462 770.1	[11, 101, 409, 1 863]	S40: 1, H6: 1, C30: 4, C10: 1
8 424 022.72	8 454 901.98	462 770.29	[10, 101, 409, 1 864]	S40: 1, H6: 1, C30: 4, C10: 1
8 428 842.97	8 459 722.23	463 158.47	[11, 101, 410, 1 864]	S40: 1, H6: 1, C30: 4, C10: 1
8 430 226.32	8 461 105.58	463 158.66	[10, 101, 411, 1 864]	S40: 1, H6: 1, C30: 4, C10: 1

Coût total (USD)	Coût total avec dégradation (USD)	Production totale d'hydrogène (Nm <sup>3</sup> )	Panneaux installés par an (parallèles)	Électrolyseurs installés
8 433 173.04	8 464 052.29	463 352.85	[10, 101, 411, 1 865]	S40: 1, H6: 1, C30: 4, C10: 1
8 435 046.58	8 465 925.83	463 546.85	[11, 101, 412, 1 864]	S40: 1, H6: 1, C30: 4, C10: 1
8 437 372.93	8 468 252.19	463 741.04	[11, 101, 408, 1 869]	S40: 1, H6: 1, C30: 4, C10: 1
8 445 294.98	8 476 174.24	464 323.44	[12, 101, 410, 1 869]	S40: 1, H6: 1, C30: 4, C10: 1
8 445 425.16	8 476 304.41	464 129.6	[10, 101, 414, 1 866]	S40: 1, H6: 1, C30: 4, C10: 1

Parmi les 200 solutions faisables présentées dans le front de Pareto, la meilleure solution, avec les coûts totaux les plus bas ainsi que les coûts annuels ajustés les plus faibles, est [11, 101, 408, 1 864], où chaque point du vecteur représente le nombre de panneaux en parallèle installés par an. Le Tableau 5-2 montre les détails de cette solution, où en année 1 le coût est de 101 767.35 USD, en année 2 de 487 455.17 USD, en année 3 de 1 501 759.38 USD, et en année 4 de 6 362 536.72 USD, pour un coût total cumulé en année 4 de 8 453 518.62 USD, incluant le coût lié à la dégradation des panneaux.

Tableau 5-2 Meilleure solution (Population: 200, Évaluations: 1 000)

Année	1	2	3	4
Panneaux installés (Série)	5	10	10	10
Panneaux installés (Parallèle)	11	101	408	1 864
<b>Total des panneaux</b>	<b>55</b>	<b>1 010</b>	<b>4 080</b>	<b>18 640</b>
Total cumulé des panneaux	55	1 065	5 145	<b>23 785</b>
Production d'hydrogène (Nm <sup>3</sup> )	2 094.46	19 569.14	79 184.53	361 921.97
Production d'hydrogène cumulée (Nm <sup>3</sup> )	2 094.46	21 663.60	100 848.13	<b>462 770.10</b>
Demande d'hydrogène (Nm <sup>3</sup> )	1 118.00	11 492.00	38 792.00	183 820.00
Demande d'hydrogène cumulée (Nm <sup>3</sup> )	1 118.00	12 610.00	51 402.00	<b>235 222.00</b>



<b>Année</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>
Électrolyseurs installés	S40: 1	S40: 1, H6: 1	S40: 1, H6: 1, C30: 1	S40: 1, H6: 1, C30: 4, C10: 1
Capacité installée (Nm <sup>3</sup> /h)	1.05	7.05	37.05	137.05
Coût des panneaux (USD)	18 902.95	329 770.55	1 265 535.32	5 492 671.42
Coût cumulé des panneaux (USD)	18 902.95	348 673.50	1 614 208.82	<b>7 106 880.24</b>
Coût des électrolyseurs (USD)	80 885.40	151 421.11	220 317.72	807 722.89
Coût cumulé des électrolyseurs (USD)	80 885.40	232 306.51	452 624.23	<b>1 260 347.12</b>
Coût AOM (USD)	1 979.00	5 937.00	11 874.00	35 622.00
Coût cumulé AOM (USD)	1 979.00	7 916.00	19 790.00	<b>55 412.00</b>
<b>Coût total (USD)</b>	<b>101 767.35</b>	<b>487 128.66</b>	<b>1 497 727.04</b>	<b>6 336 016.31</b>
Coût total cumulé (USD)	101 767.35	588 896.01	2 086 623.05	<b>8 422 639.36</b>
Panneaux supplémentaires pour dégradation	0	1	13	90
Panneaux supplémentaires cumulés pour dégradation	0	1	14	<b>104</b>
Coût des panneaux supplémentaires pour dégradation (USD)	0.00	326.51	4 032.34	26 520.41
Coût cumulé des panneaux supplémentaires pour dégradation (USD)	0.00	326.51	4 358.85	<b>30 879.26</b>
<b>Coût total incluant la dégradation des panneaux (USD)</b>	<b>101 767.35</b>	<b>487 455.17</b>	<b>1 501 759.38</b>	<b>6 362 536.72</b>
Coût total cumulé incluant la dégradation des panneaux (USD)	101 767.35	589 222.52	2 090 981.90	<b>8 453 518.62</b>

Basé sur les résultats de la simulation précédente, plusieurs simulations ont été effectuées en considérant une population de 20 et 40 évaluations. Ce processus itératif a permis d'affiner la recherche de la solution optimale. La Figure 5.2 présente le front de Pareto de la dernière simulation où la solution optimale a été trouvée. De plus, les 10 meilleures solutions parmi les 16 viables sont présentées dans le Tableau 5-3.

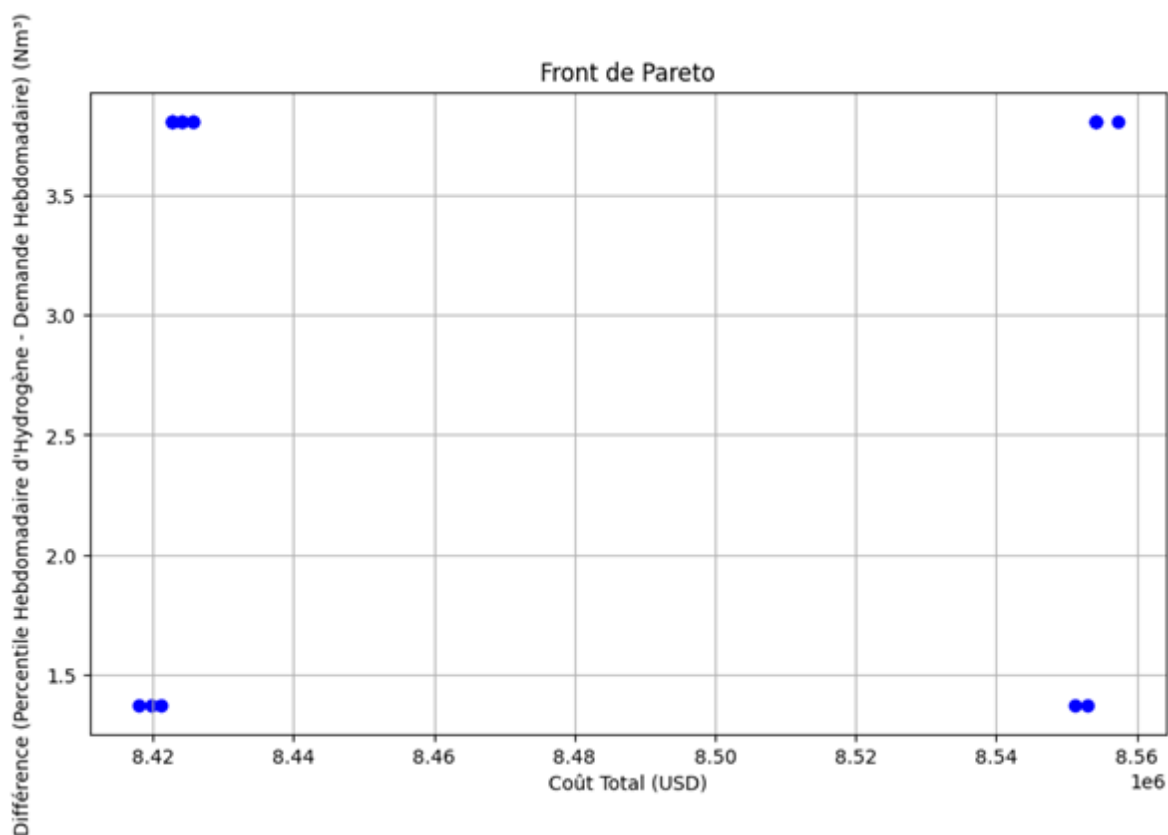


Figure 5.2 Front de Pareto de la dernière simulation (Population: 20, Évaluations: 40)

Tableau 5-3 Les 10 meilleures solutions parmi les 16 viables

Coût total (USD)	Coût total avec dégradation (USD)	Production totale d'hydrogène (Nm³)	Panneaux installés par an (parallèles)	Électrolyseurs installés
8 417 974.21	8 448 558.79	462 381.91	[10, 101, 408, 1 863]	S40: 1, H6: 1, C30: 4, C10: 1
8 419 692.66	8 450 571.91	462 575.91	[11, 101, 408, 1 863]	S40: 1, H6: 1, C30: 4, C10: 1
8 421 076.01	8 451 955.27	462 576.1	[10, 101, 409, 1 863]	S40: 1, H6: 1, C30: 4, C10: 1
8 422 639.37	8 453 518.63	462 770.1	[11, 101, 408, 1 864]	S40: 1, H6: 1, C30: 4, C10: 1
8 424 022.72	8 454 901.98	462 770.29	[10, 101, 409, 1 864]	S40: 1, H6: 1, C30: 4, C10: 1

Coût total (USD)	Coût total avec dégradation (USD)	Production totale d'hydrogène (Nm <sup>3</sup> )	Panneaux installés par an (parallèles)	Électrolyseurs installés
8 425 741.17	8 456 620.43	462 964.29	[11, 101, 409, 1 864]	S40: 1, H6: 1, C30: 4, C10: 1
8 551 155.08	8 582 034.34	462 576.09	[10, 102, 408, 1 863]	S40: 1, H6: 1, H2: 1, C30: 4, C10: 1
8 552 873.53	8 583 752.79	462 770.09	[11, 102, 408, 1 863]	S40: 1, H6: 1, H2: 1, C30: 4, C10: 1
8 554 101.79	8 584 981.05	462 770.28	[10, 102, 408, 1 864]	S40: 1, H6: 1, H2: 1, C30: 4, C10: 1
8 557 203.6	8 588 082.85	462 964.47	[10, 102, 409, 1 864]	S40: 1, H6: 1, H2: 1, C30: 4, C10: 1

Parmi les 16 solutions faisables, la meilleure solution, avec les coûts totaux les plus bas ainsi que les coûts annuels ajustés les plus faibles, est [10, 101, 408, 1 863], où chaque point du vecteur représente le nombre de panneaux en parallèle installés par an. Le Tableau 5-4 montre les détails de cette solution, incluant à la fin le nombre de conteneurs Solarfold [20] nécessaires, où en année 1 le coût est de 100 048.90 USD, en année 2 de 487 455.17 USD, en année 3 de 1 501 759.38 USD, et en année 4 de 6 359 295.34 USD, pour un coût total cumulé en année 4 de 8 448 558.79 USD, incluant le coût lié à la dégradation des panneaux.

Tableau 5-4 Meilleure solution de la dernière simulation (Population: 20, Évaluations: 40)

Année	1	2	3	4
Panneaux installés (Série)	5	10	10	10
Panneaux installés (Parallèle)	10	101	408	1 863
<b>Total des panneaux</b>	<b>50</b>	<b>1 010</b>	<b>4 080</b>	<b>18 630</b>
Total cumulé des panneaux	50	1 060	5 140	<b>23 770</b>
Production d'hydrogène (Nm <sup>3</sup> )	1 900.45	19 569.14	79 184.53	361 727.78
Production d'hydrogène cumulée (Nm <sup>3</sup> )	1 900.45	21 469.60	100 654.13	<b>462 381.91</b>
Demande d'hydrogène (Nm <sup>3</sup> )	1 118.00	11 492.00	38 792.00	183 820.00
Demande d'hydrogène cumulée (Nm <sup>3</sup> )	1 118.00	12 610.00	51 402.00	<b>235 222.00</b>

<b>Année</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>
Électrolyseurs installés	S40: 1	S40: 1, H6: 1	S40: 1, H6: 1, C30: 1	S40: 1, H6: 1, C30: 4, C10: 1
Capacité installée (Nm³/h)	1.05	7.05	37.05	137.05
Coût des panneaux (USD)	17 184.50	329 770.55	1 265 535.32	5 489 724.71
Coût cumulé des panneaux (USD)	17 184.50	346 955.05	1 612 490.37	<b>7 102 215.08</b>
Coût des électrolyseurs (USD)	80 885.40	151 421.11	220 317.72	807 722.89
Coût cumulé des électrolyseurs (USD)	80 885.40	232 306.51	452 624.23	<b>1 260 347.12</b>
Coût AOM (USD)	1 979.00	5 937.00	11 874.00	35 622.00
Coût cumulé AOM (USD)	1 979.00	7 916.00	19 790.00	<b>55 412.00</b>
<b>Coût total (USD)</b>	<b>100 048.90</b>	<b>487 128.66</b>	<b>1 497 727.04</b>	<b>6 333 069.60</b>
Coût total cumulé (USD)	100 048.90	587 177.56	2 084 904.60	<b>8 417 974.20</b>
Panneaux supplémentaires pour dégradation	0	1	13	89
Panneaux supplémentaires cumulés pour dégradation	0	1	14	<b>103</b>
Coût des panneaux supplémentaires pour dégradation (USD)	0.00	326.51	4 032.34	26 225.74
Coût cumulé des panneaux supplémentaires pour dégradation (USD)	0.00	326.51	4 358.85	<b>30 584.59</b>
<b>Coût total incluant la dégradation des panneaux (USD)</b>	<b>100 048.90</b>	<b>487 455.17</b>	<b>1 501 759.38</b>	<b>6 359 295.34</b>
Coût total cumulé incluant la dégradation des panneaux (USD)	100 048.90	587 504.07	2 089 263.45	<b>8 448 558.79</b>
<b>Conteneurs Solarfold nécessaires</b>	1	4	15	66
<b>Conteneurs Solarfold nécessaires accumulés</b>	1	5	20	86

En comparant le Tableau 5-4 avec le Tableau 5-2 on peut observer que le coût total du système a diminué, ce qui explique pourquoi la solution optimale est obtenue en fonction des considérations et des restrictions prises en compte dans la simulation.

### 5.1 Analyse des différences hebdomadaires

Le Tableau 5-5 montre la différence hebdomadaire dans la production d'hydrogène de la solution finale [10, 101, 408, 1 863] par rapport à la demande. Un équilibre est maintenu entre la production et la demande. Chaque année, la différence entre la production et la demande hebdomadaire montre que les besoins sont adéquatement couverts, ce qui renforce l'efficacité du système proposé.

Tableau 5-5 Différence hebdomadaire entre la production et la demande d'hydrogène

<b>Année</b>	<b>Hydrogène généré hebdomadaire (Nm<sup>3</sup>)</b>	<b>Demande hebdomadaire d'hydrogène (Nm<sup>3</sup>)</b>	<b>Différence (Nm<sup>3</sup>)</b>
<b>1</b>	23.53	21.5	2.03
<b>2</b>	244.52	242.5	2.02
<b>3</b>	990.30	988.5	1.8
<b>4</b>	4 524.88	4 523.5	1.38

Les résultats obtenus permettent d'évaluer la performance du système en fonction des conditions définies et des objectifs fixés. L'analyse réalisée met en évidence les tendances observées dans la production d'hydrogène, les performances des électrolyseurs et l'évolution des coûts.

## CONCLUSIONS

Le scénario de référence propose une croissance progressive du système MOS sur une période de quatre (4) ans, s'adaptant à la demande croissante d'hydrogène avec l'introduction de modèles de dirigeables Solar Ship plus grands. Ce scénario permet la simulation et l'optimisation du nombre de panneaux solaires et d'électrolyseurs nécessaires pour répondre à la demande hebdomadaire d'hydrogène.

Le développement du modèle mathématique du système photovoltaïque (PV) fournit un outil efficace pour prédire les performances des panneaux solaires dans la génération d'hydrogène. Les résultats mettent en évidence l'importance de prendre en compte les variations de l'irradiance solaire et de la température afin d'optimiser la conception et l'exploitation des systèmes de génération d'hydrogène basés sur l'énergie solaire.

Le modèle PV basé sur la fonction Lambert W a été choisi comme approche optimale pour ce travail en raison de son équilibre entre précision, efficacité computationnelle et facilité d'implémentation dans les algorithmes d'optimisation. Ce choix est soutenu par sa capacité à répondre efficacement aux exigences spécifiques du système hybride PV-électrolyseur tout en maintenant des performances robustes dans des conditions de fonctionnement réalistes. De plus, le modèle fournit une base solide pour les futures extensions et adaptations du système, en alignement avec les objectifs du projet.

Le processus de validation du modèle PV confirme que le modèle développé peut reproduire les résultats du fabricant avec une grande précision, soutenant son utilisation dans la simulation et la conception de systèmes photovoltaïques pour les applications de génération d'énergie. Les graphiques générés montrent une forte corrélation avec les données réelles, indiquant que le modèle peut prédire avec précision le comportement des panneaux solaires dans différentes conditions opérationnelles.

La sélection du modèle d'électrolyseur semi-empirique est justifiée par son équilibre entre précision, simplicité et capacité à traiter les dynamiques réelles des électrolyseurs dans des conditions opérationnelles variées. De plus, sa compatibilité avec des méthodes d'optimisation comme NSGA-II en fait un outil idéal pour ce projet. Bien que d'autres

modèles puissent offrir un niveau de détail supérieur, ce modèle représente le meilleur choix pour atteindre les objectifs techniques et économiques du système étudié.

Le modèle d'électrolyseur développé constitue un outil robuste pour évaluer les performances des électrolyseurs PEM dans les systèmes de production d'hydrogène.

La validation du modèle d'électrolyseur montre une forte concordance entre les valeurs simulées et les valeurs rapportées pour la production d'hydrogène et la consommation d'énergie, confirmant sa fiabilité pour simuler les performances des systèmes PV-électrolyseur couplés directement.

L'utilisation de l'algorithme NSGA-II a permis d'optimiser la taille du système photovoltaïque et le nombre d'électrolyseurs installés, en équilibrant les coûts et la production d'hydrogène sur les quatre années projetées. Les résultats révèlent que l'approche multi-objective de l'algorithme est efficace pour maximiser la production d'hydrogène tout en minimisant les coûts du système.

L'analyse du front de Pareto a mis en évidence des solutions optimales équilibrant le coût total et la production d'hydrogène, validant l'efficacité de l'approche multi-objective NSGA-II.

Les analyses de simulation ont démontré que les variations saisonnières de l'irradiance solaire influencent la production d'hydrogène. Cependant, le système optimisé peut répondre aux demandes d'hydrogène nécessaires pour les dirigeables, offrant une solution durable pour les régions isolées.

L'analyse des coûts a permis d'optimiser l'investissement dans les panneaux solaires et les électrolyseurs, en ajustant les capacités du système pour maximiser la production d'hydrogène à un coût minimal.

Les résultats des simulations ont révélé que le système optimisé peut répondre à la demande hebdomadaire d'hydrogène dans tous les scénarios projetés, avec des différences minimales entre la production et la demande.

## TRAVAUX FUTURS

Ce modèle offre une plateforme flexible pour des évaluations futures en permettant des modifications des variables clés. L'horizon temporel de la simulation, actuellement fixé à quatre ans, peut être prolongé ou raccourci afin d'évaluer différents scénarios de croissance et d'évolutivité du système. De plus, le nombre minimal d'électrolyseurs installés chaque année, ainsi que les types spécifiques d'électrolyseurs utilisés, peuvent être ajustés pour évaluer leur impact sur la production d'hydrogène et les coûts opérationnels.

En outre, le modèle permet de modifier les coûts des électrolyseurs, y compris les investissements initiaux (CAPEX) et les coûts annuels d'exploitation et de maintenance (O&M), en tenant compte de leur évolution dans le temps. De même, les coûts et la capacité des systèmes photovoltaïques peuvent être ajustés pour refléter différentes conditions du marché ou des avancées technologiques dans le secteur solaire.

À l'avenir, une piste de recherche pertinente serait l'intégration de facteurs d'incertitude dans la simulation, tels que les variations de l'irradiance solaire, les fluctuations des coûts technologiques et les changements dans la demande d'hydrogène. Pour relever ces défis, deux approches complémentaires peuvent être envisagées :

*Optimisation stochastique:* Cette approche permet d'explorer des solutions en tenant compte de scénarios incertains en intégrant des variables aléatoires dans le modèle. Dans le contexte de ce système, elle pourrait être appliquée pour évaluer comment la variabilité de la génération photovoltaïque et des coûts des électrolyseurs affecte la sélection optimale de l'infrastructure au fil du temps. Des techniques telles que la programmation stochastique basée sur des scénarios ou des algorithmes évolutionnaires adaptatifs permettraient d'observer d'autres perspectives de solutions et d'évaluer l'impact de l'incertitude sur les décisions de conception.

*Planification sous incertitude:* Contrairement aux méthodes déterministes, cette approche recherche des stratégies optimales qui soient flexibles face à des événements imprévus. Par exemple, au lieu de supposer que les coûts des électrolyseurs et des systèmes photovoltaïques suivront une tendance prévisible, la planification sous incertitude permet de



modéliser des plages de fluctuations possibles et d'optimiser l'investissement en fonction de différents scénarios. Cela est particulièrement utile dans le contexte de la production d'hydrogène mobile, où les coûts et la disponibilité des intrants peuvent varier considérablement en fonction de l'emplacement et des conditions du marché.

Un autre aspect clé à explorer est la possibilité d'intégrer des systèmes de stockage d'énergie, tels que des batteries, pour améliorer la stabilité de l'approvisionnement énergétique pendant les périodes de faible irradiance. De même, il serait pertinent d'analyser l'impact de stratégies de gestion de la charge, en optimisant l'utilisation de l'énergie générée et stockée pour la synchroniser avec les besoins de production d'hydrogène et l'exploitation des dirigeables.

Enfin, compte tenu de la croissance prévue de la demande d'hydrogène due à l'expansion de la flotte de dirigeables, il serait approprié d'analyser des stratégies de planification à long terme, en intégrant des modèles de croissance progressive qui optimisent l'investissement dans l'infrastructure. Ces développements futurs permettraient de renforcer le modèle actuel, le rendant plus adaptable à diverses conditions opérationnelles et économiques.

## RÉFÉRENCES

- [1] IEA, "World Energy Outlook 2021," 2021. [Online]. Available: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2021>.
- [2] G. African Development Bank, "Strategy for Quality Health Infrastructure in Africa 2022-2030," African Development Bank, Abidjan, Côte d'Ivoire, 2022. [Online]. Available: [https://www.afdb.org/sites/default/files/documents/publications/strategy\\_for\\_quality\\_health\\_infrastructure\\_in\\_africa\\_2022-2030.pdf](https://www.afdb.org/sites/default/files/documents/publications/strategy_for_quality_health_infrastructure_in_africa_2022-2030.pdf)
- [3] N. Kamere *et al.*, "Supply-chain factors and antimicrobial stewardship," (in eng), no. 1564-0604 (Electronic).
- [4] M. V. Shubov, "Feasibility of Extremely Heavy Lift Hot Air Balloons and Airships," in *University of MA Lowell*, ed, 2021, pp. 1-17.
- [5] A. Reys and V. Bos, "Hélium : les nouvelles géographies d'une ressource critique," Institut français des relations internationales (Ifri), Paris, Francia, 2022. [Online]. Available: <https://www.ifri.org/fr/publications/briefings-de-lifri/helium-nouvelles-geographies-dune-ressource-critique>
- [6] IEA, "The Future of Hydrogen," Paris, 2019.
- [7] T. Van de Graaf, I. Overland, D. Scholten, and K. Westphal, "The new oil? The geopolitics and international governance of hydrogen," *Energy Res Soc Sci*, vol. 70, p. 101667, Dec 2020, doi: 10.1016/j.erss.2020.101667.
- [8] E. J. Berrío Castro, "Viabilidad del uso del hidrógeno como sistema de almacenamiento de energía eléctrica en el contexto colombiano," Magíster en Ingeniería - Ingeniería Eléctrica, Ingeniería Eléctrica, Universidad Nacional de Colombia, 2021.
- [9] R. R. Beswick, A. M. Oliveira, and Y. Yan, "Does the Green Hydrogen Economy Have a Water Problem?," *ACS Energy Letters*, vol. 6, no. 9, pp. 3167-3169, 2021, doi: 10.1021/acsenergylett.1c01763.
- [10] O. T. Olaitan, M. M. Mekonnen, and A. Y. Hoekstra, "The Water Footprint of Hydrogen Production," *Science of the Total Environment*, vol. 927, p. 172384, 2024, doi: 10.1016/j.scitotenv.2024.172384.
- [11] A. International Renewable Energy and BlueRisk, "Water for Hydrogen Production," 2023. [Online]. Available: <https://www.irena.org/Publications/2023/Jan/Water-for-Hydrogen-Production>.
- [12] T. Capurso, M. Stefanizzi, M. Torresi, and S. Camporeale, "Perspective of the role of hydrogen in the 21st century energy transition," *Energy Conversion and Management*, vol. 251, p. 114898, 2022.
- [13] "South Africa Hydrogen Valley Final Report," Department of Science and Innovation - Republic of South Africa, 2021.

- [14] C. L. B. Durán. "Más cambio en 20 que en los últimos 200 años." [https://issuu.com/edualdiamagazine/docs/edualdia\\_alta\\_a2a92c4e0e7f1c](https://issuu.com/edualdiamagazine/docs/edualdia_alta_a2a92c4e0e7f1c) (accessed 13-Jul-2024).
- [15] J. ELCACHO. "La sexta extinción masiva de especies puede llegar a ser incluso peor de lo previsto por los expertos." LA VANGUARDIA. <https://www.lavanguardia.com/natural/20230526/8993570/sexta-extincion-masiva-especies-llegar-peor-previsto-expertos.html> (accessed 15-Jul-2024).
- [16] UNESCO. "Reducción del riesgo de desastres, cambio climático y educación." <https://www.unesco.org/es/disaster-risk-reduction/education> (accessed 15-Jul-2024).
- [17] UNESCO. "UNESCO designa nuevas reservas de biosfera." <http://ambitointernacional.com/unesco-designa-nuevas-reservas-de-biosfera/#:~:text=%E2%80%99CLa%20UNESCO%20acompa%C3%B1ar%C3%A1%20a%20los,Directora%20General%20de%20la%20UNESCO> (accessed 15-Jul-2024).
- [18] "IPCC, 2023: Climate Change 2023: Synthesis Report. A Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. Contribution of Working Groups I, II and III to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change [Core Writing Team, H. Lee and J. Romero (eds.)]. IPCC, Geneva, Switzerland, (in press)."
- [19] M. Theristis *et al.*, "Onymous early-life performance degradation analysis of recent photovoltaic module technologies," *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, vol. 31, no. 2, pp. 149-160, 2023, doi: 10.1002/pip.3615.
- [20] SolarFold. "Functions of the mobile photovoltaic container." <https://www.solarfold.eu/en/functions> (accessed 21-Oct-2024).
- [21] L. National Renewable Energy. "National Solar Radiation Database (NSRDB) Data Viewer." <https://nsrdb.nrel.gov/data-viewer> (accessed 12-Sep-2024).
- [22] S. Aurora. "Inverter Efficiency Curves." <https://help.aurorasolar.com/hc/en-us/articles/115001389928-Inverter-Efficiency-Curves> (accessed 11-Nov-2024).
- [23] International Renewable Energy Agency, "Green hydrogen strategy: A guide to design," IRENA (2024).
- [24] International Renewable Energy Agency, "Green Hydrogen Cost Reduction: Strategies for Decarbonization," IRENA (2020). [Online]. Available: <https://www.irena.org/publications/2020/Sep/Green-Hydrogen-Cost-Reduction>.
- [25] B. Yang, R. Zhang, Z. Shao, and C. Zhang, "The economic analysis for hydrogen production cost towards electrolyzer technologies: Current and future competitiveness," *International Journal of Hydrogen Energy*, 2023/01/12/ 2023, doi: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2022.12.204>.
- [26] B. Laoun, A. Khellaf, M. W. Naceur, and A. Mada Kannan, "Modeling of solar photovoltaic-polymer electrolyte membrane electrolyzer direct coupling for hydrogen generation," *International Journal of Hydrogen Energy*, Article vol. 41, no. 24, pp. 10120-10135, 6/29 2016, doi: 10.1016/j.ijhydene.2016.05.041.


- [27] J. A. Varela, A. García, A. Orozco, and M. Valdés, "Performance evaluation of single-diode and two-diode models for photovoltaic modules," *Mexican Journal of Physics*, vol. 66, pp. 93-102, 2020.
- [28] S. x. Lun, C. j. Du, T. t. Guo, S. Wang, J. s. Sang, and J. p. Li, "A new explicit IeV model of a solar cell based on Taylor's series expansion," *Solar Energy*, vol. 94, pp. 221-232, 2013.
- [29] J. Cubas, S. Pindado, and M. Victoria, "On the analytical approach for modeling photovoltaic systems behavior," *Journal of Power Sources*, vol. 247, pp. 467-474, 2014, doi: 10.1016/j.jpowsour.2013.09.008.
- [30] R. Mas, A. Berastain, A. Antoniou, L. Angeles, S. Valencia, and C. Celis, "Genetic algorithms-based size optimization of directly and indirectly coupled photovoltaic-electrolyzer systems," *Energy Conversion and Management*, vol. 270, p. 116213, 2022, doi: 10.1016/j.enconman.2022.116213.
- [31] A. Antoniou, A. Berastain, D. Hernandez, and C. Celis, "Mathematical modelling of coupled and decoupled water electrolysis systems based on existing theoretical and experimental studies," *International Journal of Hydrogen Energy*, 2022, doi: 10.1016/j.ijhydene.2022.03.264.
- [32] A. Antoniou, C. Celis, and A. Berastain, "A Mathematical Model to Predict Alkaline Electrolyzer Performance Based on Basic Physical Principles and Previous Models Reported in Literature," in *ASME 2021 International Mechanical Engineering Congress and Exposition (IMECE2021)*, 2021, doi: 10.1115/IMECE2021-68815.
- [33] K. Ayers, A. M. Rohaimi, J. Shanahan, W. Yu, and M. Janjua, "A review on PEM electrolyzer modelling: Guidelines for beginners," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 119, p. 109626, 2020, doi: 10.1016/j.rser.2019.109626.
- [34] L. Phan Van, L. Hieu Hoang, and T. Nguyen Duc, "A comprehensive review of direct coupled photovoltaic-electrolyser system: Sizing techniques, operating strategies, research progress, current challenges, and future recommendations," *International Journal of Hydrogen Energy*, 2023/04/05/ 2023, doi: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2023.03.257>.
- [35] A. Khalilnejad, A. Abbaspour, and A. I. Sarwat, "Multi-level optimization approach for directly coupled photovoltaic-electrolyser system," *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 41, no. 35, pp. 11884-11894, 2016, doi: 10.1016/j.ijhydene.2016.05.082.
- [36] International Renewable Energy Agency, "Renewable Power Generation Costs in 2023," IRENA (2023). [Online]. Available: <https://www.irena.org/publications/2023/May/Renewable-Power-Generation-Costs-in-2023>.
- [37] Dnv, "Energy Transition Outlook 2024: Main Report," 2024. [Online]. Available: <https://www.dnv.com/ETO2024>
- [38] International Energy Agency, "Renewables 2024: Analysis and Forecasts to 2030," IEA (2024). [Online]. Available: <https://www.iea.org/reports/renewables-2024>.

- [39] A. Colak, K. Ahmed, R. th International Conference on Renewable Energy, and T. S. S. Application Istanbul, "A Brief Review on Capacity Sizing, Control and Energy Management in Hybrid Renewable Energy Systems," in *2021 10th International Conference on Renewable Energy Research and Application (ICRERA)*: IEEE, 2021, pp. 453-458.
- [40] W. Zhang, A. Maleki, M. A. Rosen, and J. Liu, "Sizing a stand-alone solar-wind-hydrogen energy system using weather forecasting and a hybrid search optimization algorithm," *Energy Conversion and Management*, vol. 180, pp. 609-621, 2019, doi: 10.1016/j.enconman.2018.08.102.
- [41] A. Ibáñez-Rioja *et al.*, "Simulation methodology for an off-grid solar-battery-water electrolyzer plant: Simultaneous optimization of component capacities and system control," *Applied Energy*, vol. 307, 2022, doi: 10.1016/j.apenergy.2021.118157.
- [42] H. Razmi, H. Doagou-Mojarrad, and J. Olamaei, "Comparative study of optimization algorithms for sizing of Wind Turbine/ Fuel Cell/ Electrolyzer/ Hydrogen Tank in the hybrid stand-alone power system," (in en), *Signal Processing and Renewable Energy*, vol. 4, no. 3, pp. 81-94, 2020. [Online]. Available: [https://spre.stb.iau.ir/article\\_676126.html](https://spre.stb.iau.ir/article_676126.html).
- [43] A. Alobaid and R. A. Adomaitis, "Optimal design of a coupled photovoltaic–electrolysis-battery system for hydrogen generation," *Sustainable Energy & Fuels*, vol. 7, no. 6, pp. 1395-1414, 2023, doi: 10.1039/D2SE01555B.
- [44] A. Maheri, I. Unsal, and O. Mahian, "Multiobjective optimisation of hybrid wind-PV-battery-fuel cell-electrolyser-diesel systems: An integrated configuration-size formulation approach," *Energy*, vol. 241, 2022, doi: 10.1016/j.energy.2021.122825.
- [45] F. Gallardo, J. García, A. Monforti Ferrario, G. Comodi, and J. N. W. Chiu, "Assessing sizing optimality of OFF-GRID AC-linked solar PV-PEM systems for hydrogen production," *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 47, no. 64, pp. 27303-27325, 2022/07/29/ 2022, doi: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2022.06.098>.
- [46] Z. Ma *et al.*, "Economic Evaluation of Solar Powered Hydrogen Production using Convex Programming," in *2021 International Conference on Power System Technology (POWERCON)*: IEEE, 2021, pp. 337-342.
- [47] R. Khezri and A. Mahmoudi, "Review on the state-of-the-art multi-objective optimisation of hybrid standalone/grid- connected energy systems," *IET Generation Transmission & Distribution*, vol. 14, pp. 4285 – 4300, 10/01 2020, doi: 10.1049/iet-gtd.2020.0453.
- [48] H. M. Sultan, A. S. Menesy, S. Kamel, A. Korashy, S. A. Almohaimeed, and M. Abdel-Akher, "An improved artificial ecosystem optimization algorithm for optimal configuration of a hybrid PV/WT/FC energy system," *Alexandria Engineering Journal*, vol. 60, no. 1, pp. 1001-1025, 2021/02/01/ 2021, doi: <https://doi.org/10.1016/j.aej.2020.10.027>.
- [49] F. Sayedin, A. Maroufmashat, S. Sattari, A. Elkamel, and M. Fowler, "Optimization of Photovoltaic Electrolyzer Hybrid systems; taking into account the effect of climate

conditions," *Energy Conversion and Management*, vol. 118, pp. 438-449, 2016, doi: 10.1016/j.enconman.2016.04.021.

## ANNEX 1

# Harvest the Sunshine

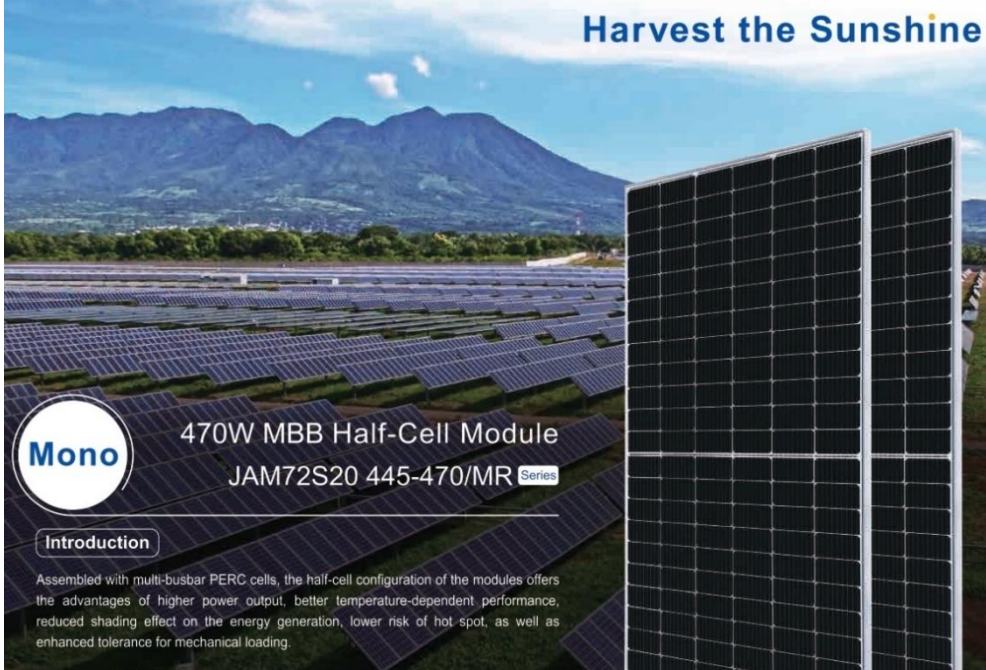



### 470W MBB Half-Cell Module

JAM72S20 445-470/MR Series


**Introduction**

Assembled with multi-busbar PERC cells, the half-cell configuration of the modules offers the advantages of higher power output, better temperature-dependent performance, reduced shading effect on the energy generation, lower risk of hot spot, as well as enhanced tolerance for mechanical loading.







Higher output power



Lower LCOE



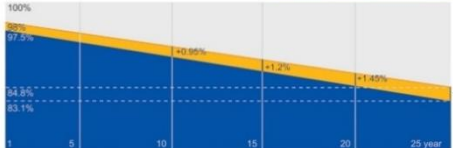
Less shading and lower resistive loss



Better mechanical loading tolerance

**Superior Warranty**

- 12-year product warranty
- 25-year linear power output warranty






0.55% Annual Degradation Over 25 years

■ New linear power warranty ■ Standard module linear power warranty

**Comprehensive Certificates**


- IEC 61215, IEC 61730, UL 61215, UL 61730
- ISO 9001: 2015 Quality management systems
- ISO 14001: 2015 Environmental management systems
- ISO 45001: 2018 Occupational health and safety management systems
- IEC TS 62941: 2016 Terrestrial photovoltaic (PV) modules – Guidelines for increased confidence in PV module design qualification and type approval

JA SOLAR

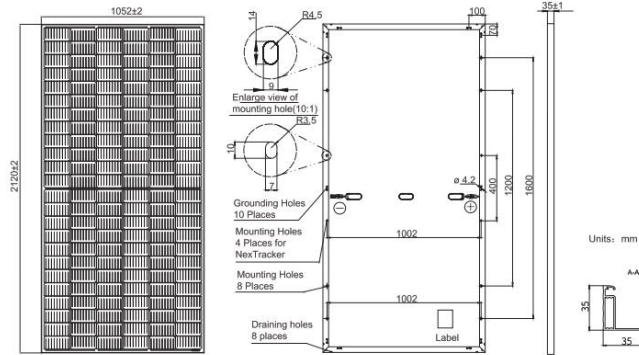
www.jasolar.com

Specifications subject to technical changes and tests.  
JA Solar reserves the right of final interpretation.





## MECHANICAL DIAGRAMS



## SPECIFICATIONS

Cell	Mono
Weight	22.8kg±3%
Dimensions	2120±2mm×1052±2mm×35±1mm
Cable Cross Section Size	4mm <sup>2</sup> (IEC) , 12 AWG(UL)
No. of cells	144 (6×24)
Junction Box	IP68, 3 diodes
Connector	QC 4.10(1000V) QC 4.10-35(1500V)
Cable Length (Including Connector)	Portrait: 300mm(+)/400mm(-); Landscape: 1200mm(+)/1200mm(-)
Front Glass	2.8mm
Packaging Configuration	31pcs/pallet 682pcs/40ft Container

## ELECTRICAL PARAMETERS AT STC

TYPE	JAM72S20 -445/MR	JAM72S20 -450/MR	JAM72S20 -455/MR	JAM72S20 -460/MR	JAM72S20 -465/MR	JAM72S20 -470/MR
Rated Maximum Power(P <sub>max</sub> ) [W]	445	450	455	460	465	470
Open Circuit Voltage(V <sub>oc</sub> ) [V]	49.56	49.70	49.85	50.01	50.15	50.31
Maximum Power Voltage(V <sub>mp</sub> ) [V]	41.21	41.52	41.82	42.13	42.43	42.69
Short Circuit Current(I <sub>sc</sub> ) [A]	11.32	11.36	11.41	11.45	11.49	11.53
Maximum Power Current(I <sub>mp</sub> ) [A]	10.80	10.84	10.88	10.92	10.96	11.01
Module Efficiency [%]	20.0	20.2	20.4	20.6	20.8	21.1
Power Tolerance	0~+5W					
Temperature Coefficient of I <sub>sc</sub> (α <sub>Isc</sub> )	+0.044%/°C					
Temperature Coefficient of V <sub>oc</sub> (β <sub>Voc</sub> )	-0.272%/°C					
Temperature Coefficient of P <sub>max</sub> (γ <sub>Pmp</sub> )	-0.350%/°C					
STC	Irradiance 1000W/m <sup>2</sup> , cell temperature 25°C, AM1.5G					

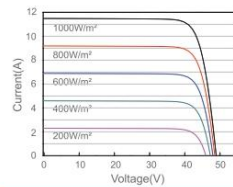
Remark: Electrical data in this catalog do not refer to a single module and they are not part of the offer. They only serve for comparison among different module types.

## ELECTRICAL PARAMETERS AT NOCT

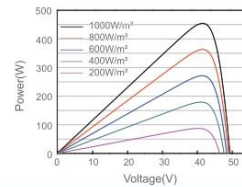
TYPE	JAM72S20 -445/MR	JAM72S20 -450/MR	JAM72S20 -455/MR	JAM72S20 -460/MR	JAM72S20 -465/MR	JAM72S20 -470/MR	OPERATING CONDITIONS	
Rated Max Power(P <sub>max</sub> ) [W]	336	340	344	348	352	355	Maximum System Voltage	1000V/1500V DC
Open Circuit Voltage(V <sub>oc</sub> ) [V]	46.65	46.90	47.15	47.38	47.61	47.84	Operating Temperature	-40 °C ~ +85 °C
Max Power Voltage(V <sub>mp</sub> ) [V]	38.95	39.19	39.44	39.68	39.90	40.10	Maximum Series Fuse Rating	20A
Short Circuit Current(I <sub>sc</sub> ) [A]	9.20	9.25	9.29	9.33	9.38	9.42	Maximum Static Load, Front*	5400Pa(112 lb/ft <sup>2</sup> )
Max Power Current(I <sub>mp</sub> ) [A]	8.64	8.68	8.72	8.76	8.81	8.86	Maximum Static Load, Back*	2400Pa(50 lb/ft <sup>2</sup> )
NOCT	Irradiance 800W/m <sup>2</sup> , ambient temperature 20°C, wind speed 1m/s, AM1.5G						NOCT	45±2 °C
	*For NexTracker installations, Maximum Static Load, Front is 1800Pa while Maximum Static Load, Back is 1800Pa.						Safety Class	Class II
							Fire Performance	UL Type 1

## CHARACTERISTICS

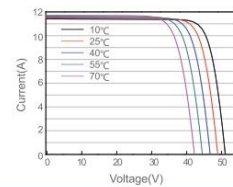
Current-Voltage Curve JAM72S20-455/MR



Power-Voltage Curve JAM72S20-455/MR



Current-Voltage Curve JAM72S20-455/MR





## ANNEX 2

## S-Series

nel<sup>•</sup>

S Series

Hydrogen Generation Systems

PROTON<sup>®</sup> PEM



MODEL	S10	S20	S40
	On-site hydrogen generator in an integrated, automated, site-ready enclosure Load following operation automatically adjusts output to match demand Full differential Pressure, H <sub>2</sub> over O <sub>2</sub>		
ELECTROLYTE			
	Proton Exchange Membrane (PEM) – Caustic-Free		
HYDROGEN PRODUCTION			
Net Production Rate Nm <sup>3</sup> /hr @ 0°C, 1 bar SCF/hr @ 70°F, 1 atm SLPM @ 70°F, 1 atm kg per 24 hours	0.27 Nm <sup>3</sup> /hr 10 SCF/hr 4.8 SLPM 0.58 kg/24hr	0.53 Nm <sup>3</sup> /hr 20 SCF/hr 9.4 SLPM 1.14 kg/24hr	1.05 Nm <sup>3</sup> /hr 40 SCF/hr 18.8 SLPM 2.27 kg/24hr
Delivery Pressure – Nominal	13.8 barg (200 psig)		
Power Consumption by System per Volume of H <sub>2</sub> Gas Produced <sup>1</sup>	6.1 kWh/Nm <sup>3</sup> (16.3 kWh/100 ft <sup>3</sup> )		
Purity (Concentration of Impurities)	99.9995% [H <sub>2</sub> O < 5 ppm, -65°C (-85°F) Dew Point, N <sub>2</sub> < 2 ppm, O <sub>2</sub> < 1 ppm, all other undetectable]		
Turndown Range	0-100% net product delivery (automatic)		
Upgradeability	N/A		
DI WATER REQUIREMENT			
Consumption Rate at Maximum Production	0.26 L/hr (0.08 gal/hr)	0.47 L/hr (0.13 gal/hr)	(0.94 L/hr) (0.25 gal/hr)
Temperature	5-35°C (41-95°F)		
Pressure	1.5-4 barg (21.8-58.0 psig)		
Input Water Quality	Required: ASTM Type II Deionized Water, < 1µS/cm (> 1 MΩ-cm) Preferred: ASTM Type I Deionized Water, < 0.1 µS/cm (> 10 MΩ-cm)		
HEAT LOAD AND COOLANT REQUIREMENT			
Coolant	Air-cooled; ambient air		
Maximum Heat Load	1.1 kW 3,754 BTU/hr	2.2 kW 7,507 BTU/hr	4.3 kW 14,673 BTU/hr
ELECTRICAL SPECIFICATIONS			
Maximum Power Required within Expected System Life	3 kVA	4.5 kVA	8.5 kVA
Electrical Requirements	208-240 VAC, single phase, 50 or 60 Hz		

Model	S10	S20	S40
INTERFACE CONNECTIONS – CONSULT INSTALLATION MANUAL FOR DETAILS			
H <sub>2</sub> Product Port	1/4” CPI™ compression tube fitting, SS		
H <sub>2</sub> /H <sub>2</sub> O Vent Port	1/2” CPI™ compression tube fitting, SS		
O <sub>2</sub> Vent Port	3/8” FNPT		
DI Water Port	1/4” tube push-to-lock, polypropylene		
Drain Port	1/4” tube push-to-lock polypropylene		
Electrical	Connect to on-board circuit breaker		
Communications	Ethernet, 24 VDC dry contacts		
CONTROL SYSTEMS			
Standard Features	• Fully automated, push button start/stop • Automatic fault detection and system depressurization • E-stop • Remote start/stop • On-board H <sub>2</sub> leak detection • Remote communications		
Remote Shutdown	Hardwire input to safety PLC		
PHYSICAL CHARACTERISTICS			
Dimensions W x D x H	Product Est. Shipping	79 cm x 97 cm x 112 cm (31” x 38” x 44”) 97 cm x 114 cm x 137 cm (38” x 45” x 54”)	
Weight	Product Est. Shipping	209 kg (460 lbs) 289 kg (635 lbs)	
IP Rating	IP 22		
ENVIRONMENTAL CONSIDERATIONS – DO NOT FREEZE			
Standard Siting Location	Indoor, level ± 1°, 0-90% RH non-condensing, non-hazardous/non-classified environment		
Storage/Transport Temperature	5-60°C (41-140°F)		
Ambient Temperature Range	5-40°C (41-104°F); Optional: 5-50°C (41-122°F)	5-40°C (41-104°F)	
Altitude Range – Sea Level	1,520 m (5,000 ft)		
Ventilation	Proper ventilation must be provided from a non-hazardous area, at a rate in accordance with IEC60079-10, Zone 2 NE		
SAFETY AND REGULATORY CONFORMITY			
Maximum On-board H <sub>2</sub> Inventory at Full Production	0.016 Nm <sup>3</sup> 0.56 SCF 0.001 kg		
Cabinet Ventilation with Environment	NFPA 69 and EN 1127-1, Clause 6.2 Vent fan draws fresh air up to 28 Nm <sup>3</sup> /min (1,000 ft <sup>3</sup> /min)		
Noise dB(A) at 1 Meter	< 70		
Conformity	cTUVus (UL and CSA equivalent), CE (PED, Mach. Dir., EMC), ISO 22734-1		



Specifications are subject to change. Please contact Nel Hydrogen for solutions to best fit your needs.

<sup>1</sup> Dependent on configuration and operating conditions.

www.nelhydrogen.com | +1.203.949.8697 | info@nelhydrogen.com

MADE IN USA

© 2019 Nel ASA. All Rights Reserved. Nel, number one by nature, Proton, and the Nel and Proton logos are trademarks of Nel ASA or its subsidiaries.



PD-0600-0061 Rev F

## H-Series



## H Series

Proton Exchange Membrane (PEM)  
Hydrogen Generation Systems

MODEL	H2	H4	H6
Description	On-site hydrogen generator in an integrated, automated, site-ready enclosure Load following operation automatically adjusts output to match demand Full differential pressure, H <sub>2</sub> over O <sub>2</sub>		
Electrolyte	Proton Exchange Membrane (PEM) – caustic-free		
HYDROGEN PRODUCTION			
Nominal Production Rate Nm <sup>3</sup> /h @ 0°C, 1 bar SCF/h @ 70°F, 1 atm kg/24 h	2 Nm <sup>3</sup> /h 76 SCF/h 4.31 kg/24 h	4 Nm <sup>3</sup> /h 152 SCF/h 8.63 kg/24 h	6 Nm <sup>3</sup> /h 228 SCF/h 12.94 kg/24 h
Delivery Pressure – Nominal	15 barg (218 psig); Optional 30 barg (435 psig)		
Power Consumption by System per Volume of H <sub>2</sub> Gas Produced <sup>1</sup>	7.3 kWh/Nm <sup>3</sup> (19.2 kWh/100 ft <sup>3</sup> )	7.0 kWh/Nm <sup>3</sup> (18.5 kWh/100 ft <sup>3</sup> )	6.8 kWh/Nm <sup>3</sup> (17.8 kWh/100 ft <sup>3</sup> )
Purity (Concentration of Impurities)	99.9995% [H <sub>2</sub> O < 5 ppm, -65°C (-85°F) Dew Point, N <sub>2</sub> < 2 ppm, O <sub>2</sub> < 1 ppm, all others undetectable]		
Turndown Range	0 to 100% net product delivery (automatic)		
Upgradeability	Field upgradeable to a maximum of 6 Nm <sup>3</sup> /h (228 SCF/h)		N/A
DI WATER REQUIREMENTS			
Consumption Rate at Maximum Production	1.83 L/h (0.50 gal/h)	3.66 L/h (0.96 gal/h)	5.50 L/h (1.42 gal/h)
Temperature	5 to 50°C (41 to 122°F)		
Pressure	1.5 to 4 barg (21.8 to 58 psig)		
Input Water Quality	Required: ASTM Type II Deionized Water, < 1 µS/cm (> 1 MΩ-cm) Preferred: ASTM Type I Deionized Water, < 0.1 µS/cm (> 10 MΩ-cm)		
HEAT LOAD AND COOLANT REQUIREMENTS			
Coolant <sup>2</sup>	Liquid-cooled; non-freezing, non-fouling; 5 to 35°C (41 to 95°F); 25°C cooling water maximum for ambient temperatures above 40°C		
Maximum Heat Load (Cooling Requirement)	8.1 kW (27,368 BTU/h) (2.3 tons refrigeration)	16.1 kW (54,936 BTU/h) (4.6 tons refrigeration)	23.7 kW (80,868 BTU/h) (6.8 tons refrigeration)
Coolant Flowrate	Up to 45 L/min (12 gal/min)	Up to 68 L/min (18 gal/min)	Up to 87 L/min (23 gal/min)
Pressure Drop (at Full Flow)	Up to ~3.4 barg (~50 psig)	Up to ~3.4 barg (~50 psig)	Up to ~3.4 barg (~50 psig)
Maximum Pressure	6.9 barg (100 psig)		
ELECTRICAL SPECIFICATIONS			
Maximum Power Required within Expected System Life	22 kVA	38 kVA	55 kVA
Electrical Requirements	380 to 415 VAC, three phase, 50 Hz or 480 VAC, three phase, 60 Hz		

Model	H2		H4		H6
INTERFACE CONNECTIONS – CONSULT INSTALLATION MANUAL FOR DETAILS					
H <sub>2</sub> Product Port	1/4" compression tube fitting, SS				
H <sub>2</sub> Vent Port	1/2" FNPT, SS				
DI Water Port	1/4" FNPT, SS				
Calibration-Gas Port	1/8" FNPT, brass				
Coolant Supply and Return Ports	1" FNPT, brass				
Drain Port	3/8" FNPT, brass				
Electrical	Electrical terminals at fused disconnect inside electrical compartment				
Communications	Modbus TCP/IP, 24 VDC dry contacts				
CONTROL SYSTEMS					
Standard Features	<div>•Fully automated, push button start/stop</div> <div>•Automatic fault detection and system depressurization</div> <div>•E-stop</div> <div>•Remote start/stop</div> <div>•Remote communications</div> <div>•Optional: current command</div>				
Remote Shutdown	Hardwire input to safety PLC				
PHYSICAL CHARACTERISTICS					
Dimensions W x D x H	Product	180 cm x 81 cm x 191 cm (71" x 32" x 75")			
	Est. Shipping	206 cm x 104 cm x 216 cm (81" x 41" x 85") Note: Add 8 cm (3") to height for installed lifting brackets.			
Weight	Product	682 kg (1,500 lbs)	727 kg (1,600 lbs)	773 kg (1,700 lbs)	
	Est. Shipping	807 kg (1,776 lbs)	858 kg (1,887 lbs)	908 kg (1,998 lbs)	
IP Rating	IP66 for electrical compartment. IP43 for fluids compartment; Upgradeable to IP56.				
ENVIRONMENTAL CONSIDERATIONS – DO NOT FREEZE					
Standard Siting Location	Indoor, level ± 1°, 0 to 90% RH non-condensing, non-hazardous/non-classified environment				
Storage/Transport Temperature	5 to 60°C (41 to 140°F)				
Ambient Temperature Range	5 to 50°C (41 to 122°F)				
Altitude Range – Sea Level	2,000 m (6,562 ft)				
Room Ventilation	Proper ventilation must be provided from a non-hazardous area at a rate consistent with the cabinet ventilation rate listed below				
SAFETY AND REGULATORY CONFORMITY					
Maximum On-board H <sub>2</sub> Inventory at Full Production	0.040 Nm <sup>3</sup> @ 15 barg; 0.08 Nm <sup>3</sup> @ 30 barg 1.5 SCF @ 15 barg; 2.9 SCF @ 30 barg 0.0036 kg @ 15 barg; 0.0069 kg @ 30 barg				
Cabinet Ventilation with Environment	NFPA 69, chapter 8 and EN 1127-1, clause 6.2 Vent fan draws fresh air up to 28 Nm <sup>3</sup> /min (1,000 ft <sup>3</sup> /min)				
Noise dB(A) at 1 Meter	< 83				
Conformity	cTUVus (UL and CSA equivalent), CE (PED, Mach. Dir., EMC), ISO 22734-1				



Specifications are subject to change. Please contact Nel Hydrogen for solutions to best fit your needs.

<sup>1</sup> Dependent on configuration and operating conditions.

<sup>2</sup> Consult Nel Hydrogen Applications Engineering Department for proper installation guidelines.

www.nelhydrogen.com | +1.203.949.8697 | info@nelhydrogen.com

MADE IN USA

© 2021 Nel ASA. All Rights Reserved. Nel and the Nel logo are trademarks of Nel ASA.



PD-0600-0062 Rev I

## C-Series

# nel

## C Series

### Proton Exchange Membrane (PEM) Hydrogen Generation Systems



MODEL	C10	C20	C30
Description	On-site hydrogen generator in two integrated, automated, site-ready enclosures Dual-mode operation (Selectable): <ul style="list-style-type: none"><li>• Load following mode automatically adjusts output 0 to 100% to match demand</li><li>• Tank filling mode operates with power-conservation mode during standby</li></ul> Full differential pressure, H <sub>2</sub> over O <sub>2</sub>		
Electrolyte	Proton Exchange Membrane (PEM) – caustic-free		
HYDROGEN PRODUCTION			
Nominal Production Rate Nm <sup>3</sup> /h @ 0°C, 1 bar SCF/h @ 70°F, 1 atm kg/24 h	10 Nm <sup>3</sup> /h 380 SCF/h 21.6 kg/24 h	20 Nm <sup>3</sup> /h 760 SCF/h 43.3 kg/24 h	30 Nm <sup>3</sup> /h 1,140 SCF/h 65.0 kg/24 h
Delivery Pressure – Nominal	30 barg (435 psig)		
Power Consumption by System per Volume of H <sub>2</sub> Gas Produced <sup>1</sup>	6.2 kWh/Nm <sup>3</sup> (16.3 kWh/100 ft <sup>3</sup> )	6.0 kWh/Nm <sup>3</sup> (15.8 kWh/100 ft <sup>3</sup> )	5.8 kWh/Nm <sup>3</sup> (15.2 kWh/100 ft <sup>3</sup> )
Power Consumed per Mass of H <sub>2</sub> Gas Produced <sup>1</sup>	68.9 kWh/kg	66.7 kWh/kg	64.5 kWh/kg
Purity (Concentration of Impurities)	ISO 14687-1 Type 1 grade C ISO 14687-2 Type 1 grade D 99.9998% [H <sub>2</sub> O < 2 ppm, -72°C (-98°F) Dew Point, N <sub>2</sub> < 2 ppm, O <sub>2</sub> < 1 ppm, all others undetectable]		
Turndown Range	0 to 100% net product delivery (automatic)		
Upgradeability	Field upgradeable to a maximum of 30 Nm <sup>3</sup> /h (1,140 SCF/h)		N/A
DI WATER REQUIREMENTS			
Consumption Rate at Maximum Production	9 L/h (2.4 gal/h)	17.9 L/h (4.7 gal/h)	26.9 L/h (7.1 gal/h)
Temperature	5 to 40°C (41 to 104°F)		
Pressure	1.0 to 4.1 barg (10 to 60 psig)		
Input Water Quality	Required: ASTM Type II Deionized Water, <1 µS/cm (> 1 MΩ-cm) Preferred: ASTM Type I Deionized Water, < 0.1 µS/cm (> 10 MΩ-cm)		
HEAT LOAD AND COOLANT REQUIREMENTS			
Coolant <sup>2</sup>	Liquid cooled; non-freezing, non-fouling; 5 to 35°C (41 to 95°F)		
Maximum Heat Load (Cooling Requirement)	32 kW (109,189 BTU/h) (9.1 tons refrigeration)	64 kW (218,377 BTU/h) (18.2 tons refrigeration)	96 kW (327,566 BTU/h) (27.3 tons refrigeration)
Coolant Flowrate	Up to 92 L/min (24.3 gal/min)	Up to 144 L/min (38 gal/min)	Up to 200 L/min (52.8 gal/min)
Pressure Drop (at Full Flow)	Up to ~1.1 barg (~14.5 psig)		
Maximum Pressure	4.1 barg (60 psig) continuous		
ELECTRICAL SPECIFICATIONS			
Maxium Power Required within Expected System Life	85 kVA	160 kVA	236 kVA
Electrical Requirements	380,400,415 VAC, three phase, 50 Hz (+/- 10% from nominal voltage) 480 VAC, three phase, 60 Hz (+/- 10% from nominal voltage)		



MODEL	C10		C20		C30
INTERFACE CONNECTIONS – CONSULT MECHANICAL INTERFACE DIAGRAM DRAWING PD-9900-0039 FOR DETAILS					
H <sub>2</sub> Product Port	3/8" compression tube fitting, SS				
H <sub>2</sub> Vent Port	1" compression tube fitting, SS				
O <sub>2</sub> Vent Port	1" compression tube fitting, SS				
DI Water Port	1/2" FNPT, SS				
Coolant Supply and Return Ports	Electrolyzer Enclosure: 1 1/2" MNPT, brass (Cell Stack); 1/2" FNPT, brass (Hydrogen Dryer) Power Supply Enclosure: 1 1/2" MNPT, brass (Power Supply Cooling)				
Drain Port	1/2" FNPT, brass				
Electrical	Electrical terminals at fused disconnect inside power supply enclosure				
Communications	Modbus TCP/IP, 24 VDC dry contacts				
CONTROL SYSTEMS					
Standard Features	• Fully automated, push button start/stop • Automatic fault detection and system depressurization • E-stop			• Remote start/stop • On-board H <sub>2</sub> leak detection • Remote communications	
Remote Alarm	Form C relay, 5 A, 250 V, 150 W Maximum rated switching				
Remote Shutdown	Safety circuit trip				
PHYSICAL CHARACTERISTICS					
Dimensions W x D x H	Product	Electrolyzer Enclosure: 252 cm x 116 cm x 201 cm (99" x 46" x 79") Power Supply Enclosure: 169 cm x 103 cm x 201 cm (67" x 41" x 79")			
	Est. Shipping	Electrolyzer Enclosure: 269 cm x 122 cm x 225 cm (106" x 48" x 89") Power Supply Enclosure: 269 cm x 122 cm x 225 cm (106" x 48" x 89")			
Weight	Product	2,734 kg (6,026 lbs)	2,924 kg (6,446 lbs)	3,076 kg (6,781 lbs)	
	Est. Shipping	2,876 kg (6,340 lbs)	3,089 kg (6,810 lbs)	3,241 kg (7,145 lbs)	
IP Rating	Overall unit rating of IP56				
ENVIRONMENTAL CONSIDERATIONS – DO NOT FREEZE					
Standard Siting Location	Indoor/sheltered; level ±1°, 0 to 100% RH non-condensing, non-hazardous/non-classified environment				
Storage/Transport Temperature	5 to 60°C (41 to 140°F)				
Ambient Temperature Range	5 to 40°C (41 to 104°F)				
Altitude Range – Sea Level	2,000 m (6,562 ft)				
Room Ventilation	Proper ventilation must be provided from a non-hazardous area, at a rate inconsistent with the cabinet ventilation rate listed below				
SAFETY AND REGULATORY CONFORMITY					
Maximum On-board H <sub>2</sub> Inventory at Full Production	0.13 Nm <sup>3</sup> 4.9 SCF 0.011 kg	0.17 Nm <sup>3</sup> 6.4 SCF 0.015 kg	0.18 Nm <sup>3</sup> 7 SCF 0.016 kg		
Cabinet Ventilation with Environment	Vent fan draws fresh air up to 8.5 Nm <sup>3</sup> /min (300 ft <sup>3</sup> /min)				
Noise dB(A) at 1 Meter	< 75				
Conformity	cTUVus (UL and CSA equivalent), CE (PED, Mach. Dir., EMC), ISO22734-1				
OPTIONS					
• Factory matched RO/DI water system • Factory matched cooler/chiller • Dew point monitoring	• Low ambient temperature package (-10°C to 40°C)	• High ambient temperature package (5°C to 50°C)	• Equipment orientation • Current command		



Specifications are subject to change. Please contact Nel Hydrogen for solutions to best fit your needs.

<sup>1</sup> Dependent on configuration and operating conditions.

<sup>2</sup> Consult Nel Hydrogen Applications Engineering Department for specific requirements and cooling water temperatures other than 35°C.

www.nelhydrogen.com | +1.203.949.8697 | info@nelhydrogen.com

MADE IN USA

© 2021 Nel ASA. All Rights Reserved. Nel and the Nel logo are trademarks of Nel ASA.



PD-0600-0068 Rev H