

UNIVERSITÉ KASDI MERBAH OUARGLA

Faculté des Hydrocarbures, des Énergies Renouvelables et des
Sciences de la Terre et de l'Univers

Département des Énergies Renouvelables



Mémoire de Master Académique

Domaine : Sciences et Technologie

Filière : Electrotechnique

Spécialité : Énergies Renouvelables en électrotechnique

Présenté par : Faouzi MANSOURI

Khiredine DIFALLAH

Thème

**Comparaison opérationnelle et économique de la maintenance des
systèmes de production autonome : diesel / photovoltaïque**

Soutenu publiquement le : 03 / 06 / 2026

Devant le jury :

Dr. Abada Z' hour	Président	UKM Ouargla
Dr : Aboub. Hania	Encadreur	UKM Ouargla
Dr. Ammari chouaib	Examineur	UKM Ouargla

Année Universitaire : 2025 / 2026

تَشْكُرَات

الحمد لله الذي وفقنا لإتمام هذا العمل المتواضع، ونسأله أن يجعله علما نافعا وخطوة مباركة في مسارنا العلمي والمهني.

نتقدم بخالص الشكر والتقدير إلى الأستاذة المشرفة د. عبيوب هنية على توجيهاتها العلمية، ومتابعتها، وصبرها، وما قدمته لنا من ملاحظات ساعدت في تحسين هذا البحث.

كما نتوجه بالشكر إلى السادة أعضاء لجنة المناقشة على قبولهم تقييم هذا العمل وإثرائه بملاحظاتهم.

ولا يفوتنا أن نشكر أساتذة وإداريي قسم الطاقات المتجددة بكلية المحروقات والطاقات المتجددة، جامعة قاصدي مرباح ورقلة، وكل من ساعدنا من قريب أو بعيد

إهداء

نهدي هذا العمل إلى الوالدين الكريمين، عرفانا بتضحياتهما ودعواتهما الصادقة، وإلى العائلة الكريمة التي كانت سنداً دائماً في كل مراحل الدراسة.

كما نهديه إلى كل طالب وباحث يسعى إلى خدمة الجزائر في مجال الطاقات المتجددة، وإلى كل مهندس يعمل في الميدان من أجل إيصال الطاقة إلى المناطق المعزولة وتحسين موثوقية أنظمتها.

الطالبان: منصوري فوزي و ضيف الله خير الدين

Table des matières

Titre	Page
Remerciements	I
Dédicace	I
Table des matières	II
Liste des FIGURES	V
Liste des tableaux	IV
Liste des abréviations	IIV
Introduction Générale	1
Chapitre I : Contexte énergétique des systèmes de production autonome	
I.1 Introduction	2
I.2 Besoins en énergie en sites isolés	2
I.3 Définition d'un système autonome	3
I.4 Types de systèmes autonomes	5
I.4.1 Systèmes à source unique	5
I.4.2 Systèmes Hybrides	6
I.4.3 Micro-réseaux (Microgrids)	6
I.5 Composition d'un système diesel (groupe électrogène)	7
I.5.1 Le moteur à combustion interne	7
I.5.2 L'alternateur (génératrice synchrone)	7
I.5.3 Systèmes auxiliaires essentiels	8
I.5.4 Contrôle-commande et protection	8
I.6.1 Le champ photovoltaïque	9
I.6.2 Le système de stockage (parc de batteries)	9
I.6.3 L'électronique de puissance : Régulateur et Onduleur	9
I.6.4 Câblage et protections	10
I.7 Comparaison technique préliminaire entre diesel et PV	10
I.7.1 Dynamique de fonctionnement et pilotabilité	10
I.7.2 Profil de maintenance	10
I.7.3 Efficacité et environnement	11
I.8 Problématiques énergétiques et besoins en maintenance	11
I.8.1 La dégradation des performances	11
I.8.2 L'impact de l'environnement local	12
I.8.3 Le défi logistique de la maintenance	12
I.9 Conclusion	12
Chapitre II : Description technique de maintenance des systèmes autonomes Diesel et PV	
II.1 Introduction	13

II.2 Fonctionnement du groupe électrogène diesel	13
II.2.1 Principes fondamentaux de la conversion d'énergie	14
II.2.2 Composants principaux et sous-systèmes techniques	15
II.2.3 Enjeux de la maintenance opérationnelle et modes de défaillance	16
II.3 Caractéristiques du groupe électrogène	17
II.3.1 Enroulements inducteurs	17
II.3.2 Consommation spécifique de carburant (SFC)	17
II.3.3 Rendement global du système	18
II.3.4 Caractéristiques de puissance et déclassements	19
II.3.5 Modélisation de la fiabilité et MTBF	20
II.3.6 Groupes à vitesse variable	20
II.4 Fonctionnement du système photovoltaïque	21
II.4.1 L'effet photovoltaïque et physique des semi-conducteurs	21
II.4.2 Facteurs influençant la production d'énergie	22
II.4.3 Modélisation et circuit équivalent d'une cellule PV	23
II.4.4 Paramètres et caractéristiques électriques d'une cellule PV	25
II.4.5 Systèmes de stockage d'énergie par batteries	28
II.4.6 Enjeux de maintenance du système PV et batteries	29
II.5 Stratégies de maintenance (Préventive, Corrective, Prédictive)	30
II.6 Indicateurs de fiabilité et maintenabilité (MTBF, MTTR, Disponibilité)	32
II.7 Application de la maintenance aux systèmes Diesel et PV	34
II.8 Comparaison technique et opérationnelle	36
II.9 Conclusion	38
Chapitre III : Étude appliquée et analyse comparative	
III.1 Introduction	39
III.2 Présentation du site d'étude	39
III.3 Méthodologie de l'étude et outil de modélisation HOMER Pro	41
III.4 Profil de charge électrique (Load Profile)	41
III.5 Étude de maintenance du groupe électrogène	42
III.5.1 Maintenance préventive	42
III.5.2 Révision générale après 10 ans	43
III.6 Simulation du système à groupes électrogènes Diesel	44
III.6.1 Paramétrage du système sous HOMER Pro	44
III.6.2 Stratégie de fonctionnement du système	45
III.6.3 Résultats de simulation	46
III.6.3.1 Résultats économiques	46
III.6.3.2 Résultats électriques	47
III.6.3.3 Résultats du groupe électrogène principal (GE-1)	47
III.6.3.4 Résultats de consommation de carburant	48

III.6.3.5 Résultats des émissions	48
III.6.4 Analyse des Performances du Système Diesel	49
III.7 Simulation du système hybrid	49
III.7.1 Paramétrage du système sous HOMER Pro	49
III.7.2 Stratégie de Fonctionnement du Système	51
III.7.3 Résultats de simulation	52
III.7.3.1 Résultats économiques	52
III.7.3.2 Indicateurs de Comparaison Économique	53
III.7.3.3 Résultats Électriques	53
III.7.3.4 Résultats du Groupe Diesel en Appoint	54
III.7.3.5 Résultats du Système de Stockage (Batteries)	54
III.7.3.6 Résultats de la Pénétration Renouvelable	55
III.7.4 Analyse des Performances du Système hybrid	56
III.8 Analyse Économique des Systèmes Étudiés	56
III.9 Analyse Environnementale des Systèmes Étudiés	57
III.10 Analyse Comparative des Deux Systèmes	57
III.10.1 Comparaison Technique	57
III.10.2 Comparaison Économique	58
III.10.3 Fiabilité et Continuité de Service	59
III.11 Discussion des Résultats	60
III.12 Conclusion	61
Conclusion générale	63
Bibliographiques	
Annexe	

LISTE DES FIGURES

FIGURES	p
Figure I.1 : Graphique comparatif du coût de l'extension du réseau vs systèmes autonomes en fonction de la distance.	2
Figure I.2 : Schéma fonctionnel d'un système de production d'énergie autonome (off-grid) incluant panneaux PV, batteries, onduleur et générateur diesel.	4
Figure I.3 : Comparaison technique entre générateur diesel et système photovoltaïque autonome.	5
Figure I.4 : Configuration d'un système hybride PV/Diesel/Batterie modélisé sous HOMER.	6
Figure I.5 : Schéma du système de refroidissement d'un groupe électrogène diesel — composants principaux.	8
Figure I.6 : Principe de fonctionnement d'un régulateur de charge MPPT dans un système photovoltaïque autonome.	10
Figure I.7 : Comparaison des coûts et des émissions de CO ₂ entre générateur diesel et système photovoltaïque autonome.	11
Figure II.1 : Les composants principaux du groupe électrogène	15
Figure II.2 : diagramme de sankey de la conversion d'énergie et des pertes thermiques d'un groupe diesel	16
Figure II.3 : Architecture détaillée et vue éclatée d'un groupe électrogène diesel industriel	
Figure II.4 : Facteurs de déclassement en puissance d'un GE en fonction de la température et de l'altitude.	19
Figure II.5 : Principe de l'effet photovoltaïque et structure d'une cellule à jonction P-N.	22
Figure II.6 : Modèle équivalent d'une cellule photovoltaïque.	24
Figure II.7 : Courbe caractéristique $I=f(V)$ d'une cellule PV.	26
Figure II.8 : Courbe caractéristique $P=f(V)$ d'une cellule PV.	26
Figure II.9 : Évolution des stratégies de maintenance : de la réaction à la prédiction (Courbe P-F).	32
Figure II.10 : Relation temporelle entre MTBF, MTTR, MTTF et temps de cycle d'un équipement.	34
Figure II.11 : Inspection thermographique par drone d'une centrale photovoltaïque révélant des points chauds.	36
Figure III.1 : Ressource solaire GHI du site de Hassi Messaoud – données NASA.	40
Figure III.2 : Vue générale du site de forage étudié.	40
Figure III.3 : Paramètres du groupe électrogène CAT-1500kVA-50Hz-PP.	45
Figure III.4 : Récapitulatif des coûts du système diesel par composant – Cost Summary.	46
Figure III.5 : Profil annuel de consommation de carburant du système diesel – Fuel Summary.	48
Figure III.6 : Paramètres du système de stockage Generic 1kWh Lead Acid.	49
Figure III.7 : Paramétrage du champ photovoltaïque générique .	50
Figure III.8 : Paramétrage du convertisseur de puissance.	50
Figure III.9 : Récapitulatif des coûts du système Hybrid	52
Figure III.10 : Production électrique mensuelle du système hybride.	54
Figure III.11: État de charge annuel du parc de batteries.	55
Figure III.12 : Comparaison des flux de trésorerie cumulés sur 25 ans.	58

LISTE DES TABLEAUX

TABLEAUX	P
Tableau II.1 : Comparaison technique et opérationnelle entre Groupe Électrogène Diesel et Système Photovoltaïque.	37
Tableau III.1 : Paramètres du profil de charge électrique.	42
Tableau III.2 : Coûts de la maintenance préventive du groupe électrogène.	43
Tableau III.3 : Coût de la révision générale du groupe électrogène.	44
Tableau III.4 : Paramètres de simulation du système diesel (Base Case).	45
Tableau III.5 : Résultats économiques du système diesel (Base Case).	46
Tableau III.6 : Résultats électriques du système diesel.	47
Tableau III.7 : Paramètres opérationnels des groupes électrogènes.	47
Tableau III.8 : Bilan de consommation de carburant du système diesel.	48
Tableau III.9 : Émissions polluantes annuelles du système diesel.	48
Tableau III.10 : Paramètres du champ photovoltaïque.	51
Tableau III.11 : Paramètres du système de stockage par batteries.	51
Tableau III.12 : Paramètres du convertisseur de puissance.	51
Tableau III.13 : Résultats économiques du système Hybrid	52
Tableau III.14 : Indicateurs de rentabilité du système PV + Batteries vs Diesel.	53
Tableau III.15 : Résultats électriques du système PV + Batteries.	53
Tableau III.16 : Paramètres opérationnels du diesel dans le système hybride.	54
Tableau III.17 : Résultats du système de stockage par batteries.	55
Tableau III.18 : Indicateurs de pénétration renouvelable du système hybride.	55
Tableau III.19 : Comparaison économique globale des deux systèmes.	56
Tableau III.20 : Comparaison des émissions polluantes annuelles.	57
Tableau III.21 : Comparaison technique des deux systèmes.	57
Tableau III.22 : Comparaison économique synthétique.	59
Tableau III.23 : Comparaison de la fiabilité et continuité de service.	59

Liste des abréviations

AC	: Courant Alternatif (Alternating Current)
AVR	: Régulateur Automatique de Tension (Automatic Voltage Regulator)
BMS	: Système de Gestion de Batterie (Battery Management System)
BOS	: Balance of System (Équipements auxiliaires du système PV)
CAPEX	: Dépenses d'Investissement (Capital Expenditure)
CO₂	: Dioxyde de Carbone
DC	: Courant Continu (Direct Current)
DOD	: Profondeur de Décharge (Depth of Discharge)
EMS	: Système de Gestion de l'Énergie (Energy Management System)
EVA	: Éthylène Acétate de Vinyle (encapsulant des modules PV)
GE	: Groupe Électrogène
IoT	: Internet des Objets (Internet of Things)
LHV	: Pouvoir Calorifique Inférieur (Lower Heating Value)
LCOE	: Coût Actualisé de l'Énergie (Levelized Cost of Energy)
MPPT	: Poursuite du Point de Puissance Maximale (Maximum Power Point Tracking)
MTBF	: Temps Moyen Entre Pannes (Mean Time Between Failures)
MTTF	: Temps Moyen Avant Défaillance (Mean Time To Failure)
MTTR	: Temps Moyen de Réparation (Mean Time To Repair)
NO_x	: Oxydes d'Azote
NPC	: Coût Actuel Net (Net Present Cost)
OPEX	: Dépenses d'Exploitation (Operational Expenditure)
PBP	: Délai de Récupération de l'Investissement (Payback Period)
PID	: Dégradation par Potentiel Induit (Potential Induced Degradation)
PMH	: Point Mort Haut (Position du piston dans un moteur)
PV	: Photovoltaïque
ROI	: Retour sur Investissement (Return on Investment)
SFC	: Consommation Spécifique de Carburant (Specific Fuel Consumption)
SOC	: État de Charge (State of Charge)
STC	: Conditions Standards de Test (Standard Test Conditions : G=1000 W/m ² , T=25°C, AM=1.5)
VSG	: Groupe à Vitesse Variable (Variable Speed Generator)

Introduction Générale

Introduction Générale

La transition vers des énergies décarbonées est indispensable pour le développement, particulièrement dans les zones isolées du Sud de l'Algérie qui dépendent encore de solutions thermiques autonomes. Bien que le pays dispose d'un gisement solaire exceptionnel de plus de 3 000 heures par an, l'adoption du photovoltaïque impose un changement radical de modèle. Dès lors, la maintenance des installations solaires devient le garant stratégique indispensable pour assurer la rentabilité, la performance et la viabilité à long terme de ces investissements dans les régions reculées.

Le Problème : Chaque système présente des contraintes critiques : le groupe diesel exige une maintenance mécanique lourde et difficile d'accès en zone isolée, tandis que le photovoltaïque subit des pertes de rendement majeures dues à la chaleur, à la poussière et à la fragilité de ses composants électroniques.

L'objectif est d'évaluer scientifiquement le cycle de vie complet, la fiabilité technique et la rentabilité économique à long terme de ces deux technologies afin de fournir des données concrètes pour optimiser le mix énergétique et guider les décideurs sur le terrain.

Ce premier chapitre pose le cadre général de l'étude en présentant un panorama complet de la production d'énergie en Algérie, tout en insistant sur les spécificités et les défis de l'électrification des zones isolées. Il expose également les fondements théoriques essentiels des deux technologies étudiées, à savoir les groupes électrogènes diesel et les installations photovoltaïques, avant d'introduire les concepts clés de la fiabilité et de la maintenance industrielle appliqués au domaine énergétique.

Considéré comme le cœur technique du mémoire, ce deuxième chapitre se consacre à l'analyse détaillée des composants et des stratégies de maintenance de chaque système. D'une part, il décortique les cycles d'entretien des groupes diesel, allant de la maintenance préventive de premier niveau jusqu'aux révisions majeures. D'autre part, il examine les besoins propres au photovoltaïque, tels que le nettoyage des modules, la vérification des structures et la maintenance prédictive des onduleurs, le tout en s'appuyant sur des modèles mathématiques pour évaluer la disponibilité technique de chaque configuration .

Ce dernier chapitre est dédié à l'évaluation financière et à la confrontation des deux solutions à travers une méthodologie basée sur le coût actualisé de l'énergie. En croisant les données techniques et économiques, il met en évidence les seuils de rentabilité ainsi que les avantages comparatifs de chaque mode de production. Ce chapitre se conclut par une discussion des résultats qui permet de répondre rigoureusement à la problématique initiale, tout en ouvrant des perspectives de recherche pour le développement des micro-réseaux hybrides.

Chapitre I : Contexte énergétique des systèmes de production autonome

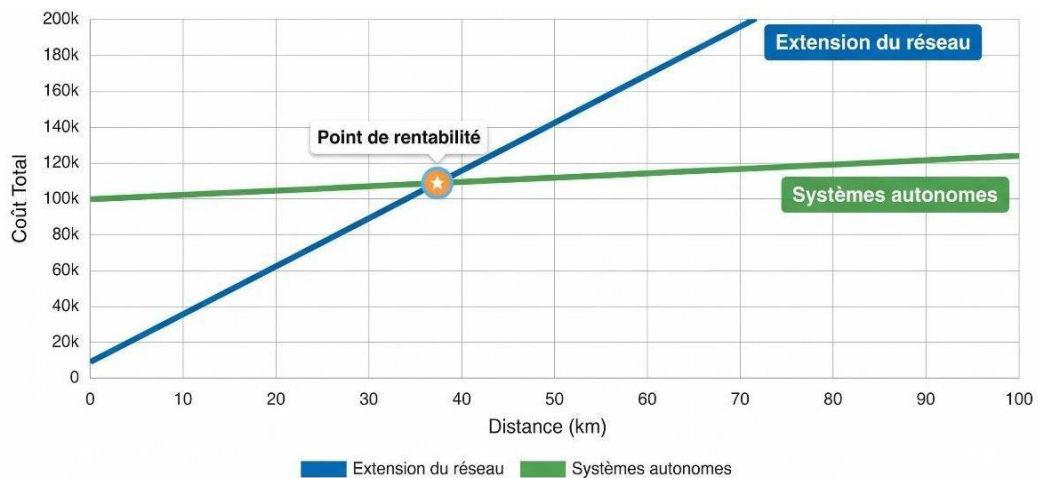
I.1.Introduction

L'accès à l'énergie constitue un pilier fondamental du développement socio-économique moderne. Dans un monde de plus en plus interconnecté, la dépendance vis-à-vis de l'électricité ne cesse de croître, touchant tous les aspects de la vie quotidienne, de l'éducation à la santé, en passant par l'industrie et les services. Cependant, malgré les progrès technologiques et les investissements massifs dans les infrastructures énergétiques, une part significative de la population mondiale, particulièrement dans les régions rurales et reculées, demeure privée d'un accès fiable au réseau électrique national. Ce chapitre pose les bases théoriques nécessaires à la compréhension des systèmes de production autonome, en examinant d'abord les besoins spécifiques des sites isolés, puis en définissant les contours techniques de ces systèmes avant d'en explorer les différentes typologies.

I.2 Besoins en énergie en sites isolés

La problématique de l'électrification rurale et des sites isolés représente l'un des défis majeurs du XXI^e siècle, particulièrement dans les pays en développement. Un site est qualifié d'isolé lorsqu'il se trouve géographiquement éloigné des infrastructures de transport et de distribution d'électricité existantes, rendant son raccordement au réseau national techniquement complexe ou économiquement prohibitif.

L'extension du réseau électrique conventionnel vers ces zones se heurte souvent à des obstacles insurmontables. D'un point de vue économique, le coût par kilomètre de ligne haute ou moyenne tension est extrêmement élevé, surtout lorsque le relief est accidenté (montagnes, zones forestières denses) ou que la densité de population est faible. Le retour sur investissement pour les opérateurs de réseau est alors quasi nul, car la demande énergétique de ces petites communautés ne permet pas de couvrir les frais de maintenance et d'amortissement des infrastructures lourdes. [1]



Graphique comparatif des coûts économiques sur la distance.

Figure I.1 : Graphique comparatif du coût de l'extension du réseau vs systèmes autonomes en fonction de la distance. [1]

D'un point de vue social, l'absence d'électricité condamne ces régions à une forme de pauvreté énergétique qui freine tout essor économique. Les besoins sont pourtant vitaux dans plusieurs domaines essentiels :

- Santé : La conservation des vaccins et des médicaments nécessite une chaîne du froid ininterrompue, impossible sans électricité. L'éclairage des centres de santé permet des interventions nocturnes sécurisées.
- Éducation : L'accès aux outils numériques et l'éclairage des salles de classe après le coucher du soleil améliorent considérablement les conditions d'apprentissage.
- Agriculture et Eau : Le pompage de l'eau pour l'irrigation ou la consommation humaine, ainsi que la transformation locale des produits agricoles, exigent une source de puissance motrice fiable.
- Communication : Le maintien des réseaux de télécommunication mobiles est essentiel pour briser l'isolement géographique.

Face à ces enjeux, les solutions de production d'énergie décentralisées ou autonomes s'imposent comme l'alternative la plus viable. Elles permettent de répondre localement à une demande croissante tout en évitant les pertes en ligne inhérentes au transport sur de longues distances. La fiabilité de ces solutions est cruciale, car toute défaillance impacte directement la résilience énergétique de ces communautés fragiles [1]. La norme IEEE Std 493 souligne d'ailleurs l'importance de concevoir des systèmes robustes capables de répondre aux

exigences de disponibilité dans les applications industrielles et commerciales critiques, principes qui s'appliquent tout autant aux micro-réseaux isolés [2].

I.3 Définition d'un système autonome

Un système de production d'énergie autonome, souvent désigné sous le terme de système off-grid ou stand-alone, se définit comme une installation technique capable de générer, de réguler et de distribuer de l'électricité de manière totalement indépendante de tout réseau électrique centralisé. Contrairement aux installations raccordées au réseau qui utilisent ce dernier comme un réservoir infini de puissance ou comme un tampon, le système autonome doit assurer l'équilibre parfait entre la production et la consommation à chaque instant[3].

La structure fondamentale d'un tel système repose sur l'interaction de plusieurs blocs fonctionnels essentiels :

- La source de production : Elle peut être renouvelable (photovoltaïque, éolien, micro-hydraulique) ou thermique (groupe électrogène diesel). Dans de nombreux cas, la combinaison de plusieurs sources permet de compenser l'intermittence des énergies naturelles.

- Le système de stockage : Puisque la production (notamment solaire ou éolienne) ne coïncide pas nécessairement avec la courbe de charge des utilisateurs, le stockage (généralement par batteries électrochimiques) est impératif pour garantir la continuité du service, particulièrement durant la nuit ou lors de périodes de faible ressource.
- La conversion de puissance : Les onduleurs et les régulateurs de charge jouent un rôle pivot. Ils transforment l'énergie (souvent produite en courant continu par les panneaux PV ou stockée dans les batteries) en un courant alternatif compatible avec les appareils domestiques ou industriels standards. La fiabilité de ces onduleurs est un point critique pour la pérennité du système [3].
- Le système de gestion et de contrôle : Véritable cerveau de l'installation, il supervise les flux d'énergie, protège les batteries contre les décharges profondes et décide, dans le cas des systèmes hybrides, du démarrage des sources de secours.

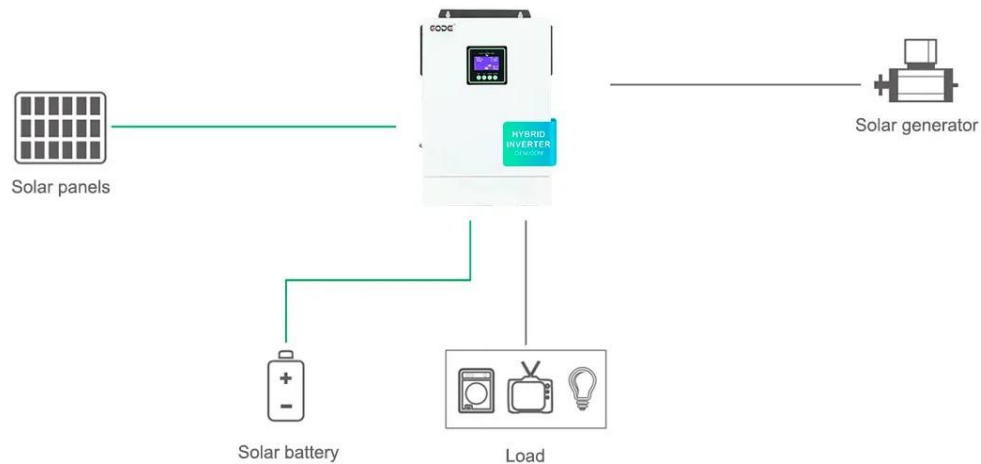


Figure I.2 : Schéma fonctionnel d'un système de production d'énergie autonome (off-grid) incluant panneaux PV, batteries, onduleur et générateur diesel [2].

L'autonomie énergétique implique une responsabilité accrue en termes de dimensionnement et de maintenance. Un système sous-dimensionné entraînera des coupures fréquentes, tandis qu'un surdimensionnement excessif rendra le projet économiquement non viable. La disponibilité du système est souvent mesurée par des indicateurs de fiabilité tels que le temps moyen entre pannes (MTBF) et le temps moyen de réparation (MTTR), des concepts qui seront approfondis dans le cadre de la maintenance préventive [4], [5]. La norme NFPA 110 précise également les exigences strictes pour les systèmes de secours et d'urgence, soulignant que la sécurité des personnes dépend directement de la fiabilité de la source d'énergie autonome [6].

En somme, un système autonome n'est pas simplement une addition de composants, mais une entité dynamique qui doit être capable de s'adapter aux variations climatiques et aux fluctuations de la demande tout en garantissant une qualité d'énergie (tension et fréquence) stable et sécurisée.

I.4 Types de systèmes autonomes

La classification des systèmes autonomes s'opère généralement selon la nature de leurs sources d'énergie et leur configuration architecturale. On distingue principalement trois grandes familles, chacune présentant des avantages et des contraintes spécifiques en termes de coût, de maintenance et d'impact environnemental.

I.4.1 Systèmes à source unique

Ces systèmes reposent sur une seule technologie de production. Les systèmes photovoltaïques purs sont très répandus pour l'électrification rurale individuelle (Solar Home Systems) ou pour de petites infrastructures communautaires. Ils se composent de panneaux PV, d'un régulateur de charge, d'un parc de batteries et d'un onduleur. Leur principal avantage réside dans la quasi-absence de pièces en mouvement, ce qui réduit théoriquement les besoins en maintenance lourde, bien que l'entretien des batteries et le nettoyage des panneaux restent indispensables [7], [8]. Cependant, leur dépendance totale à l'ensoleillement nécessite un stockage volumineux pour couvrir les périodes de mauvais temps prolongées.

Les groupes électrogènes diesel seuls constituent historiquement la solution standard pour les sites isolés. Le groupe diesel offre une puissance pilotable et constante, indépendante des conditions climatiques. Toutefois, cette solution est pénalisée par des coûts d'exploitation élevés liés au prix du carburant et à son transport vers des zones reculées, ainsi que par une maintenance mécanique fréquente et rigoureuse. La consommation de carburant reste un facteur d'optimisation majeur, car les groupes diesel sont souvent moins efficaces lorsqu'ils fonctionnent à faible charge.

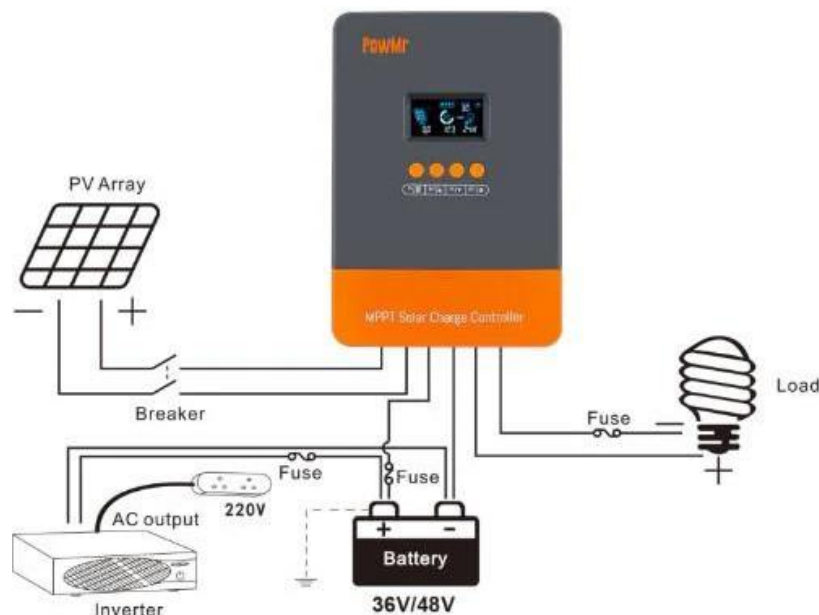


Figure I.3 : Comparaison technique entre générateur diesel et système photovoltaïque autonome [8].

I.4.2 Systèmes Hybrides

Les systèmes hybrides combinent au moins deux sources d'énergie, le plus souvent une source renouvelable intermittente et une source thermique pilotable, associée à un stockage par batteries. La configuration la plus courante en site isolé est le système PV/Diesel/Batterie.

L'objectif de l'hybridation est double : maximiser la part du renouvelable pour réduire les coûts de carburant et l'empreinte carbone, tout en garantissant une sécurité d'approvisionnement totale grâce au groupe diesel qui intervient en cas de déficit solaire ou de batterie déchargée [9]. La gestion de ces systèmes est complexe et nécessite des stratégies de contrôle sophistiquées pour optimiser le cycle de vie des batteries et minimiser les démarrages du groupe électrogène [10], [11]. L'optimisation du dimensionnement de ces micro-réseaux hybrides est un sujet de recherche intense, visant à trouver le meilleur compromis entre le coût actualisé de l'énergie (LCOE) et la fiabilité du système.

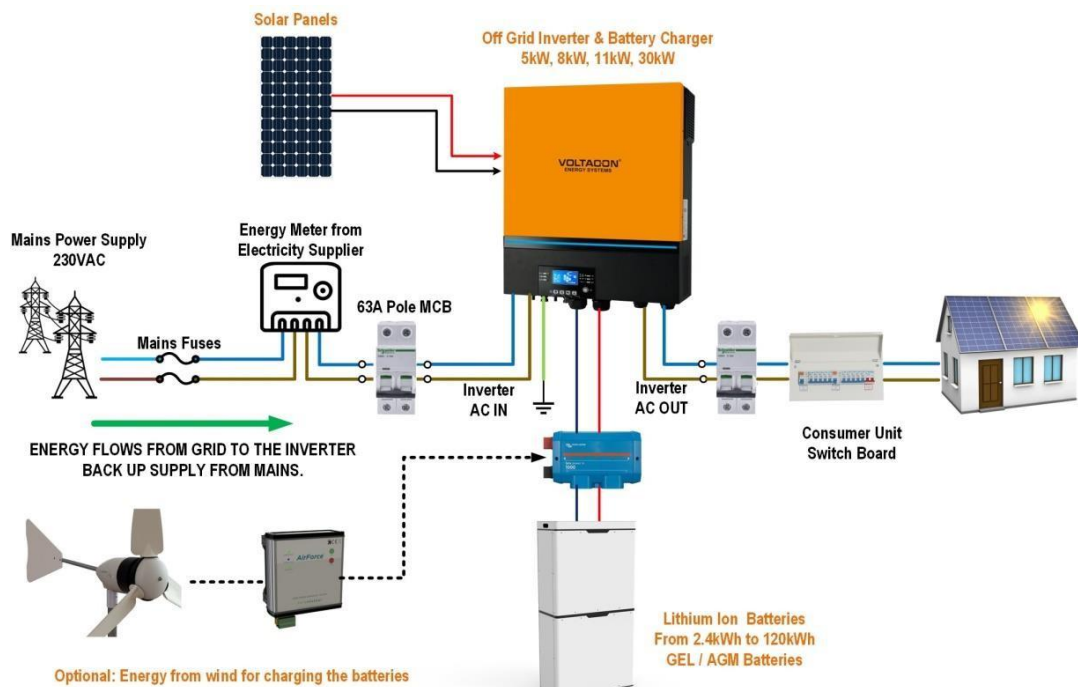


Figure I.4 : Configuration d'un système hybride PV/Diesel/Batterie modélisé sous HOMER

I.4.3 Micro-réseaux (Microgrids)

Un micro-réseau est une extension du concept de système autonome à l'échelle d'un village ou d'une zone industrielle. Il interconnecte plusieurs producteurs et plusieurs consommateurs au sein d'un réseau local intelligent. Contrairement aux systèmes individuels, le micro-réseau permet une mutualisation des ressources. Par exemple, l'excédent de production d'un bâtiment peut alimenter un autre bâtiment dont la demande est plus élevée.

Ces structures intègrent souvent des fonctions avancées de gestion de la demande (Demand Side Management) pour lisser les pics de consommation et améliorer l'efficacité globale du système. La résilience de ces micro-réseaux face aux pannes de composants individuels en fait une solution d'avenir pour l'électrification durable des territoires isolés [12].

L'étude approfondie de ces différentes configurations montre que le choix technologique dépend non seulement de la ressource disponible localement, mais aussi des capacités de maintenance sur place. C'est précisément cette dimension opérationnelle et technique que nous explorerons dans les chapitres suivants, en nous concentrant sur les stratégies de maintenance indispensables pour assurer la longévité de ces investissements énergétiques.

I.5 Composition d'un système diesel (groupe électrogène)

Le groupe électrogène diesel (GE) constitue la solution de secours ou de production principale la plus éprouvée pour les sites isolés. Sa robustesse et sa capacité à fournir une puissance constante indépendamment des aléas climatiques en font un composant central de la résilience énergétique [1]. Techniquement, un groupe électrogène est une machine tournante qui convertit l'énergie chimique d'un combustible fossile en énergie mécanique, puis en énergie électrique. Sa structure se décompose en plusieurs sous-systèmes critiques dont la fiabilité conditionne la disponibilité globale de l'installation [13].

I.5.1 Le moteur à combustion interne

Le cœur du système est le moteur diesel, fonctionnant généralement selon le cycle à quatre temps. Contrairement au moteur à essence, l'allumage est provoqué par la compression de l'air, ce qui nécessite une construction plus massive et robuste pour supporter des pressions élevées. Les composants principaux incluent le bloc-moteur, les pistons, le vilebrequin et le système de distribution. La performance du moteur est intimement liée à son régime de fonctionnement ; une utilisation prolongée à faible charge (moins de 30 % de la puissance nominale) peut entraîner un encrassement prématuré par vitrification des cylindres, augmentant ainsi les besoins en maintenance curative [12].

I.5.2 L'alternateur (génératrice synchrone)

L'alternateur est couplé mécaniquement au moteur. Il transforme l'énergie mécanique de rotation en électricité par induction électromagnétique. Dans la plupart des applications autonomes, on utilise des alternateurs synchrones sans balais (brushless) pour limiter l'usure mécanique. Un régulateur de tension automatique (AVR) supervise l'excitation de l'alternateur pour maintenir une tension de sortie stable, malgré les variations brutales de la charge [11]. La qualité du bobinage et l'isolation thermique sont des facteurs déterminants pour la durée de vie de ce composant [2].

I.5.3 Systèmes auxiliaires essentiels

Un groupe électrogène ne peut fonctionner de manière fiable sans ses systèmes de support :

- Système d'alimentation en carburant : Comprend le réservoir journalier, les pompes d'injection et les filtres. La propreté du carburant est vitale ; la présence d'eau ou d'impuretés peut endommager irrémédiablement les injecteurs [14].
- Système de refroidissement : Généralement composé d'un radiateur, d'un ventilateur et d'une pompe à eau. Une défaillance du thermostat ou une fuite de liquide de refroidissement est l'une des causes les plus fréquentes d'arrêt d'urgence [10].
- Système de lubrification : Assure la réduction des frottements et l'évacuation des calories internes via l'huile moteur. Le remplacement périodique des filtres et de l'huile constitue la base de la maintenance préventive systématique [9].
- Système de démarrage : Repose sur des batteries de démarrage et un démarreur électrique. La fiabilité de ces batteries est critique, car leur défaillance empêche toute mise en service du groupe lors d'une coupure de courant [6].

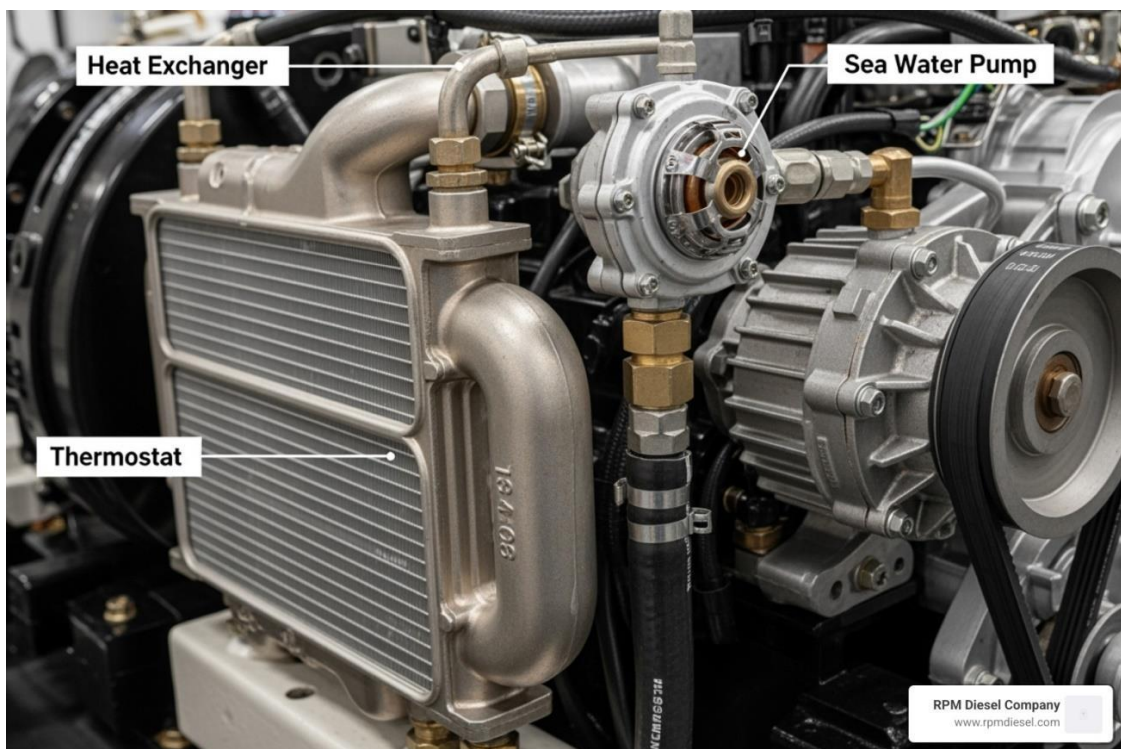


Figure I.5 : Schéma du système de refroidissement d'un groupe électrogène diesel — composants principaux

I.5.4 Contrôle-commande et protection

Le panneau de contrôle gère le cycle de démarrage et d'arrêt, surveille les paramètres critiques (pression d'huile, température, vitesse, fréquence) et assure la protection électrique (disjoncteurs). Les systèmes modernes intègrent des modules de

communication pour le suivi à distance, permettant une gestion optimisée de la consommation de carburant et une détection précoce des anomalies par l'analyse de données [9], [15].

I.6 Structure d'un système photovoltaïque autonome

À l'opposé du groupe diesel, le système photovoltaïque (PV) autonome exploite une ressource inépuisable et propre : le rayonnement solaire. Sa structure est modulaire et statique, ce qui simplifie certains aspects de la maintenance tout en introduisant des défis spécifiques liés à la variabilité de la source et à la complexité de l'électronique de puissance [7].

I.6.1 Le champ photovoltaïque

Il est constitué de modules solaires interconnectés en série (chaînes ou strings) et en parallèle pour atteindre les niveaux de tension et de courant souhaités. La technologie la plus répandue est le silicium cristallin (monocristallin ou polycristallin). Le comportement électrique du champ PV est modélisé par des équations physiques, souvent représentées par

le modèle à une diode qui permet d'extraire les paramètres caractéristiques tels que le courant de court-circuit, la tension de circuit ouvert et le facteur de forme. L'efficacité du champ dépend directement de l'irradiation reçue et de la température des cellules ; une augmentation de la température dégrade significativement la tension de sortie [12].

I.6.2 Le système de stockage (parc de batteries)

Le stockage est le maillon faible et le plus coûteux du système autonome. Il assure la continuité de l'alimentation durant les périodes d'obscurité ou de faible ensoleillement. Les batteries au plomb-acide restent communes pour leur maturité, bien que les technologies Lithium-ion (LiFePO₄) s'imposent de plus en plus grâce à leur densité énergétique supérieure et leur meilleure cyclabilité. La gestion de la charge et de la décharge est cruciale pour éviter les décharges profondes qui réduisent drastiquement la durée de vie des accumulateurs [16].

I.6.3 L'électronique de puissance : Régulateur et Onduleur

Ces composants assurent l'interface intelligente entre la production, le stockage et la consommation. Le régulateur de charge (MPPT) optimise l'extraction de puissance du champ PV en recherchant le point de puissance maximale (Maximum Power Point Tracking) et gère la charge sécurisée des batteries. L'onduleur autonome (Stand-alone Inverter) transforme le courant continu (DC) des batteries en courant alternatif (AC) sinusoïdal. Contrairement aux onduleurs raccordés au réseau, il doit être capable de former le réseau local et de supporter des courants d'appel importants liés au démarrage de moteurs ou de pompes. La fiabilité des onduleurs est souvent le facteur limitant de la

disponibilité technique des systèmes PV [16], [3]. Les contraintes thermiques sur les condensateurs et les semi-conducteurs de puissance sont les principales causes de défaillance identifiées .



Figure I.6 : Principe de fonctionnement d'un régulateur de charge MPPT dans un système photovoltaïque autonome. [6]

I.6.4 Câblage et protections

Le système inclut des dispositifs de protection contre les surtensions (parafoudres), les courts-circuits (fusibles et disjoncteurs DC/AC) et une mise à la terre rigoureuse. La qualité des connexions est primordiale en courant continu pour éviter les arcs électriques et les pertes par effet Joule qui pourraient mener à des incendies[4].

I.7 Comparaison technique préliminaire entre diesel et PV

Le choix entre une solution diesel et une solution photovoltaïque pour un site isolé repose sur un arbitrage complexe entre investissement initial, coûts opérationnels et contraintes de maintenance [17].

I.7.1 Dynamique de fonctionnement et pilotabilité

Le groupe diesel offre une pilotabilité totale : il produit l'énergie exacte demandée par la charge à tout instant, sous réserve de disposer de carburant. Sa puissance est garantie, ce qui sécurise les usages critiques. Le système PV, [7] en revanche, est tributaire de l'intermittence solaire. Sans stockage massif, il ne peut garantir la continuité du service. Cependant, la réponse dynamique des onduleurs modernes est extrêmement rapide, permettant une régulation fine de la tension et de la fréquence du micro-réseau local.

I.7.2 Profil de maintenance

La maintenance du groupe diesel est essentiellement mécanique et répétitive. Elle nécessite des consommables (huile, filtres, joints) et une expertise technique pour les réglages du moteur. À l'inverse, le système PV demande une maintenance plus légère mais très spécialisée. Si le nettoyage des panneaux et le contrôle visuel des structures sont simples, le diagnostic des pannes sur les onduleurs ou l'équilibrage des cellules de batteries Lithium requièrent des outils de mesure électronique avancés [8], [5]. Le

MTBF d'un panneau PV se compte en décennies, tandis que celui d'un groupe diesel se mesure en milliers d'heures de fonctionnement [17].

I.7.3 Efficacité et environnement

L'efficacité globale d'un groupe diesel est limitée par les lois de la thermodynamique (souvent autour de 30-35 %), avec des pertes importantes sous forme de chaleur et de bruit. Le PV convertit directement la lumière en électricité sans pièces en mouvement, éliminant les nuisances sonores et les émissions de gaz à effet de serre locales. Toutefois, la fabrication et le recyclage des batteries et des modules PV posent d'autres défis environnementaux liés aux métaux rares et aux substances toxiques [18].

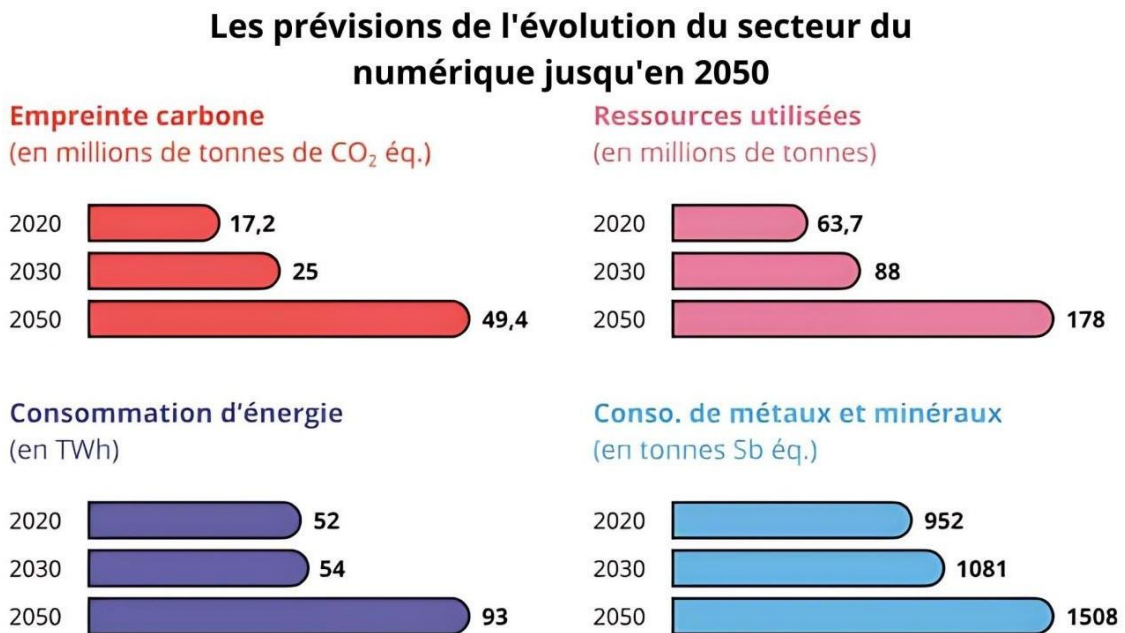


Figure I.7 : Comparaison des coûts et des émissions de CO₂ entre générateur diesel et système photovoltaïque autonome [7]

I.8 Problématiques énergétiques et besoins en maintenance

L'exploitation de systèmes autonomes en zones isolées soulève des problématiques majeures qui justifient la mise en place de stratégies de maintenance rigoureuses. La pérennité du service énergétique dépend de la capacité à anticiper et à traiter les défaillances avant qu'elles ne deviennent critiques. [18].

I.8.1 La dégradation des performances

Tout système énergétique subit un vieillissement inéluctable. Pour le diesel, cela se manifeste par une augmentation de la consommation de carburant et une baisse de la puissance disponible due à l'usure des segments ou à l'encrassement des injecteurs [19]. Pour le PV, la dégradation est liée à l'opacification des verres protecteurs, au jaunissement de l'encapsulant (EVA) ou à l'apparition de points chauds (hot spots) sur les cellules défectueuses. Le suivi rigoureux des indicateurs de performance est essentiel pour détecter ces dérives [4].

I.8.2 L'impact de l'environnement local

Les sites isolés présentent souvent des conditions environnementales sévères. La poussière et le sable réduisent drastiquement la production PV (salissure ou soiling) et obstruent les filtres à air des groupes diesel. La chaleur extrême accélère le vieillissement des batteries et réduit le rendement des onduleurs et des moteurs diesel par baisse de la densité de l'air de combustion. L'humidité et la corrosion favorisent les défauts d'isolement électrique et la corrosion des structures métalliques et des réservoirs de carburant. [7].

I.8.3 Le défi logistique de la maintenance

L'isolement géographique transforme la moindre panne mineure en un arrêt prolongé du service. Le coût du déplacement d'un technicien qualifié et le délai d'approvisionnement en pièces de rechange peuvent être prohibitifs. Cette réalité impose une transition de la maintenance curative (réparer après la panne) vers une maintenance préventive et prédictive. L'utilisation de modèles de fiabilité et d'outils de diagnostic basés sur l'intelligence artificielle commence à émerger pour optimiser les tournées de maintenance et réduire les coûts d'exploitation dans ces zones difficiles d'accès [20], [21].

I.8.4 Sécurité et fiabilité des équipements

La sécurité des personnes et des biens est une préoccupation constante. Un défaut de maintenance sur un groupe diesel peut mener à une fuite de carburant inflammable, tandis qu'une défaillance sur un parc de batteries ou un onduleur peut provoquer un incendie électrique. fournir un cadre nécessaire pour minimiser ces risques par des tests de périodicité et des protocoles de vérification stricts [2], [6].

I.9 Conclusion

En conclusion de ce premier chapitre, nous avons établi que si les technologies diesel et photovoltaïques offrent des solutions viables pour l'autonomie énergétique, leur succès à long terme dépend moins de leur installation initiale que de leur gestion opérationnelle. Les problématiques techniques et environnementales rencontrées exigent une approche structurée de la maintenance, sujet qui fera l'objet d'une analyse approfondie dans le chapitre suivant.

***Chapitre II : Description technique de
maintenance des systèmes autonomes
Diesel et PV***

II.1 Introduction

Le présent chapitre se consacre à l'étude approfondie des composants technologiques constituant les systèmes de production d'énergie hybrides hors réseau, en mettant l'accent sur les groupes électrogènes diesel et les installations photovoltaïques. Dans un contexte de transition énergétique, la compréhension fine des mécanismes de défaillance, des paramètres de fonctionnement et de la modélisation mathématique de ces systèmes est impérative pour optimiser les stratégies de maintenance. Nous débutons cette analyse par le groupe électrogène diesel, qui demeure, malgré l'essor des énergies renouvelables, un pilier de la résilience énergétique dans les zones isolées en raison de sa capacité de pilotage et de sa densité énergétique élevée [1]. L'intégration de ces sources d'énergie nécessite une approche rigoureuse de la maintenance pour garantir non seulement la continuité de service, mais aussi la minimisation des coûts d'exploitation liés à la consommation de carburant et à l'usure mécanique.

II.2 Fonctionnement du groupe électrogène diesel

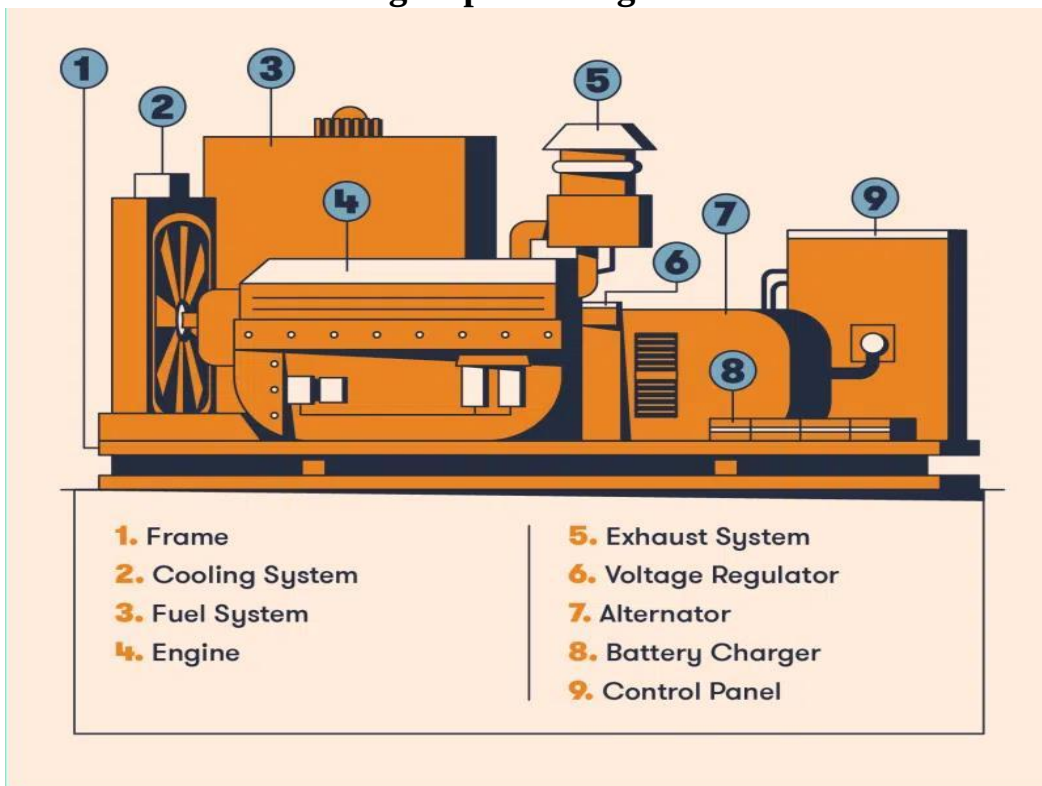


Figure II 1 : Les composants principaux du groupe électrogène

Le groupe électrogène diesel (GE) est une machine tournante convertissant l'énergie chimique contenue dans le combustible fossile en énergie mécanique, puis en énergie électrique. Son architecture repose principalement sur l'accouplement d'un moteur à

combustion interne à allumage par compression (moteur Diesel) et d'un alternateur synchrone. Cette section détaille les principes physiques et les sous-systèmes critiques qui dictent son comportement opérationnel[2].

II.2.2 Principes fondamentaux de la conversion d'énergie

Le moteur Diesel fonctionne selon un cycle thermodynamique à quatre temps, caractérisé par un taux de compression élevé, ce qui lui confère un rendement thermique supérieur à celui des moteurs à allumage commandé (essence). Les quatre phases du cycle sont :

- L'admission : Le piston descend, créant une dépression qui aspire uniquement de l'air pur à travers la soupape d'admission. Contrairement aux moteurs à essence, il n'y a pas de mélange préalable avec le carburant.
- La compression : Les soupapes se ferment et le piston remonte, comprimant l'air de manière adiabatique. La pression peut atteindre 30 à 50 bars, et la température grimpe jusqu'à 700-900 °C, dépassant la température d'auto-inflammation du gasoil.
- La combustion et la détente : Juste avant que le piston n'atteigne le point mort haut (PMH), le gasoil est pulvérisé sous haute pression par l'injecteur. L'inflammation est quasi-instantanée. La pression résultante pousse le piston vers le bas, transformant l'énergie thermique en travail mécanique sur le vilebrequin [15].
- L'échappement : La soupape d'échappement s'ouvre et les gaz brûlés sont expulsés par le mouvement ascendant du piston.

L'énergie mécanique produite par la rotation du vilebrequin est transmise à l'alternateur. Par induction électromagnétique, le mouvement relatif entre le champ magnétique tournant du rotor et les enroulements fixes du stator génère une force électromotrice alternative. La régulation de la tension et de la fréquence est assurée par deux systèmes critiques : le régulateur de vitesse (Governor), qui ajuste le débit de carburant pour maintenir une fréquence constante (généralement 50 ou 60 Hz), et le régulateur automatique de tension (AVR), qui module le courant d'excitation de l'alternateur pour stabiliser la tension de sortie malgré les variations de charge [22].

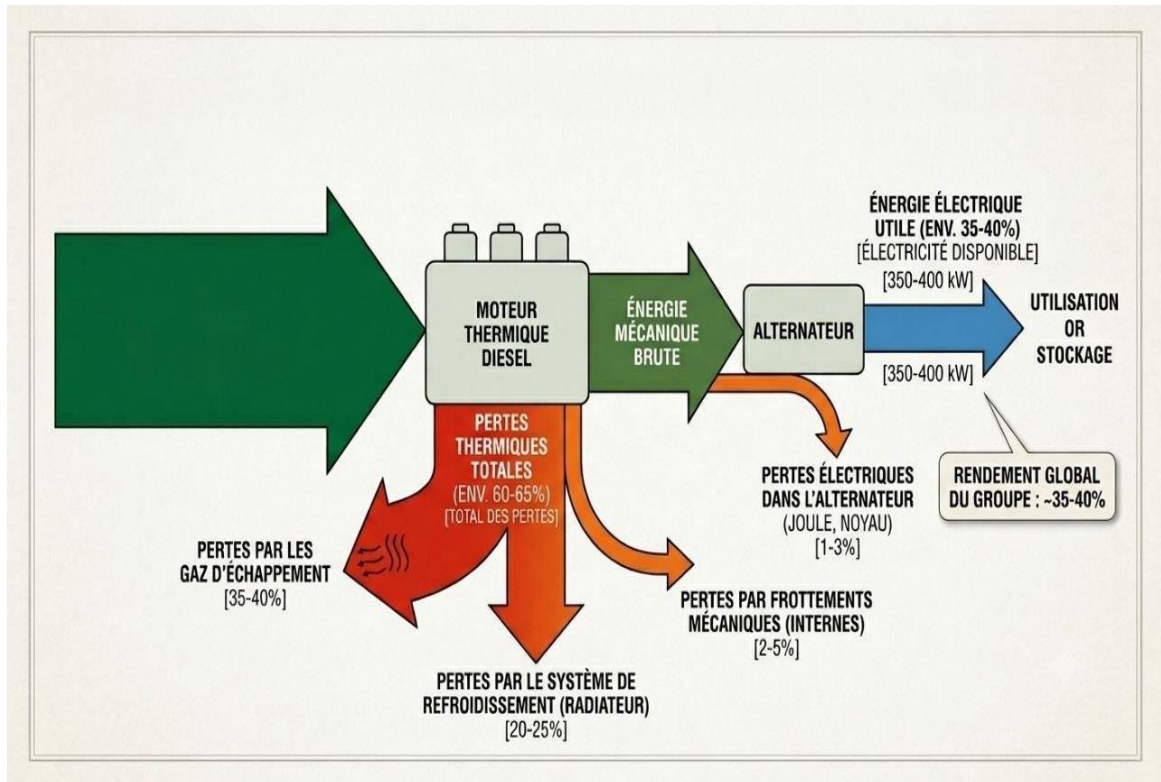


Figure II.2: diagramme de sankey de la conversion d'énergie et des pertes thermiques d'un groupe diesel

II.2.2 Composants principaux et sous-systèmes techniques

La fiabilité globale du groupe électrogène dépend de l'intégrité de plusieurs sous-systèmes interconnectés, chacun nécessitant des protocoles de maintenance spécifiques :

- **Le bloc moteur et l'équipage mobile :** Comprenant les cylindres, pistons, bielles et vilebrequin, c'est la structure porteuse des contraintes mécaniques et thermiques. Sa maintenance préventive inclut le serrage des fixations et l'inspection des bruits anormaux ou vibrations.
- **Le système d'injection de carburant :** Composé de pompes haute pression (souvent à rampe commune ou Common Rail sur les modèles récents) et d'injecteurs de précision. La pureté du carburant est ici critique ; la présence d'eau ou de particules peut causer un grippage rapide des injecteurs [19].
- **Le système de refroidissement :** Crucial pour maintenir le moteur dans sa plage de température optimale. Il comprend un radiateur, une pompe à eau entraînée par courroie, un ventilateur et un thermostat. L'entartrage du circuit ou une fuite de liquide de refroidissement sont des causes majeures de défaillance catastrophique [6].
- **Le système de lubrification :** Il assure la réduction des frottements entre les pièces en mouvement, le refroidissement interne des pistons et l'évacuation des

impuretés vers le filtre à huile. L'analyse périodique de l'huile (détection de métaux d'usure, dilution par le carburant) est un outil de maintenance prédictive puissant [9].

- Le système d'admission d'air et de turbo-compression : Pour augmenter la puissance massique, la plupart des GE modernes utilisent un turbocompresseur entraîné par les gaz d'échappement pour comprimer l'air d'admission. L'entretien des filtres à air est vital, surtout dans les environnements poussiéreux.
- L'alternateur synchrone : Typiquement de type auto-excité et sans balais (brushless). Il nécessite une surveillance de la résistance d'isolement des bobinages et de l'état des diodes tournantes du pont redresseur.
- Le système de démarrage : Généralement constitué de batteries d'accumulateurs au plomb et d'un démarreur électrique. Les statistiques montrent que les défaillances de batteries sont responsables de plus de 80 % des échecs de démarrage lors des tests de secours [1].

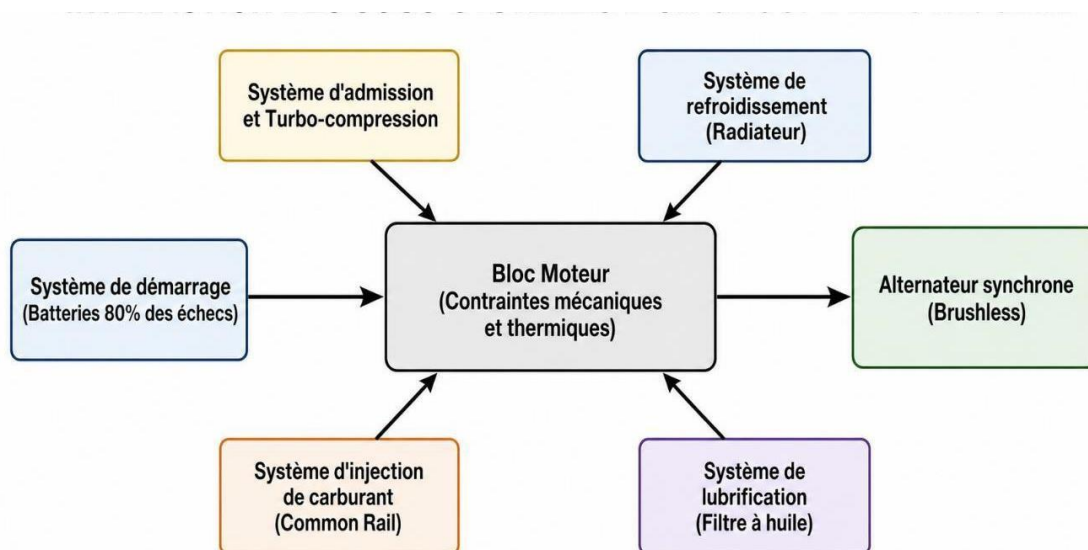


Figure II.3: Architecture détaillée et vue éclatée d'un groupe électrogène diesel industriel.

II.2.3 Enjeux de la maintenance opérationnelle et modes de défaillance

La maintenance des groupes diesel est régie par des normes internationales comme l'ISO 8528 et le NFPA 110. On distingue trois niveaux d'intervention :

- Maintenance préventive systématique : Basée sur le compteur d'heures (vidange, changement de filtres tous les 250-500 h).
- Maintenance préventive conditionnelle : Basée sur l'analyse de l'huile, la

mesure des vibrations ou le suivi de la consommation de carburant [23].

- Maintenance corrective : Réparations suite à une panne.

Un phénomène critique dans les systèmes hybrides est le Wet Stacking ou encrassement par faible charge. Lorsqu'un moteur Diesel fonctionne à moins de 30-40 % de sa capacité nominale, la température de combustion n'est pas suffisante pour brûler complètement le carburant. Le carburant non brûlé s'accumule dans le système d'échappement, entraînant une perte de puissance, une augmentation des émissions et, à terme, des dommages mécaniques [12]. La stratégie de maintenance doit donc inclure des sessions périodiques de fonctionnement à pleine charge (load bank testing) pour nettoyer le moteur [10].

II.3 Caractéristiques du groupe électrogène

II.3 .1 Enroulements inducteurs

L'inducteur est décrit par l'équation suivante :

$$V_f = p \cdot \Phi_f + R_f i_f \quad II.1$$

V_f : Tension aux bornes de l'enroulement inducteur Φ_f : Flux total embrassé par l'enroulement inducteur R_f : Résistance de l'enroulement inducteur

i_f : Courant traversant l'enroulement inducteur

II.3.2 Consommation spécifique de carburant (SFC)

La consommation spécifique (Specific Fuel Consumption - SFC) mesure l'efficacité avec laquelle le moteur transforme la masse de carburant en énergie utile. Elle est définie comme le rapport du débit massique de carburant sur la puissance produite :

$$SFC = \frac{\dot{m}_f}{P_{mech}} \quad [g/kWh] \quad II.2$$

$\dot{m}_f$: débit massique de carburant [kg/s]

P_{mech} : puissance mécanique produite [kW]

Dans le cadre d'un groupe électrogène, on s'intéresse plus particulièrement au SFC électrique (SFCe), qui intègre les pertes de l'alternateur :

$$SFC_e = \frac{F_{cons} \times \rho_f}{P_{out}} \quad \text{II.3}$$

F_{cons} : débit volumique de carburant consommé [L/h]

ρ_f : densité du gasoil (standardisée à 0,85 kg/L)

P_{out} : puissance électrique de sortie [kW]

Contrairement à une idée reçue, le SFC n'est pas linéaire : il présente une forme parabolique ou en U inversé. L'efficacité est minimale à faible charge (SFC élevé) et atteint son optimum pour une charge comprise entre 75 % et 85 % de Prated [19]. La maintenance préventive (réglage de l'injection, nettoyage des filtres) permet de maintenir cette courbe à son niveau nominal le plus bas.

II.3.3 Rendement global du système

Le rendement global (η_{global}) représente la fraction de l'énergie chimique latente du combustible qui est effectivement convertie en électricité disponible au bornier. Il s'exprime

$$\text{par : } \eta_{global} = \frac{P_{out}}{\dot{m}_f \times LHV} \quad \text{II.4}$$

P_{out} : puissance électrique de sortie [kW]

$\dot{m}_f$: débit massique de carburant consommé [kg/s]

LHV : pouvoir calorifique inférieur du carburant (Lower Heating Value) $\approx 42\,700$ kJ/kg pour le diesel standard

Ce rendement global peut être décomposé en une cascade de rendements élémentaires :

$$\eta_{global} = \eta_{th} \times \eta_{mech} \times \eta_{alt} \quad \text{II.5}$$

η_{th} : rendement thermique

η_{mech} : rendement mécanique

η_{alt} : rendement de l'alternateur

Typiquement, pour un groupe industriel moderne, η_{global} plafonne entre 32 % et 38 %. Une chute soudaine de ce rendement est un indicateur fort de dégradation nécessitant une intervention de maintenance corrective [24].

II.3.4 Caractéristiques de puissance et déclassements (Derating)

La puissance qu'un groupe électrogène peut fournir n'est pas une valeur fixe. Elle dépend des conditions thermodynamiques de l'air ambiant. La puissance réelle maximale disponible $P_{\max_site}$ est modélisée par l'application de facteurs de correction à la puissance nominale ISO (P_{ISO}) [25] :

$$P_{\max_site} = P_{ISO} \times K_{temp} \times K_{alt} \times K_{hum} \quad \text{II.6}$$

P_{ISO} : puissance nominale ISO du groupe électrogène [kW]

K_{temp} : facteur de déclassement pour la température ambiante (applicable au-delà de 25 °C ou 40 °C)

K_{alt} : facteur de déclassement pour l'altitude (lié à la baisse de pression atmosphérique et de densité de l'oxygène crucial pour les sites miniers en montagne)

K_{hum} : facteur de déclassement lié à l'humidité relative

La maintenance doit veiller à ce que le refroidissement soit suffisant pour éviter des déclassements thermiques supplémentaires dus à l'encrassement du radiateur.

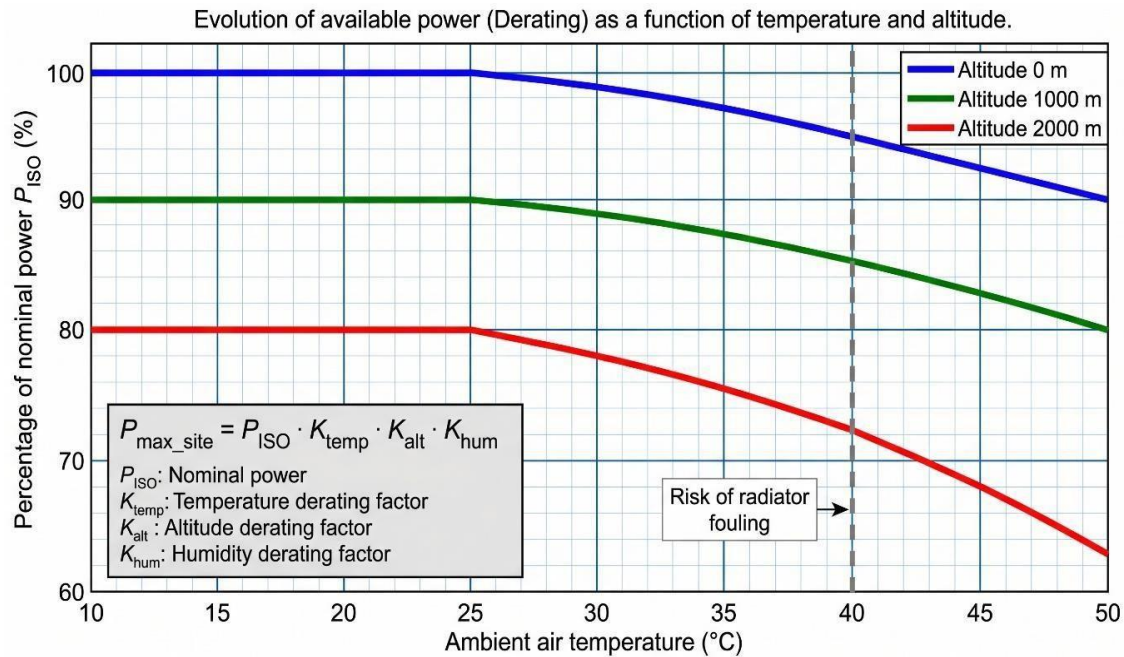


Figure II.4: Facteurs de déclassement en puissance d'un GE en fonction de la température et de l'altitude. [17]

II.3.5 Modélisation de la fiabilité et MTBF

La maintenance efficace repose sur la modélisation probabiliste des pannes. Pour les systèmes diesel, on utilise fréquemment la distribution de Weibull pour représenter le taux de défaillance instantané $\lambda(t)$:

$$\lambda(t) = \left(\frac{\beta}{\eta}\right) \times \left(\frac{t}{\eta}\right)^{\beta-1} \quad II.7$$

β : paramètre de forme de Weibull ($\beta > 1$: usure/vieillessement ; $\beta = 1$: pannes aléatoires ; $\beta < 1$: mortalité infantile)

η : paramètre d'échelle — vie caractéristique [h]

La fiabilité $R(t)$, qui est la probabilité que le groupe fonctionne sans panne jusqu'à l'instant t , est donnée par :

$$R(t) = \exp \left[- \left(\frac{t}{\eta} \right)^\beta \right] \quad II.8$$

Le paramètre clé pour la gestion des stocks et la planification est le MTBF (Mean Time Between Failures) :

$$MTBF = \int_0^\infty R(t) dt = \eta \times \Gamma \left(1 + \frac{1}{\beta} \right) \quad II.9$$

Γ : fonction Gamma d'Euler

Une maintenance rigoureuse vise à maintenir β proche de 1 (pannes aléatoires sans usure prématurée) et à maximiser η [17], [2].

II.3.6 Groupes à vitesse variable

Une innovation majeure dans la modélisation des GE concerne les groupes à vitesse variable (Variable Speed Generators - VSG). Contrairement aux groupes conventionnels qui tournent à vitesse fixe (ex: 1500 tr/min) pour garantir la fréquence du réseau, les VSG adaptent leur régime moteur à la charge grâce à une interface d'électronique de puissance. Le modèle de puissance de sortie intègre alors le rendement du convertisseur η_{conv} :

$$P_{out} = P_{mech} \times \eta_{alt} \times \eta_{conv} \quad II.10$$

P_{mech} : puissance mécanique à l'arbre [kW]

η_{alt} : rendement de l'alternateur

η_{conv} : rendement du convertisseur d'électronique de puissance

L'optimisation de la vitesse permet de réduire le SFC jusqu'à 20 % dans les applications à forte variabilité de charge (comme les micro-réseaux PV-Diesel) [21]. La maintenance de ces systèmes est plus complexe car elle inclut des composants d'électronique de puissance sensibles à la température et aux surtensions [26].

II.4 Fonctionnement du système photovoltaïque

L'énergie solaire photovoltaïque représente une solution de production décentralisée majeure pour les sites isolés. Contrairement aux groupes diesel qui reposent sur une combustion mécanique, le système photovoltaïque (PV) exploite un phénomène quantique direct pour transformer le rayonnement électromagnétique en électricité. Cette section expose les principes physiques de cette conversion et les variables environnementales qui dictent les performances du générateur.

II.4.1 L'effet photovoltaïque et la physique des semi-conducteurs

Le fondement du fonctionnement d'une cellule solaire est l'effet photovoltaïque, découvert initialement par Edmond Becquerel en 1839 et expliqué plus tard par la théorie des quanta. Ce processus se déroule au sein de matériaux semi-conducteurs, le silicium étant le plus répandu en raison de ses propriétés électroniques et de son abondance.

Une cellule est constituée d'une jonction P-N. La couche de type N est dopée avec des impuretés (comme le phosphore) apportant des électrons excédentaires, tandis que la couche de type P est dopée (avec du bore) pour créer des trous ou absences d'électrons. À l'interface, la diffusion des porteurs de charge crée un champ électrique permanent appelé zone de déplétion. Lorsqu'un photon dont l'énergie est supérieure à la largeur de la bande interdite (gap) du matériau frappe la cellule, il libère un électron de la structure atomique, créant une paire électron-trou. Sous l'action du champ électrique interne de la jonction, l'électron est poussé vers la zone N et le trou vers la zone P. Si un circuit externe est connecté, un flux d'électrons s'établit, générant un courant continu [27].

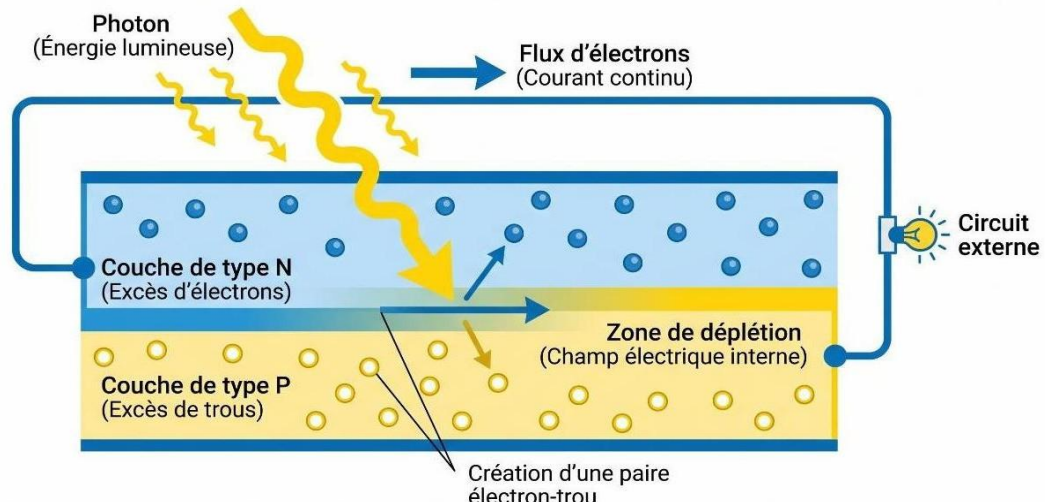


Figure II.5: Principe de l'effet photovoltaïque et structure d'une cellule à jonction P-N. [29]

II.4.2 Facteurs influençant la production d'énergie

La performance d'un système PV n'est pas constante. Elle fluctue de manière dynamique en fonction de facteurs exogènes que la maintenance et l'exploitation doivent surveiller de près :

- L'irradiance solaire (G) : Exprimée en W/m^2 , elle est directement proportionnelle au courant produit par la cellule. Les variations de nébulosité ou le passage de nuages provoquent des fluctuations rapides de puissance, posant des défis à la stabilité du micro-réseau.
- La température des cellules (T_{cell}) : Contrairement à une intuition commune, la chaleur nuit à l'efficacité. Une augmentation de la température réduit la tension de circuit ouvert (V_{oc}) de manière significative, tout en augmentant très légèrement le courant de court-circuit (I_{sc}). Le rendement global diminue généralement de 0,35 % à 0,45 % par degré Celsius au-delà de 25 °C.
- L'ombrage et l'encrassement : Un ombrage même partiel d'un module peut réduire drastiquement la production d'une chaîne entière à cause de la mise en série des cellules. L'accumulation de poussière (soiling) est un mode de dégradation progressif qui nécessite des campagnes de nettoyage régulières, surtout dans les environnements arides [27].

- L'angle d'incidence : L'orientation (azimut) et l'inclinaison (tilt) des modules déterminent la quantité d'énergie captée sur une base annuelle. L'optimisation de ces angles est cruciale lors du design initial.

II.4.3 Modélisation et circuit équivalent d'une cellule photovoltaïque

Dans la littérature, il existe plusieurs modèles de cellule photovoltaïque, dont le but est l'obtention de la caractéristique courant-tension I-V pour l'analyse et l'évaluation des performances des modules photovoltaïques. Ces modèles diffèrent entre eux par la procédure et le nombre de paramètres intervenants dans le calcul de la paire courant-tension.

Le modèle à une diode est le plus classique [28], il fait intervenir un générateur de courant pour la modélisation du flux lumineux incident, une diode pour les phénomènes de polarisation de la cellule et deux résistances (série et shunt) pour tenir compte des phénomènes dissipatifs au niveau de la cellule.

Le modèle d'une cellule est ce lui représenté dans la figure II.6 suivante :

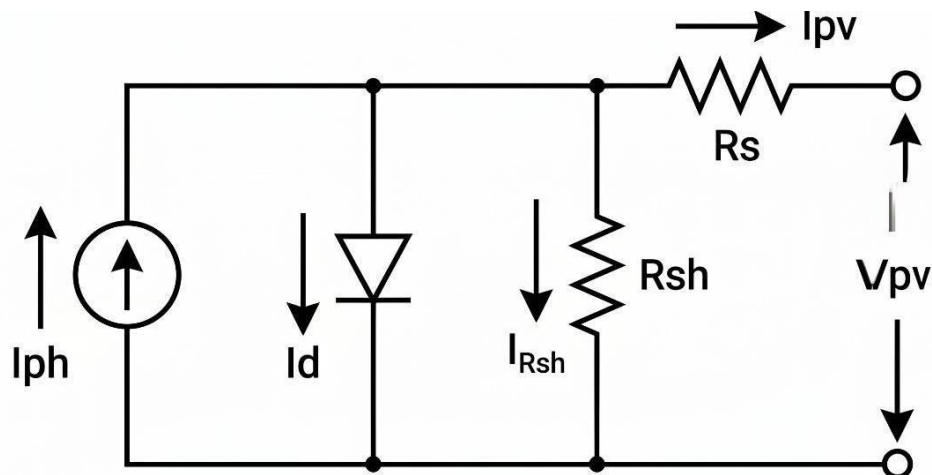


Figure II.6 : Modèle équivalent d'une cellule photovoltaïque. [28]

La résistance série traduit le phénomène de résistance de contact (métallisation de la grille avant et la face arrière), de la couche de base et de la zone avant de la cellule solaire [16].

La résistance parallèle rend compte d'effets tels que le courant de fuite par les bords de la cellule.

Ce circuit peut être utilisé aussi bien pour une cellule élémentaire, que pour un module ou un panneau constitué de plusieurs modules.

A partir de la figure II.6, la loi des nœuds nous permet d'écrire la relation suivante :

$$I_{ph} = I_d + I_{Rsh} + I_{pv} \quad \text{II.11}$$

A partir de ce circuit, on tire les équations qui nous permettent d'obtenir la caractéristique I-V de la cellule photovoltaïque.

Le courant de jonction I_d est donné par :

$$I_d = I_0 \left[\exp \left(\frac{q(V + I R_s)}{AK_b T} \right) - 1 \right] \quad \text{II.12}$$

Le courant qui traverse la résistance shunt R_{sh} est donnée par :

$$I_{Rsh} = \frac{V + I R_s}{R_{sh}} \quad \text{II.13}$$

A partir de l'équation (1.1), on obtient l'expression de la caractéristique I-V du modèle choisi:

$$I = I_{ph} - I_0 \left[\exp \left(\frac{q(V + I R_s)}{AK_b T} \right) - 1 \right] - \frac{V + I R_s}{R_{sh}} \quad \text{II.14}$$

avec

V : tension de sortie de la cellule ($V=V_{pv}$).

I : courant de sortie de la cellule ($I=I_{pv}$).

I_{ph} : courant photo-généré par la cellule PV sous éclairage donné [A].

I_0 : Courant de saturation de la diode ou courant à l'obscurité [A].

R_s : Résistance série de la cellule [Ω].

R_{sh} : Résistance parallèle ou shunt [Ω].

A : Facteur d'idéalité de la diode.

K_b : Constante de Boltzmann ($1,3854 \cdot 10^{-23}$ [J/K]).

q : charge de l'électron ($1,6 \cdot 10^{-19}$ [C]).

T : Température de la cellule [$^{\circ}\text{K}$].

II.4.4 Paramètres et caractéristiques électriques d'une cellule photovoltaïque

II.4.4.1 Caractéristique courant-tension

La caractéristique courant-tension, illustrée sur la figure II.7 décrit le comportement de la cellule photovoltaïque sous l'influence des conditions météorologiques (niveau d'éclairement et température ambiante).

La courbe de la cellule solaire $I=f(V)$ passe par trois points importants qui sont :

- Le courant de court-circuit I_{cc} en B ;
- La tension de circuit ouvert V_{oc} en E ;
- La puissance maximale en A.

La figure II.7 montre bien qu'une cellule photovoltaïque ne peut être assimilée à aucun générateur classique (générateur de courant ou générateur de tension).

En effet, sa caractéristique se divise en trois parties :

- la zone BC où la cellule se comporte comme un générateur de courant I_{cc} proportionnel à l'ensoleillement.
- la zone DE où la cellule se comporte comme un générateur de tension V_{oc}
- la zone CD où l'impédance interne du générateur varie rapidement.

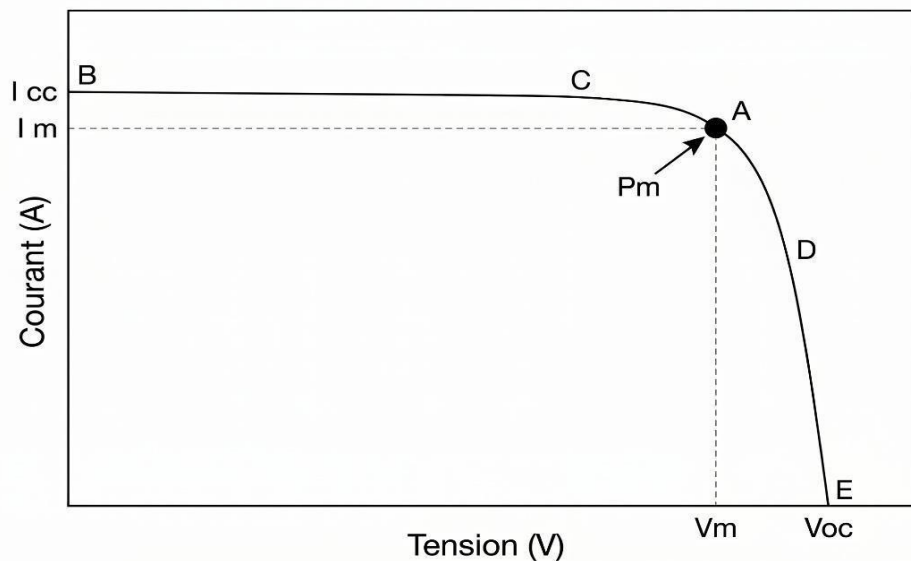


Figure II.7: Courbe caractéristique $I = f(V)$ d'une cellule PV. [29]

II.4.4.2 Caractéristique puissance-tension

La puissance délivrée par la cellule a pour expression $P = VI$. Pour chaque point de la courbe précédente, on peut calculer la puissance P et tracer la courbe $P = f(V)$.

Cette courbe a l'allure suivante :

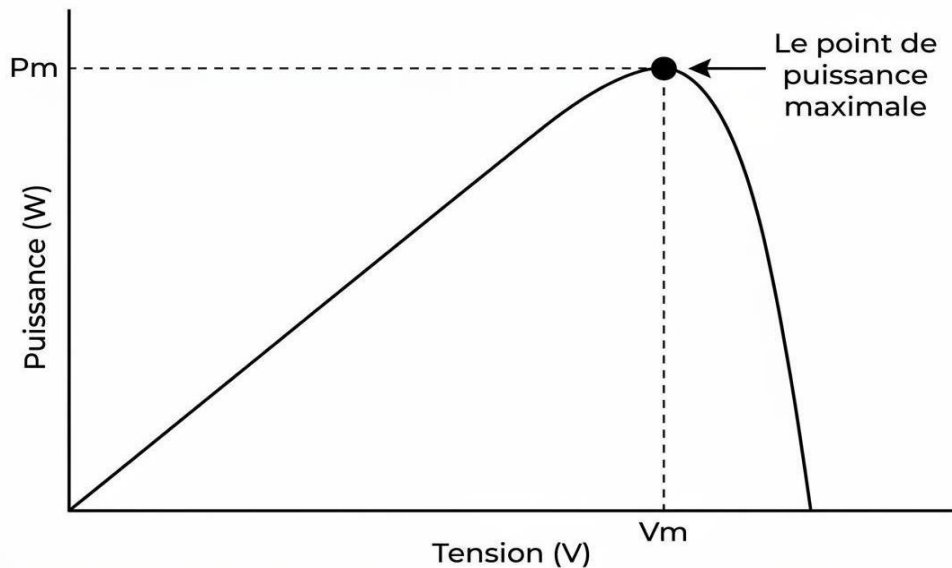


Figure II.8.: Courbe caractéristique $P = f(V)$ d'une cellule PV [29]

Cette courbe représente la caractéristique puissance-tension du dispositif, généralement issue de la relation entre la tension V et le courant I (courbe $I = f(V)$). On observe qu'elle présente un point particulier appelé point de puissance maximale (P_m ou MPP – Maximum Power Point), qui correspond à la valeur la plus élevée de puissance que le système peut fournir dans des conditions données d'irradiation et de température

II.4.4.3 Les paramètres d'une cellule photovoltaïque

Les paramètres externes d'une cellule photovoltaïque peuvent être déterminés à partir des courbes courant-tension, ou de l'équation caractéristique. Les plus usuels sont les suivantes [16] :

- Courant de court-circuit I_{cc}

C'est le courant pour lequel la tension aux bornes de la cellule ou du générateur PV est nulle. Dans le cas idéal (R_s nulle et R_{sh} infinie), ce courant se confond avec le photo-courant I_{ph} , dans le cas contraire, en annulant la tension V dans l'équation (1.2), on obtient:

$$I_{cc} = I_{ph} - I_0 \left[\exp\left(\frac{q(I_{cc} R_s)}{T_p} - 1\right) - R \frac{I_{cc} R_s}{sn} \right] \quad II. 15$$

Pour la plupart des photopiles (dont la résistance série est faible), on peut négliger le terme $I_0 [\exp(q(I_{cc} R_s)/(AK_b T)) - 1]$ devant I_{ph} .

L'expression approchée du courant de court circuit est alors :

$$I_{cc} = \frac{I_{ph}}{(1 + R_{sh})} \quad II. 16$$

- Tension de circuit ouvert

C'est la tension V_{oc} pour laquelle le courant débité par le générateur photovoltaïque est nul (c'est la tension maximale d'une photopile ou d'un générateur photovoltaïque).

Elle dépend de la barrière d'énergie et de la résistance shunt. Elle décroît avec la température et varie peu avec l'intensité lumineuse.

$$0 = I_{ph} - I_0 \left[\exp\left(\frac{qV_{oc}}{AK_b T} - 1\right) - \frac{V_{oc}}{R_{sh}} \right] \quad II.17$$

Dans le cas idéal, sa valeur est légèrement inférieure à :

$$V_{oc} = \left(\frac{AK_b T}{q} \right) \ln \left(\frac{I_{ph}}{I_0} + 1 \right) \quad II.18$$

- Le Point de Puissance Maximale

Est le point de fonctionnement $\mathbf{P_m (V_m, I_m)}$ sur la figure 2.4, pour lequel la puissance dissipée dans la charge résistive est maximale, elle est donnée par la relation : $P_m = I_m V_m$ II.19

Pour une cellule solaire idéale, la puissance maximale $P_{m_idéale}$ correspondrait donc à la tension de circuit ouvert V_{oc} multipliée par le courant de court-circuit I_{cc} :

$$P_{m_idéale} = V_{oc} I_{cc} \quad II.20$$

où:

$P_{m_idéale}$: Puissance mesurée aux bornes de la cellule PV idéale [W].

V_{oc} : Tension de circuit ouvert mesurée aux bornes de la cellule PV [V].

I_{cc} : Intensité de court-circuit mesurée aux bornes de la cellule PV [A].

Par simplification, les professionnels caractérisent un module PV par sa puissance nominale aux conditions de fonctionnement standard (STC : en général un ensoleillement de 1000W/m² et une température de 25°C).

- Facteur de forme

Le facteur de forme FF « en anglais : *Fill Factor* », est défini comme le rapport entre la valeur maximale de la puissance pouvant être extraite ($P_{max} = V_m I_m$) de la photopile sous les conditions de mesures standardisées, et le produit $I_{cc} \times V_{oc}$ (c'est à dire la puissance maximale d'une cellule idéale) :

$$FF = \frac{P_m}{I_{cc} V_{oc}} = \frac{I_m V_m}{I_{cc} V_{oc}} \quad \text{II.21}$$

FF : Facteur de forme.

Pour une cellule de fabrication industrielle, le facteur de forme est de l'ordre de 70%.

- Rendement énergétique

Le rendement (η), des cellules PV désigne le rendement de conversion en puissance. Il est défini comme étant le rapport entre la puissance maximale délivrée par la cellule et la puissance lumineuse incidente P_{in} .

$$\eta = \frac{P_m}{P_{in}} = \frac{FF \times I_{cc} \times V_{oc}}{S \times E} \quad \text{II.22}$$

où :

P_{in} : Puissance incidente.

S : surface de la cellule (m²)

E : l'éclairement (W/m²)

Ce rendement peut être amélioré en augmentant le facteur de forme, le courant de court circuit et la tension à circuit ouvert.

II.4.5 Systèmes de stockage d'énergie par batteries

Dans les systèmes hybrides PV-Diesel, le stockage est essentiel pour lisser l'intermittence du solaire et réduire les démarrages du groupe électrogène. Les batteries accumulent l'excès d'énergie diurne pour une restitution nocturne.

A. Technologies de batteries

On distingue principalement deux technologies. Les batteries au plomb-acide sont matures et économiques, mais sensibles à la décharge profonde et possédant une durée de vie limitée en cycles (généralement 500 à 1500 cycles). Les batteries Lithium-ion (LiFePO₄)

présentent une haute densité énergétique, une longue durée de vie (jusqu'à 6000 cycles), mais un coût initial plus élevé et la nécessité d'un système de gestion sophistiqué (BMS).

B. Modélisation de l'état de charge (SOC)

L'état de charge représente le niveau d'énergie restant dans la batterie par rapport à sa capacité nominale. Son suivi est vital pour éviter les décharges excessives qui détruisent les cellules. Le modèle d'accumulation de charge (Coulomb Counting) est le plus utilisé [30] :

$$SOC(t) = SOC(t - \Delta t) \times (1 - \sigma) + \frac{I_{bat}(t) \times \Delta t \times \eta_{bat}}{C_{nom}} \quad II.23$$

$SOC(t)$: état de charge à l'instant t [0 – 1 ou 0 – 100 %]

σ : taux d'autodécharge de la batterie

$I_{bat}(t)$: courant de la batterie à l'instant t (positif en charge, négatif en décharge) [A]

Δt : pas de temps de simulation [s ou h]

η_{bat} : rendement de Faraday efficacité de charge ($\approx 0,9$ pour le plomb-acide ; $\approx 0,98$ pour le lithium)

C_{nom} : capacité nominale de la batterie [Ah]

C. Dimensionnement pour l'autonomie

Pour garantir la fiabilité du système, la capacité de la batterie doit être dimensionnée en fonction des jours d'autonomie souhaités (N_{aut}) sans soleil :

$$C_{req} = \frac{E_{load} \times N_{aut}}{V_{sys} \times DOD_{max} \times \eta_{inv} \times \eta_{bat}} \quad II.24$$

E_{load} : consommation électrique journalière [Wh/jour]

N_{aut} : nombre de jours d'autonomie souhaités sans ensoleillement

V_{sys} : tension nominale du parc de batteries [V]

DOD_{max} : profondeur de décharge maximale admissible — Depth of Discharge (ex : 0,5 pour plomb, 0,8 pour lithium)

η_{inv} : rendement de l'onduleur

η_{bat} : rendement de la batterie

Un DOD élevé réduit la durée de vie de la batterie [30].

II.4.6 Enjeux de maintenance du système PV et batteries

La maintenance photovoltaïque est souvent perçue comme minimale, mais elle est cruciale pour la rentabilité à long terme. Les interventions se divisent en plusieurs catégories :

- Inspection thermographique : L'utilisation de caméras infrarouges permet de détecter les points chauds (hotspots). Ces anomalies de température signalent des cellules défectueuses ou des soudures rompues qui pourraient causer un incendie [4].
- Surveillance des onduleurs : Le suivi des codes d'erreur et de l'efficacité de conversion permet d'anticiper la panne des condensateurs électrolytiques ou des modules de puissance [28].
- Entretien des batteries : Pour le plomb, il s'agit de vérifier les niveaux d'électrolyte et de prévenir la sulfatation par des charges d'égalisation périodiques. Pour le lithium, la maintenance est centrée sur le diagnostic logiciel du BMS [31].
- Nettoyage des modules : Dans les zones poussiéreuses, une perte de 20 % de production peut survenir en quelques mois sans nettoyage. Le planning de nettoyage doit être optimisé en comparant le coût de l'eau/main-d'oeuvre à la valeur de l'énergie perdue [7].

II.5 Stratégies de maintenance (Préventive, Corrective, Prédictive)

La maintenance industrielle a considérablement évolué au fil des décennies, passant d'une approche purement réactive à des stratégies proactives et anticipatives. Dans le contexte des systèmes de production d'énergie autonomes, où la continuité de service est primordiale, le choix de la stratégie de maintenance impacte directement la fiabilité globale et les coûts d'exploitation (OPEX). On distingue classiquement trois grandes familles de stratégies de maintenance, chacune présentant des avantages et des limites spécifiques.

II.5.1 La maintenance corrective (ou réactive)

La maintenance corrective, souvent qualifiée de stratégie run-to-failure (fonctionnement jusqu'à la panne), consiste à n'intervenir sur un équipement qu'après l'apparition d'une défaillance avérée. L'objectif est de restaurer la fonction requise de l'équipement dans les plus brefs délais.

Bien que cette approche puisse sembler économique à court terme puisqu'elle minimise les interventions planifiées, elle s'avère souvent la plus coûteuse à long terme pour les systèmes critiques. Les pannes inattendues entraînent des arrêts de production non planifiés, des coûts de réparation élevés (heures supplémentaires, expédition urgente de

pièces de rechange) et peuvent causer des dommages collatéraux à d'autres composants du système [7]. Dans le cas d'un micro-réseau isolé, une défaillance majeure du groupe électrogène sans redondance adéquate conduit à un blackout total, inacceptable pour des applications sensibles (hôpitaux, télécommunications).

II.5.2 La maintenance préventive (systématique et conditionnelle)

La maintenance préventive vise à réduire la probabilité de défaillance ou la dégradation du fonctionnement d'un bien. Elle est exécutée à des intervalles prédéterminés ou selon des critères prescrits. On la subdivise en deux sous-catégories :

La maintenance préventive systématique est basée sur un échéancier fixe (temps calendaire, nombre d'heures de fonctionnement, nombre de cycles). Par exemple, la vidange de l'huile d'un moteur diesel toutes les 250 heures ou le remplacement des filtres à air [9]. Cette méthode est facile à planifier mais peut conduire au remplacement prématuré de composants encore viables, augmentant ainsi les coûts de pièces et de main-d'oeuvre.

La maintenance préventive conditionnelle est subordonnée à un type d'événement prédéterminé (auto-diagnostic, information d'un capteur, mesure d'usure). L'intervention n'est déclenchée que si un paramètre franchit un seuil d'alerte. Par exemple, le nettoyage des panneaux photovoltaïques déclenché par une baisse mesurée de l'indice de performance (Performance Ratio) [32].

II.5.3 La maintenance prédictive (ou prévisionnelle)

Évolution ultime de la maintenance conditionnelle, la maintenance prédictive s'appuie sur l'analyse continue des données de fonctionnement (vibrations, température, analyse d'huile, thermographie infrarouge) pour modéliser la dégradation de l'équipement et prédire le moment exact de la défaillance.

Grâce à l'Internet des Objets (IoT) et aux algorithmes d'apprentissage automatique (Machine Learning), il est possible de détecter des anomalies subtiles bien avant qu'elles ne se transforment en pannes fonctionnelles [20]. Cette stratégie maximise la durée de vie utile des composants et minimise les temps d'arrêt, mais nécessite un investissement initial important en capteurs, en infrastructure de communication et en expertise analytique.

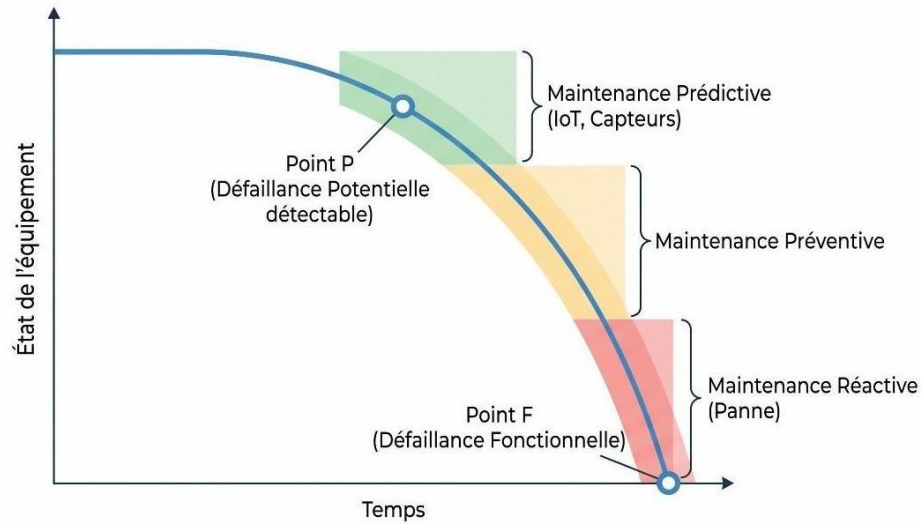


Figure II.9 : Évolution des stratégies de maintenance : de la réaction à la prédiction (Courbe P-F). [33]

II.6 Indicateurs de fiabilité et de maintenabilité (MTBF, MTTR, Disponibilité)

Pour évaluer et optimiser les performances d'un système de production d'énergie, il est indispensable de quantifier son comportement face aux pannes. La théorie de la fiabilité fournit un cadre mathématique rigoureux basé sur des indicateurs clés de performance (KPI).

II.6.1 Taux de défaillance et Taux de réparation

Le taux de défaillance, noté $\lambda(t)$, représente la probabilité conditionnelle qu'un composant tombe en panne dans l'intervalle de temps $[t, t+dt]$, sachant qu'il a survécu jusqu'à l'instant t . Pour de nombreux composants électroniques (comme les onduleurs PV dans leur phase de vie utile), on suppose souvent un taux de défaillance constant ($\lambda = \text{constante}$), ce qui correspond à des pannes aléatoires [5].

$$\lambda = \frac{\text{Nombre de défaillances}}{\text{Temps de fonctionnement total}} \quad \text{II.25}$$

λ : taux de défaillance constant [pannes/h ou pannes/an]

Le taux de réparation, noté $\mu(t)$, est la probabilité conditionnelle qu'un composant soit réparé dans l'intervalle $[t, t+dt]$, sachant qu'il était en panne à l'instant t . Si l'on suppose un taux de réparation constant :

$$\mu = \frac{\text{Nombre de réparations}}{\text{Temps de réparation total}} \quad \text{II.26}$$

μ : taux de réparation constant [réparations/h]

II.6.2 MTBF (Mean Time Between Failures)

Le MTBF, ou Temps Moyen Entre Pannes, est l'indicateur fondamental de la fiabilité d'un système réparable. Il représente la durée moyenne de fonctionnement opérationnel entre deux défaillances consécutives. Un MTBF élevé indique un système très fiable.

Dans le cas d'un taux de défaillance constant λ , le MTBF est simplement l'inverse de ce taux :

$$\text{MTBF} = \frac{1}{\lambda} = \int_0^{\infty} R(t) dt \quad \text{II.27}$$

λ : taux de défaillance constant [pannes/h]

$R(t)$: fonction de fiabilité, définie comme $R(t) = e^{(-\lambda t)}$ pour un taux de défaillance constant

Pour un groupe électrogène diesel, le MTBF dépend fortement de la qualité de la maintenance préventive et des conditions environnementales [17].

II.6.3 MTTR (Mean Time To Repair)

Le MTTR, ou Temps Moyen de Réparation, est l'indicateur principal de la maintenabilité. Il mesure le temps moyen nécessaire pour diagnostiquer la panne, obtenir les pièces de rechange, effectuer la réparation et remettre le système en service.

$$\text{MTTR} = \frac{1}{\mu} = \frac{\sum_i t_{\text{rep},i}}{n} \quad \text{II.28}$$

$t_{\text{rep},i}$: durée de la i-ème réparation [h]

n : nombre total de réparations

μ : taux de réparation constant [réparations/h]

Un MTTR faible est crucial pour les sites isolés. Il peut être réduit par une bonne conception du système (accessibilité des composants), la disponibilité des pièces de rechange sur site et la formation des techniciens [34].

II.6.4 Disponibilité (Availability)

La disponibilité est la probabilité qu'un système soit en état de fonctionner à un instant donné. C'est l'indicateur ultime qui combine la fiabilité (ne pas tomber en panne) et la maintenabilité (être réparé vite). La disponibilité inhérente (asymptotique) se calcule par le ratio du temps de fonctionnement sur le temps total (fonctionnement + réparation) :

$$A = \frac{MTBF}{MTBF + MTTR} \quad \text{II.29}$$

A : disponibilité inhérente (asymptotique) [0 – 1]

$MTBF$: Temps Moyen Entre Pannes [h]

$MTTR$: Temps Moyen de Réparation [h]

Pour maximiser la disponibilité A , il faut simultanément maximiser le $MTBF$ (par une conception robuste et une maintenance préventive) et minimiser le $MTTR$ (par une logistique efficace et une maintenance prédictive). Dans les systèmes hybrides critiques, on vise souvent des disponibilités supérieures à 99,9 % (les fameux « trois neuf ») [35].

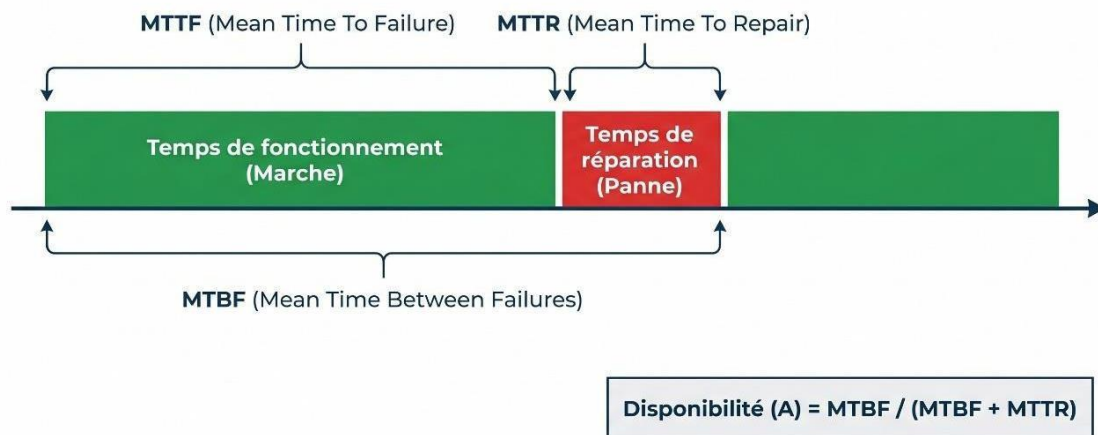


Figure II.10 : Relation temporelle entre $MTBF$, $MTTR$, $MTTF$ et temps de cycle d'un équipement [36]

II.7 Application de la maintenance aux systèmes Diesel et PV

Bien que partageant le même objectif de production d'énergie, les groupes électrogènes diesel et les systèmes photovoltaïques présentent des profils de maintenance radicalement différents en raison de leur nature technologique (mécanique vs statique).

II.7.1 Spécificités de la maintenance des groupes Diesel

Le groupe électrogène est un système électromécanique complexe soumis à de fortes contraintes thermiques, vibratoires et de friction. Sa maintenance est intensive et principalement axée sur la prévention de l'usure mécanique et la gestion des fluides.

- Maintenance des fluides : Le remplacement régulier de l'huile de lubrification, du liquide de refroidissement et des filtres (huile, air, carburant) est le cœur de la maintenance préventive [9]. L'analyse tribologique de l'huile permet de détecter l'usure prématurée des coussinets ou la contamination par le carburant.
- Gestion du carburant : Le gasoil stocké se dégrade avec le temps (oxydation, prolifération bactérienne, condensation d'eau). Le polissage du carburant et le nettoyage régulier des cuves sont indispensables pour éviter le colmatage des injecteurs [37].
- Tests en charge (Load Bank Testing) : Faire tourner un diesel à vide ou à faible charge provoque le wet stacking. Des tests périodiques à pleine charge (généralement annuels) sont requis par les normes (ex: NFPA 110) pour brûler les dépôts carbonés et valider la capacité réelle du groupe [26].
- Inspections mécaniques : Vérification du jeu aux soupapes, tension des courroies, inspection des fuites, et contrôle des silentblochs anti-vibratiles.

II.7.2 Spécificités de la maintenance des systèmes Photovoltaïques

Les systèmes PV sont des générateurs statiques (sans pièces en mouvement, hors trackers solaires). Leur maintenance est donc moins fréquente mais requiert des compétences spécifiques en électricité et électronique de puissance.

- Nettoyage des modules (Soiling mitigation) : C'est l'activité de maintenance la plus visible. La fréquence dépend de l'environnement (poussière, fientes d'oiseaux, pollution industrielle). Un nettoyage optimisé se base sur le calcul du point d'équilibre entre le coût du nettoyage et le gain de production attendu [18].
- Maintenance des onduleurs : L'onduleur est le maillon faible du système PV en termes de fiabilité. La maintenance inclut le nettoyage des filtres de ventilation, la vérification des serrages (pour éviter les arcs électriques) et la mise à jour des firmwares. La dégradation des condensateurs électrolytiques est la cause principale de défaillance [27], [32].
- Inspections thermographiques : Réalisées par drone ou manuellement, elles permettent d'identifier les cellules défectueuses (hotspots), les diodes de bypass grillées ou les défauts de connexion dans les boîtes de jonction [38].
- Contrôle des structures et câblages : Vérification de la résistance de mise à la terre, de l'intégrité de l'isolation des câbles DC (soumis aux UV et aux rongeurs) et de l'absence de corrosion sur les structures de montage en aluminium ou acier galvanisé [26].

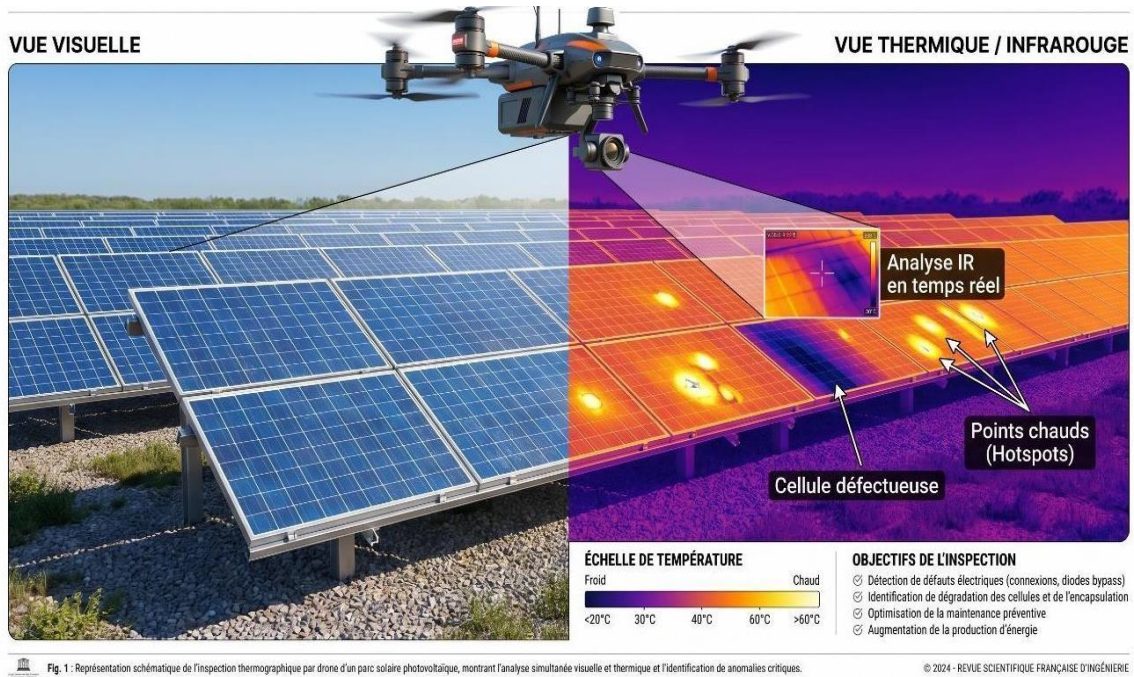


Figure II.11: Inspection thermographique par drone d'une centrale photovoltaïque révélant des points chauds [39]

II.8 Comparaison technique et opérationnelle

La conception d'un micro-réseau hybride nécessite une bonne compréhension des caractéristiques techniques de chaque source d'énergie afin d'assurer un compromis optimal entre performance, fiabilité et coût. Dans ce cadre, les systèmes diesel et photovoltaïques sont largement utilisés, mais ils présentent des différences importantes, notamment en matière de maintenance et de fiabilité. D'un côté, les groupes électrogènes diesel assurent une production d'énergie stable et contrôlable, ce qui les rend adaptés pour couvrir les charges continues et les périodes de faible production renouvelable. Cependant, ils exigent une maintenance régulière (vidange, filtres, contrôle mécanique) et subissent une usure progressive, ce qui peut augmenter les coûts d'exploitation.

D'un autre côté, les systèmes photovoltaïques nécessitent très peu de maintenance et offrent une solution propre et durable. Toutefois, leur production dépend fortement de l'ensoleillement et peut être intermittente, en plus de la sensibilité de certains composants comme les onduleurs. Ainsi, la comparaison entre ces deux technologies permet de mieux définir la stratégie de gestion énergétique du micro-réseau afin d'assurer une alimentation fiable et économique

Tableau II.1 : Comparaison technique et opérationnelle entre Groupe Électrogène Diesel et Système Photovoltaïque

Caractéristique	Groupe Électrogène Diesel	Système Photovoltaïque
Nature de la technologie	Électromécanique (dynamique)	Semi-conducteur (statique)
Source d'énergie	Gasol (fossile, logistique requise)	Rayonnement solaire (renouvelable, intermittent)
Pilotabilité (Dispatchability)	Excellente (production à la demande)	Nulle (dépend de la météo, nécessite du stockage)
Fréquence de maintenance	Élevée (basée sur les heures de marche)	Faible à modérée (nettoyage, inspections annuelles)
Coûts d'exploitation (OPEX)	Très élevés (carburant + pièces d'usure)	Très faibles (principalement nettoyage et supervision)
Complexité de la réparation	Mécanique lourde, pièces spécifiques	Remplacement standard de modules ou d'onduleurs
MTBF typique	Modéré (dépend fortement de l'entretien)	Élevé (surtout pour les modules, > 25 ans)
Caractéristique	Groupe Électrogène Diesel	Système Photovoltaïque
MTTR typique	Variable (dépend de la disponibilité des pièces)	Faible (remplacement plug-and-play)
Mode de défaillance dominant	Usure mécanique, problèmes d'injection, batteries de démarrage	Défaillance de l'onduleur, hotspots, dégradation PID
Impact environnemental local	Bruit, vibrations, émissions de gaz (NO _x , CO ₂ , particules)	Nul (silencieux, aucune émission en fonctionnement)

Cette comparaison met en évidence la complémentarité des deux systèmes. Le PV offre une énergie propre avec des coûts de maintenance minimales, tandis que le Diesel garantit la sécurité d'approvisionnement lors des pics de demande ou des périodes de faible ensoleillement. L'enjeu de l'hybridation est de maximiser la pénétration du PV pour réduire les heures de fonctionnement du Diesel, prolongeant ainsi son MTBF et réduisant drastiquement les coûts de carburant et de maintenance [40], [15].

II.9 Conclusion

Ce deuxième chapitre a permis d'établir les fondations techniques et mathématiques nécessaires à la compréhension des systèmes de production d'énergie autonomes. Nous avons détaillé le fonctionnement thermodynamique et électrique du groupe électrogène diesel, en mettant en évidence l'importance cruciale de la modélisation de sa consommation de carburant et des phénomènes de dégradation liés à un fonctionnement à faible charge. Parallèlement, l'analyse du système photovoltaïque a révélé la complexité de la conversion de l'énergie solaire, modélisée par le circuit équivalent à une diode, et l'importance du stockage par batteries pour pallier l'intermittence de la ressource.

L'étude approfondie des stratégies de maintenance (corrective, préventive, prédictive) et des indicateurs de fiabilité (MTBF, MTTR, Disponibilité) a souligné que la performance d'un micro-réseau ne se limite pas à son dimensionnement initial, mais dépend intrinsèquement de sa gestion opérationnelle. La comparaison technique entre les technologies Diesel et PV confirme que leur hybridation n'est pas une simple juxtaposition, mais une synergie complexe. Le défi majeur réside désormais dans l'optimisation de cette synergie. C'est l'objet du chapitre suivant, qui se consacrera à l'analyse économique et à l'optimisation des stratégies de maintenance pour ces systèmes hybrides, en cherchant à minimiser le coût global de possession (LCOE) tout en garantissant une fiabilité maximale.

Chapitre III : Étude Appliquée et Analyse Comparative

III.1 Introduction

Ce troisième et dernier chapitre constitue le cœur applicatif de notre mémoire. Fort des bases théoriques établies dans les chapitres précédents portant sur le contexte énergétique des zones isolées (Chapitre I) et sur la description technique et les stratégies de maintenance des systèmes autonomes (Chapitre II) nous procédons ici à une étude comparative quantifiée et rigoureuse entre deux architectures de production d'électricité autonome.

L'approche retenue s'appuie sur l'outil de simulation technico-économique HOMER Pro (Hybrid Optimization of Multiple Energy Resources), qui constitue la référence internationale pour l'optimisation des micro-réseaux hybrides. Deux configurations sont étudiées et comparées : un système de référence basé exclusivement sur des groupes électrogènes diesel (« Base Case »), et un système hybride optimisé associant le photovoltaïque, un stockage par batteries et un appoint diesel (« Lowest Cost System »), tel que proposé par le logiciel HOMER Pro.

L'analyse porte sur quatre dimensions complémentaires technique, économique, environnementale et de fiabilité. L'objectif final est de fournir une réponse objective et chiffrée à la problématique centrale de ce mémoire, en déterminant quel système offre la meilleure performance globale sur un horizon de 25 ans dans les conditions spécifiques du site étudié.

III.2 Présentation du site d'étude

Le site d'étude concerné par ce travail correspond à une installation située dans la région de Hassi Messaoud, caractérisée par un climat saharien aride, marqué par des températures élevées durant une grande partie de l'année et une forte disponibilité de l'ensoleillement. Ces conditions climatiques jouent un rôle déterminant dans l'évaluation des systèmes de production d'énergie électrique, notamment les systèmes photovoltaïques.

Le site est un poste de consommation énergétique isolé du réseau électrique national, ce qui impose l'utilisation de solutions autonomes pour assurer l'alimentation électrique continue. L'activité principale du site est liée aux opérations industrielles et aux services associés, nécessitant une alimentation fiable et stable pour garantir la continuité des opérations.

Les données d'irradiation solaire du site ont été extraites de la base de données **NASA POWER** et intégrées directement dans HOMER Pro. Le tableau ci-dessous présente les moyennes mensuelles de l'irradiation globale horizontale (GHI) ainsi que l'indice de clarté du ciel (Clearness Index) :

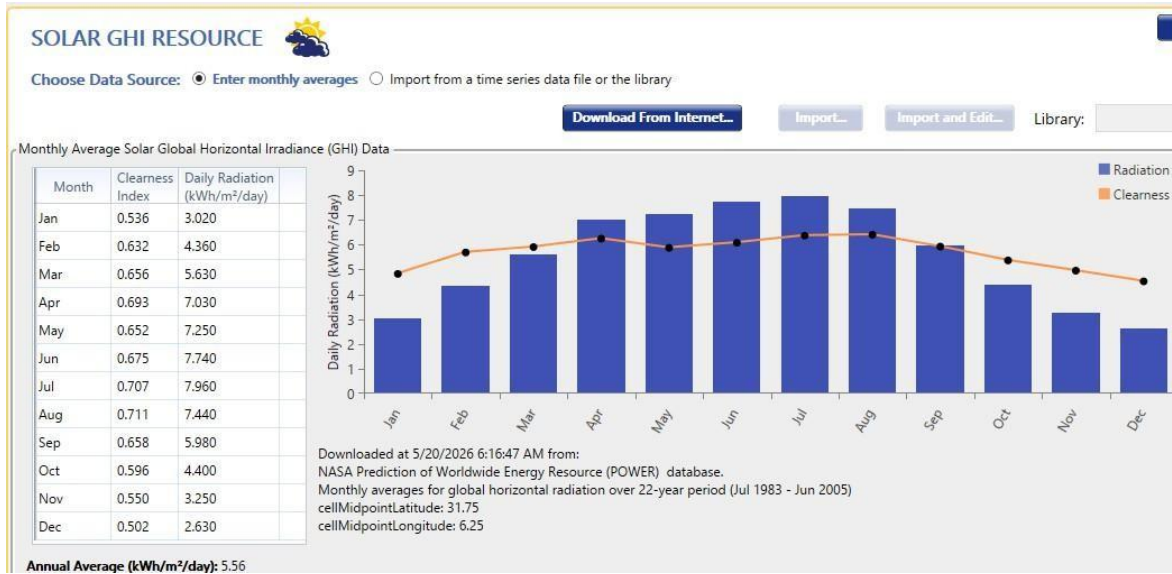


Figure III.1 : Ressource solaire GHI du site de Hassi Messaoud – données NASA

Le site de Hassi Messaoud bénéficie d'une irradiation solaire annuelle moyenne de 5,56 kWh/m²/jour, avec un pic estival atteignant 7,96 kWh/m²/jour en juillet. L'indice de clarté moyen de 0,644 confirme une excellente disponibilité du rayonnement solaire direct, caractéristique du climat saharien aride. Ces conditions d'ensoleillement exceptionnelles constituent un atout majeur pour le dimensionnement et la performance du système photovoltaïque proposé.



Figure III.2 : Vue générale du site de forage étudié.

III.3 Méthodologie de l'étude et outil de modélisation HOMER Pro

La méthodologie adoptée dans cette étude repose sur une approche comparative entre deux systèmes de production d'énergie électrique autonomes : un système basé sur des groupes électrogènes diesel et un système hybride photovoltaïque avec stockage par batteries (PV + Battery). L'objectif principal est d'évaluer les performances techniques, économiques et environnementales de chaque configuration.

L'outil de modélisation utilisé est le logiciel HOMER Pro (Hybrid Optimization Model for Multiple Energy Resources), qui permet la simulation, l'optimisation et l'analyse des systèmes énergétiques hybrides. Ce logiciel facilite l'évaluation de différentes architectures de systèmes en tenant compte des paramètres techniques, des coûts d'investissement, des coûts d'exploitation ainsi que des contraintes de fiabilité.

- La démarche adoptée consiste à :
- définir le profil de charge du site,
- introduire les données climatiques (irradiation solaire),
- modéliser les composants des systèmes étudiés,
- simuler les scénarios de fonctionnement,
- comparer les résultats obtenus selon différents critères.

III.4 Profil de Charge Électrique (Load Profile)

La modélisation du profil de charge constitue la première étape fondamentale de toute simulation sous HOMER Pro, car elle conditionne l'ensemble du dimensionnement et de l'évaluation des systèmes. Le profil de charge saisi dans notre simulation est représentatif d'un site industriel ou d'une infrastructure communautaire de taille significative dans le Sud algérien.

Les paramètres du profil de charge retenus pour cette simulation sont présentés dans le tableau suivant :

Tableau III.1 : Paramètres du profil de charge électrique

Paramètre	Valeur	Unité
Consommation journalière moyenne (Scaled)	24 000	kWh/jour
Puissance moyenne	1 000	kW
Puissance de pointe (Peak)	1 833,2	kW
Facteur de charge (Load Factor)	0,55	-
Type de charge	AC	-

Un facteur de charge de 0,55 indique une utilisation relativement soutenue et continue de l'installation, ce qui est cohérent avec un site industriel fonctionnant en continu. La variabilité introduite dans le modèle (10 % jour-à-jour et 20 % pas-à-pas) permet de simuler des conditions réalistes de fluctuation de la demande, en évitant un profil artificiel trop lissé.

La consommation annuelle totale correspondante s'élève à 8 760 000 kWh/an (365 jours × 24 000 kWh/jour), ce qui représente une charge électrique de niveau industriel moyen, typique des sites d'extraction, des campements pétroliers ou des infrastructures communautaires importantes dans les zones isolées du Sahara algérien.

III.5 Étude de maintenance du groupe électrogène

Afin d'assurer la continuité de fonctionnement du groupe électrogène et d'améliorer sa durée de vie, une étude de maintenance préventive a été réalisée. Cette étude comprend les opérations de maintenance périodique ainsi que les coûts associés aux révisions générales du générateur diesel.

III.5.1 Maintenance préventive

La maintenance préventive regroupe l'ensemble des opérations planifiées et réalisées périodiquement afin de prévenir les défaillances potentielles, réduire les risques de panne et maintenir les performances optimales du groupe électrogène. Cette stratégie de maintenance contribue à assurer la fiabilité, la disponibilité et la longévité de l'équipement. Elle inclut diverses interventions telles que les inspections régulières, le contrôle des paramètres de fonctionnement, la lubrification des organes mécaniques ainsi que le remplacement préventif des pièces sujettes à l'usure. En outre, l'application d'un programme de maintenance préventive permet de limiter les arrêts non planifiés, de réduire les coûts de maintenance corrective et d'améliorer la sécurité ainsi que l'efficacité opérationnelle du système énergétique. Les principales opérations de maintenance préventive ainsi que leur périodicité d'exécution sont présentées dans le tableau suivant.

Tableau III.2 : Coûts de la maintenance préventive du groupe électrogène

Designation	Quant ité	Prix DA	Prix total DA	Heures h	1 ane	20 ane
L						
videnge	300	450	135000	504	2160000	691200000
Filtre d'huile	3	1776.38	532914	504	85266.24	27285196.8
roulment	2	220000.00	440000	30000	440000	2640000
Filtre d'èair	2	21300.00	42600.00	1000	383400	7668000
Graissage des roulement	15	6.5	78	4000	156	3120
Filtre de gazole	5	946.89	4734.45	504	75751.2	1515024

D'après les résultats obtenus, les opérations de vidange et de remplacement des filtres représentent une partie importante des coûts de maintenance du générateur diesel. Ces opérations sont nécessaires pour garantir la stabilité et la fiabilité du système hybride.

III.5 .2 Revision générale après 10 ANS

La révision générale correspond à un ensemble d'opérations de maintenance lourde réalisées après une longue période de fonctionnement du groupe électrogène ou après avoir atteint un nombre d'heures de service défini par le constructeur. Elle vise à restaurer les performances initiales de la machine et à garantir sa fiabilité sur le long terme.

Elle comprend notamment le démontage complet ou partiel du moteur afin de procéder à l'inspection, au nettoyage et au contrôle de ses différents organes. Les composants mécaniques principaux tels que les pistons, segments, soupapes, coussinets, joints et parfois le vilebrequin sont vérifiés et remplacés si nécessaire afin de prévenir toute défaillance future.

Cette opération permet également de détecter les signes d'usure avancée, de corriger les anomalies éventuelles et d'assurer une meilleure efficacité de combustion. En conséquence, la révision générale contribue à prolonger la durée de vie du groupe électrogène, à réduire les risques de pannes imprévues et à maintenir un niveau optimal de performance et de sécurité.

Tableau III.3 : Coût de la révision générale du groupe électrogène

IT	DESIGNATION	QTE	PRIX	PRIX TOTAL
1	KIT SEAL SC	12	7.280.29	87,363.18
2	LIFTER ASSY	36	19.120.45	688,336.20
3	SPRING	36	687.10	24,735.60
4	PUMP FUEL PRIMING	1	39.701.93	39,701.39
5	REGULATOR - TEMPERATURE	4	7.378.44	29,513.76
6	RETAINER AS (PISTON COOLING)	12	3.832.29	45,987.48
7	WASHER HARD	12	35.42	425.04
8	BOULON	12	35.44	425.28
9	FILTER HIULE	3	1.776.38	5,330.49
10	FILTER GASOIL	5	946.89	4,734.45
11	FILTER A AIR	2	21,300.00	42,600.00
12	HIUL MOTOUR DIESEL 15W40	2	90,185.40	180,370.8
13	LINER CYLINDRER	12	43,415.29	520,983.48
14	PISTON	12	190,879.35	2,290,552.20
15	RING PISTON(OIL+TOP)	12	10,385.63	124,627.56
16	BEARING MAIN STD	7	21,934.99	153,544.93
17	BEARING(ROD)	12	22,178.91	266,146.92
18	PLATE THRUST	2	44,455.24	88,455.24
19	KIT GASKIT CENTRAL AND LOWER	1	90,000.00	90,000.00
20	KIT GASKET (FUEL SYSTEM)	1	130,045.80	130,045.80
21	OIL PUMP	1	689,873.97	689,873.97
22	PUMP GP -WATER	1	283,071.56	283,071.56
23	KIT GASKET (WATER LINES)	1	24,995.02	24,995.02
24	BEARING	2	220000.00	440000.00
25			total	6304951.2

La révision générale du groupe électrogène engendre des coûts élevés comparativement à la maintenance préventive périodique. Le coût total estimé de cette opération est de 6 304 951.2 DA, ce qui montre l'importance d'intégrer les frais de maintenance dans l'étude économique du système.

III.6 Simulation du Système à Groupes Électrogènes Diesel

III.6.1 Paramétrage du Système sous HOMER Pro

Le groupe électrogène CAT-1500kVA-50Hz-PP de Caterpillar, d'une puissance nominale de 1 200 kW, constitue l'unité de base du système de référence. Les paramètres introduits dans HOMER Pro reflètent les caractéristiques réelles de cet équipement, notamment un coût d'investissement de 600 000 \$ par unité, un coût O&M de 2 \$/heure et une durée de vie nominale de 90 000 heures.

GENERATOR  Name: CAT-1500kVA-50Hz-PP Abbreviation: CAT-15 Remove Copy To Library

Properties

Name: CAT-1500kVA-50Hz-PP

Capacity: 1200 kW

Fuel: Diesel

Fuel curve intercept: 24.7 L/hr

Fuel curve slope: 0.234 L/hr/kW

Emissions

CO (g/L fuel): 0.64

Unburned HC (g/L fuel): 0.41

Particulates (g/L fuel): 0.20

Fuel Sulfur to PM (%): 0

NOx (g/L fuel): 19.11

Generator Cost

Initial Capital (\$): 600,000.00

Replacement (\$): 500,000.00

O&M (\$/op. hour): 2.000

Fuel Price (\$/L): 1

Optimization

☒ Simulate systems with and without this generator

☐ Include in all systems

Electrical Bus

☒ AC ☐ DC

Site Specific

Minimum Load Ratio (%): 25.00  CHP Heat Recovery Ratio (%): 0.00  Lifetime (Hours): 90,000.00 

Minimum Runtime (Minutes): 0.00  ☐ Initial Hours 0.00

Advanced...

Figure III.3 : Paramètres du groupe électrogène CAT-1500kVA-50Hz-PP

Le système de référence (Base Case) est constitué de trois groupes électrogènes diesel de la gamme CAT-1500kVA-50Hz-PP de Caterpillar, chacun d'une puissance nominale de 1 200 kW, connectés sur un bus AC. Les paramètres économiques et techniques introduits dans HOMER Pro sont détaillés dans le tableau ci-dessous :

Tableau III.4 : Paramètres de simulation du système diesel (Base Case)

Paramètre	Valeur	Unité
Modèle	CAT-1500kVA-50Hz-PP	-
Puissance nominale (par unité)	1 200	kW
Nombre d'unités simulées	3	unités
Coût d'investissement initial (CAPEX)	600 000	\$/unité
Coût de remplacement	500 000	\$/unité
Coût O&M	2,00	\$/heure de fonctionnement
Prix du carburant (Diesel)	30	DA
Intercept de la courbe de consommation	24,7	L/hr
Pente de la courbe de consommation	0,234	L/hr/kW
Durée de vie nominale	90 000	heures
Ratio de charge minimale	25	%
Stratégie de dispatch HOMER	Cycle Charging	-

III.6.2 Stratégie de Fonctionnement du Système

La stratégie de dispatch retenue pour le système diesel est le « Cycle Charging » stratégie dans laquelle le groupe électrogène fonctionne à pleine charge lorsqu'il est actif, l'énergie excédentaire étant stockée dans les batteries (ou dissipée en l'absence de stockage significatif). Cette stratégie maximise l'efficacité de la conversion carburant-électricité des groupes, en évitant les fonctionnements à faible charge qui induisent une consommation spécifique élevée et une usure prématurée des cylindres (phénomène de wet stacking).

Dans cette configuration, le groupe électrogène principal (GE-1) assure la charge de base en fonctionnant en continu (24h/24), tandis que le groupe secondaire (GE-2) intervient en

appoint lors des pics de demande ou en relève lors des maintenances périodiques. Le troisième groupe (GE-3) est configuré comme redondance de secours mais n'est pas sollicité dans les résultats de simulation obtenus.

III.6.3 Résultats de Simulation

III.6.3.1 Résultats Économiques

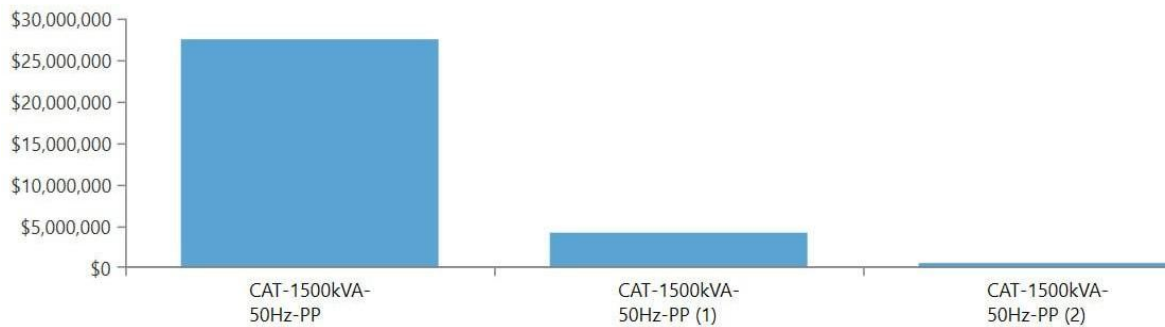


Figure III.4 : Récapitulatif des coûts du système diesel par composant – Cost Summary

Tableau III.5 : Résultats économiques du système diesel (Base Case)

Indicateur Économique	Valeur
Coût Actualisé Net Total (NPC)	32 200 940 \$
Coût Actualisé de l'Énergie (LCOE)	0,2876 \$/kWh
Coût d'exploitation annuel (Operating Cost)	2 378 166 \$/an
Investissement initial total (CAPEX)	1 800 000 \$
Coût total du carburant (actualisé)	29 875 430 \$
Coût total O&M (actualisé)	299 820 \$
Coût de remplacement (actualisé)	425 778 \$
Valeur résiduelle (Salvage)	(200 087 \$)

Observation clé : Le coût du carburant représente 92,8 % du NPC total du système diesel (29 875 430 \$ sur 32 200 940 \$). Cette structure de coût révèle la vulnérabilité extrême du système diesel aux fluctuations du prix des hydrocarbures et aux contraintes logistiques d'approvisionnement en carburant dans les zones isolées.

III.6.3.2 Résultats Électriques

Tableau III.6 : Résultats électriques du système diesel

Paramètre Électrique	Valeur	Unité
Production GE 1 (CAT-1500 principal)	7 860 963	kWh/an
Part de la production GE 1	89,7	%
Production GE 2 (CAT-1500 appoint)	899 584	kWh/an
Part de la production GE 2	10,3	%
Production totale du système	8 760 547	kWh/an
Charge AC primaire satisfaite	8 760 000	kWh/an
Taux de satisfaction de la charge	100	%
Énergie excédentaire	547	kWh/an
Charge non satisfaite (Unmet Load)	0	kWh/an
Fraction renouvelable	0	%

III.6.3.3 Résultats du Groupe Électrogène Principal (GE-1)

Tableau III.7 : Paramètres opérationnels des groupes électrogènes

Paramètre Opérationnel	GE-1 (Principal)	GE-2 (Appoint)	Unité
Heures de fonctionnement annuelles	8 760	2 967	hrs/an
Nombre de démarrages annuels	1	1 735	démarrages/an
Durée de vie opérationnelle	10,3	30,3	ans
Facteur de capacité	74,8	8,56	%
Production électrique	7 860 963	899 584	kWh/an
Production moyenne	897	303	kW
Production minimale	300	300	kW
Production maximale	1 200	633	kW
Consommation spécifique (SFC)	0,261	0,315	L/kWh
Rendement électrique moyen	38,9	32,2	%
Consommation de carburant annuelle	2 053 561	283 496	L/an

III.6.3.4 Résultats de Consommation de Carburant

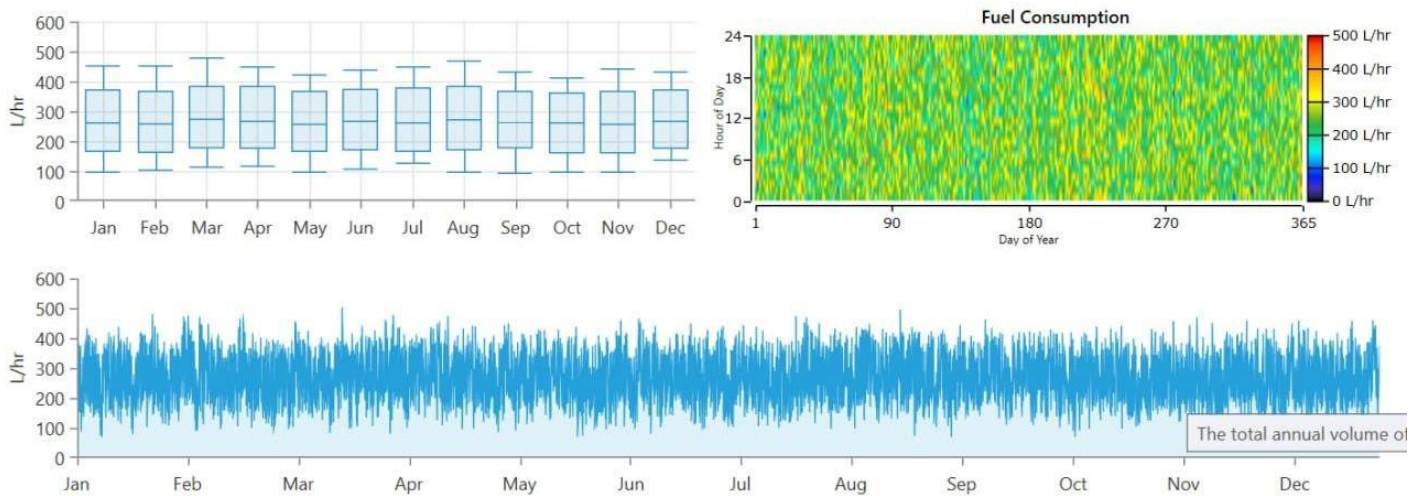


Figure III.5 : Profil annuel de consommation de carburant du système diesel – Fuel Summary

Tableau III.8 : Bilan de consommation de carburant du système diesel

Paramètre Carburant	Valeur	Unité
Consommation totale annuelle	2 337 057	L/an
Consommation journalière moyenne	6 403	L/jour
Consommation horaire moyenne	267	L/heure

La consommation totale de 2337057 litres par an, soit 267 litres par heure en moyenne, illustre l'ampleur des besoins en approvisionnement du système diesel. Le profil annuel confirme une consommation quasi-constante tout au long de l'année, reflet du fonctionnement continu 24h/24 du groupe principal, ce qui impose une logistique d'approvisionnement lourde et représente un risque opérationnel majeur dans les zones isolées du Sahara algérien.

III.6.3.5 Résultats des Émissions

Tableau III.9 : Émissions polluantes annuelles du système diesel

Polluant	Émissions annuelles	Unité
Dioxyde de carbone (CO ₂)	6 178 099	kg/an
Oxydes d'azote (NO _x)	44 661	kg/an
Dioxyde de soufre (SO ₂)	15 323	kg/an
Monoxyde de carbone (CO)	1 496	kg/an
Hydrocarbures imbrûlés	958	kg/an
Matières particulaires (PM)	467	kg/an

III.6.4 Analyse des Performances du Système Diesel

Les résultats de simulation du système diesel révèlent plusieurs caractéristiques importantes. Le groupe principal (GE-1) fonctionne 8 760 heures par an, soit en continu (24h/24, 365 jours/an), avec un facteur de capacité élevé de 74,8 %. Cette disponibilité totale garantit une alimentation ininterrompue, avec un taux de satisfaction de la charge de 100 % et une énergie non distribuée nulle.

Cependant, cette disponibilité a un coût économique et environnemental considérable. La consommation de 2 337 057 litres de diesel par an, soit 6 403 L/jour, génère des coûts d'exploitation très élevés (2 378 166 \$/an) et d'importantes émissions de CO₂ (6 178 tonnes/an). La durée de vie opérationnelle du GE-1, estimée à seulement 10,3 ans (pour une durée de vie nominale de 90 000 heures), imposera un remplacement coûteux (500 000 \$) dans le cadre du projet de 25 ans.

Le rendement électrique moyen de 38,9 % pour le GE1 est représentatif d'un groupe diesel fonctionnant à charge partielle modérée. Le GE-2, avec ses 1 735 démarrages annuels et un facteur de capacité de seulement 8,56 %, présente un profil d'utilisation très discontinu, avec un SFC plus élevé (0,315 L/kWh) révélant des fonctionnements fréquents à faible charge, source d'usure accélérée.

III.7 Simulation du Système hybride

III.7.1 Paramétrage du Système sous HOMER Pro

La batterie au plomb-acide Generic kWh Lead Acid, modélisée selon le Kinetic Battery Model (KBM), présente une tension nominale de 12V et un rendement aller-retour de 80 %. Avec un état de charge minimal fixé à 40 % et une durée de vie limitée à 800 kWh de débit cumulé, la gestion rigoureuse du cycle de charge-décharge constitue un facteur déterminant pour la durée de vie effective du parc de stockage.

The screenshot displays the 'Add/Remove Generic kWh Lead Acid' window in HOMER Pro. It is divided into several sections:

- Properties:** Lists technical specifications for the 'Kinetic Battery Model', including Nominal Voltage (12V), Nominal Capacity (1 kWh), Maximum Capacity (83.4 Ah), Capacity Ratio (0.403), Rate Constant (0.827 1/hr), Roundtrip efficiency (80%), Maximum Charge Current (16.7 A), Maximum Discharge Current (24.3 A), and Maximum Charge Rate (1 A/Ah).
- Cost:** A table with columns for Quantity, Capital (\$), Replacement (\$), and O&M (\$/year). The values shown are: Quantity 20, Capital 2,500.00, Replacement 2,200.00, and O&M 10.00. Below this, 'Lifetime' parameters are set to 15.00 years and 800.00 kWh throughput.
- Sizing:** Includes options for 'HOMER Optimizer™', 'Search Space', and 'Advanced'.
- Site Specific Input:** Contains fields for 'String Size' (4), 'Voltage' (48 V), 'Initial State of Charge (%)' (100.00), and 'Minimum State of Charge (%)' (40.00). There is also a checkbox for 'Minimum storage life (yrs)' set to 5.00.

At the bottom, there is a description: 'This is a generic 12 volt lead acid battery with 1 kWh of energy storage.' and logos for 'Generic homerenergy.com' and 'HOMER Energy'.

Figure III.6 : Paramètres du système de stockage Generic kWh Lead Acid sous HOMER Pro

Le champ photovoltaïque retenu est un modèle générique à plaque plate (**Generic Flat Plate PV**), dimensionné par l'optimiseur HOMER à **5 307 kW**. Ce champ constitue la source principale de production du système hybride, assurant 86,2 % de la production annuelle totale. Le facteur de déclassement de 80 % intègre l'ensemble des pertes réelles d'exploitation, notamment l'encrassement par la poussière saharienne, les pertes par câblage et la dégradation thermique des cellules. La durée de vie de 25 ans, identique à l'horizon du projet, élimine tout coût de remplacement pour ce composant, ce qui constitue un avantage économique significatif.

Add/Remove Generic flat plate PV

Properties
 Name: Generic flat plate PV
 Abbreviation: PV
 Panel Type: Flat plate
 Rated Capacity (kW): 1
 Manufacturer: Generic
www.homerenergy.com
 Notes: This is a generic PV system.

Cost
 Capacity (kW): 0.500
 Capital (\$): 300.00
 Replacement (\$): 240.00
 O&M (\$/year): 10.00
 Lifetime time (years): 25.00
 More...

Sizing
☒ HOMER Optimizer™
☐ Search Space
☐ Advanced

Site Specific Input
 Derating Factor (%): 80.00

Electrical Bus
☐ AC ☒ DC
 Advanced...

Figure III.7 : Paramétrage du champ photovoltaïque générique

Quant au convertisseur de puissance (**System Converter**), dimensionné à **1 364 kW**, il assure l'interface bidirectionnelle entre le bus DC (PV + batteries) et le bus AC (charge + groupe diesel en appoint). Avec un rendement de 95 % dans les deux sens de conversion onduleur (DC→AC) et redresseur (AC→DC) il garantit des pertes de conversion minimales. Sa durée de vie de 15 ans implique un remplacement unique à mi-parcours du projet. Le fonctionnement en parallèle avec le groupe diesel, activé dans la configuration retenue, permet une transition fluide entre les sources lors des basculements automatiques.

CONVERTER
 System Converter
 Complete Catalog

Properties
 Name: System Converter
 Abbreviation: Converter
www.homerenergy.com
 Notes: This is a generic system converter.

Costs

Capacity (kW)	Capital (\$)	Replacement (\$)	O&M (\$/year)
1	\$3,000.00	\$3,000.00	\$0.0

 Click here to add new item
 Multiplier: [] [] []

Capacity Optimization
☒ HOMER Optimizer™
☐ Search Space
☐ Advanced

Generic
www.homerenergy.com

HOMER Energy

Inverter Input
 Lifetime (years): 15.00
 Efficiency (%): 95.00
☒ Parallel with AC generator?

Rectifier Input
 Relative Capacity (%): 100.00
 Efficiency (%): 95.00

Figure III.8 : Paramétrage du convertisseur de puissance (System Converter)

Le système proposé (Lowest Cost System) est une architecture hybride combinant un champ photovoltaïque, un parc de batteries au plomb-acide, un convertisseur de puissance et un groupe électrogène diesel en appoint. Les paramètres de chaque composant sont présentés ci-dessous.

a) Panneau Photovoltaïque (Generic Flat Plate PV) :

Tableau III.10 : Paramètres du champ photovoltaïque

Paramètre PV	Valeur	Unité
Type de panneau	Generic Flat Plate PV	-
Puissance installée (optimisée)	5 307	kW
Coût d'investissement	300	\$/kW
Coût de remplacement	240	\$/kW
Coût O&M	10	\$/an
Durée de vie	25	ans
Facteur de déclassement (Derating Factor)	80	%
Bus de connexion	DC	-

b) Système de Stockage (Generic 1kWh Lead Acid) :

Tableau III.11 : Paramètres du système de stockage par batteries

Paramètre Batterie	Valeur	Unité
Type	Generic 1kWh Lead Acid (Kinetic Battery Model)	-
Nombre de batteries (optimisé)	30 272	unités
Taille des strings	4	batteries/string
Nombre de strings en parallèle	7 568	strings
Tension de bus	48	V
Coût d'investissement unitaire	2 500	\$/unité
Coût de remplacement unitaire	2 200	\$/unité
Coût O&M	10	\$/an
Durée de vie (temps)	15	ans
Débit de vie (throughput)	800	kWh
État de charge initial	100	%
État de charge minimal (SOC min)	40	%
Rendement aller-retour (Round-trip)	80	%

c) Convertisseur de Puissance (System Converter) :

Tableau III.12 : Paramètres du convertisseur de puissance

Paramètre Convertisseur	Valeur	Unité
Puissance installée (optimisée)	1 364	kW
Coût d'investissement	3 000	\$/kW
Coût de remplacement	3 000	\$/kW
Durée de vie	15	ans
Rendement onduleur (DC→AC)	95	%
Rendement redresseur (AC→DC)	95	%
Capacité relative du redresseur	100	%

III.7.2 Stratégie de Fonctionnement du Système

La stratégie de dispatch retenue pour le système hybride PV+Batteries est le « Load Following », stratégie complémentaire au Cycle Charging utilisé pour le diesel. Dans cette configuration, le groupe électrogène diesel ne se met en marche que lorsque la demande dépasse la capacité combinée du champ PV et des batteries. Lorsqu'il est actif, il fournit

exactement la puissance nécessaire pour satisfaire la charge en cours, sans chercher à recharger les batteries, ce qui maximise la pénétration des énergies renouvelables. Cette stratégie est optimale pour les systèmes à forte pénétration solaire, car elle minimise les heures de fonctionnement du diesel tout en garantissant la sécurité d'approvisionnement lors des périodes de faible irradiation ou de pics de demande importants.

III.7.3 Résultats de Simulation

III.7.3.1 Résultats Économiques

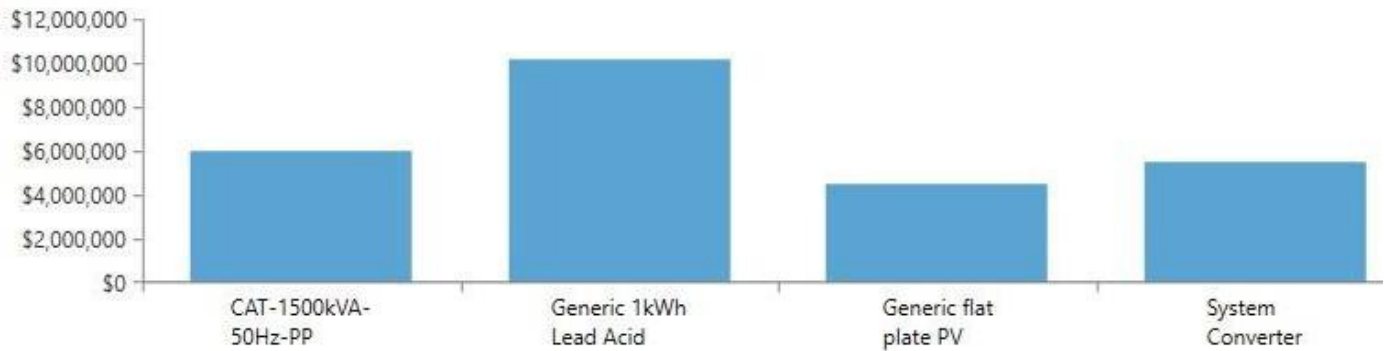


Figure III.9 : Récapitulatif des coûts du système Hybrid

Tableau III.13 : Résultats économiques du système Hybrid

Indicateur Économique	Valeur
Coût Actualisé Net Total (NPC)	26 143 100 \$
Coût Actualisé de l'Énergie (LCOE)	0,2340 \$/kWh
Coût d'exploitation annuel (Operating Cost)	1 132 964 \$/an
Investissement initial total (CAPEX)	11 660 009 \$
Coût total des batteries (actualisé)	10 150 107 \$
Coût total PV (actualisé)	4 541 007 \$
Coût total Convertisseur (actualisé)	5 481 400 \$
Coût total Diesel appoint (actualisé)	5 970 582 \$
Coût total carburant diesel appoint (actualisé)	5 333 515 \$
Valeur résiduelle totale (Salvage)	(630 039 \$)

Le système hybride PV + Batteries affiche un NPC total de 26,14 M\$ sur 25 ans, inférieur de 6,06 M\$ au système diesel. Bien que l'investissement initial soit significativement plus élevé (11,66 M\$ contre 1,80 M) les économies réalisées sur le carburant qui chute de 29,87 M à 5,33 M\$ compensent

largement ce surcoût initial et confèrent au système hybride une supériorité économique indéniable sur le long terme.

III.7.3.2 Indicateurs de Comparaison Économique

Tableau III.14 : Indicateurs de rentabilité du système PV + Batteries vs Diesel

Métrique Comparative	Valeur	Unité
Valeur actuelle nette (Present Worth)	3 630 970	\$
Valeur annuelle nette (Annual Worth)	284 039	\$/an
Retour sur investissement (ROI)	6,4	%
Taux de rentabilité interne (IRR)	9,8	%
Délai de récupération simple (Payback)	8,41	ans
Délai de récupération actualisé	12,80	ans

III.7.3.3 Résultats Électriques

Tableau III.15 : Résultats électriques du système PV + Batteries

Paramètre Électrique	Valeur	Unité
Production PV totale annuelle	9 366 453	kWh/an
Part de la production PV	86,2	%
Production Diesel appoint annuelle	1 505 107	kWh/an
Part de la production Diesel	13,8	%
Production totale du système	10 871 559	kWh/an
Charge AC primaire satisfaite	8 738 285	kWh/an
Taux de satisfaction de la charge	100	%
Énergie excédentaire (Excess Electricity)	768 449	kWh/an
Taux d'excédent	7,07	%
Charge non satisfaite (Unmet Load)	21 715	kWh/an
Taux de charge non satisfaite	0,248	%
Pénurie de capacité (Capacity Shortage)	60 270	kWh/an
Fraction renouvelable	82,8	%
Pénétration renouvelable maximale instantanée	1 239	%

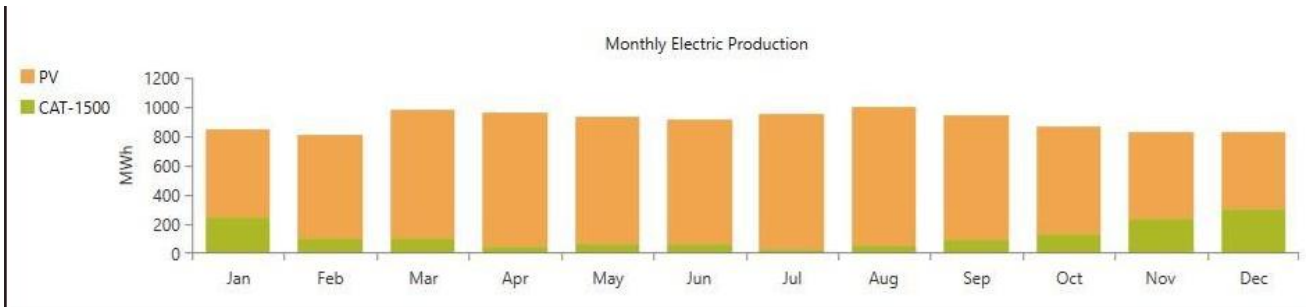


Figure III.10 : Production électrique mensuelle du système hybride / Diesel

Le système hybride assure une production totale de 10 871 559 kWh/an, dont 86,2 % proviennent du champ photovoltaïque. La fraction renouvelable de 82,8 % témoigne de l'efficacité de l'hybridation, le groupe diesel n'intervenant qu'en appoint pour couvrir les périodes de faible irradiation. Le taux de charge non satisfaite de 0,248 % reste largement acceptable pour les applications industrielles visées.

III.7.3.4 Résultats du Groupe Diesel en Appoint

Tableau III.16 : Paramètres opérationnels du diesel en appoint (système hybride)

Paramètre Opérationnel du Diesel Appoint	Valeur	Unité
Heures de fonctionnement annuelles	2 651	hrs/an
Nombre de démarrages annuels	925	démarrages/an
Durée de vie opérationnelle estimée	33,9	ans
Facteur de capacité	14,3	%
Production électrique annuelle	1 505 107	kWh/an
Production moyenne	568	kW
Production minimale	300	kW
Production maximale	1 200	kW
Consommation spécifique de carburant (SFC)	0,277	L/kWh
Rendement électrique moyen	36,7	%
Consommation de carburant annuelle	417 223	L/an

III.7.3.5 Résultats du Système de Stockage (Batteries)

Le profil annuel de l'état de charge des batteries révèle un cycle de charge-décharge bien établi, corrélé directement au cycle solaire journalier. Les batteries atteignent leur charge maximale en milieu de journée lors des pics d'irradiation, puis se déchargent progressivement en soirée et durant la nuit jusqu'au seuil minimal de 40 %. La fréquence élevée des cycles, reflétée par une durée de vie attendue de 5,39 ans, souligne l'importance d'un système de gestion de l'énergie performant pour préserver la capacité utile du parc de stockage sur la durée de vie du projet.

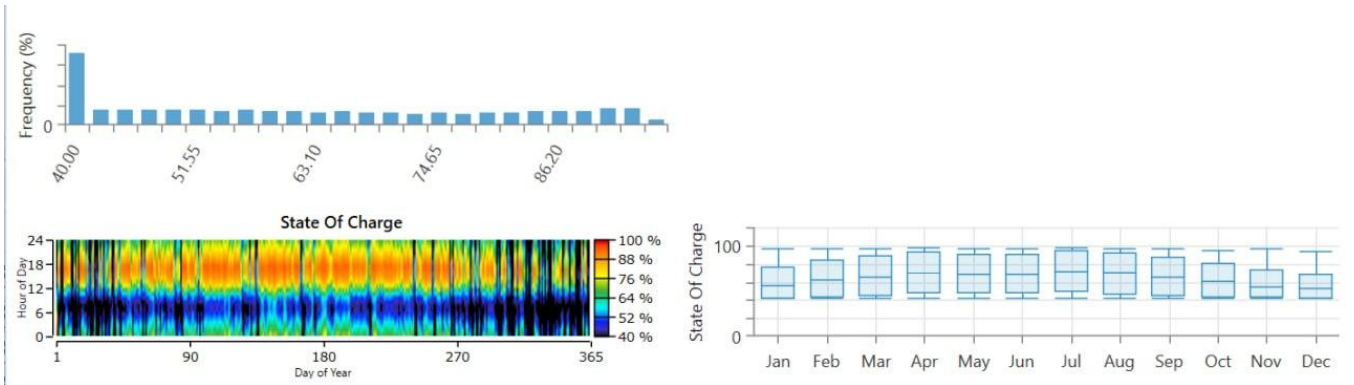


Figure III.11 : État de charge annuel du parc de batteries (State of Charge) Système hybrid

Tableau III.17 : Résultats du système de stockage par batteries

Paramètre Batteries	Valeur	Unité
Nombre total de batteries	30 272	unités
Autonomie du système	18,2	heures
Capacité nominale totale	30 296	kWh
Capacité nominale utilisable	18 178	kWh
Coût d'usure du stockage	0,154	\$/kWh
Débit de vie total (Lifetime Throughput)	24 217 600	kWh
Durée de vie attendue	5,39	ans
Énergie entrante annuelle	5 001 902	kWh/an
Énergie sortante annuelle	4 017 780	kWh/an
Pertes annuelles de stockage	1 002 299	kWh/an
Débit annuel (Annual Throughput)	4 492 015	kWh/an

III.7.3.6 Résultats de la Pénétration Renouvelable

Tableau III.18 : Indicateurs de pénétration renouvelable du système hybride

Métrique de Pénétration Renouvelable	Valeur	Unité
Capacité renouvelable nominale / Capacité totale nominale	81,6	%
Capacité renouvelable utilisable / Capacité totale	78,0	%
Production renouvelable totale / Charge totale	107	%
Production renouvelable totale / Production totale	86,2	%
Fraction renouvelable nette (1 - non-renouvelable/charge)	82,8	%
Pénétration renouvelable instantanée maximale	1 239	%

III.7.4 Analyse des Performances du Système hybride

Les résultats de simulation du système hybride PV + Batteries montrent une architecture radicalement différente du système diesel en termes de structure de coûts et de profil de production. Le champ PV de 5 307 kW assure 86,2 % de la production annuelle (9 366 453 kWh/an), le diesel n'intervenant qu'en appoint pour les 13,8 % restants.

La réduction du fonctionnement du diesel est remarquable : de 8 760 heures/an dans la configuration tout-diesel, les heures de fonctionnement tombent à 2 651 heures/an dans le système hybride, soit une réduction de 69,7 %. Cette réduction prolonge considérablement la durée de vie opérationnelle du groupe diesel (de 10,3 à 33,9 ans), éliminant de facto le coût de remplacement du groupe sur la durée de vie du projet.

La fraction renouvelable de 82,8 % confirme l'efficacité de l'hybridation, avec une pénétration instantanée maximale pouvant atteindre 1 239 % (le champ PV peut produire jusqu'à 12 fois la charge instantanée lors des heures de fort ensoleillement, le surplus étant stocké dans les batteries). La durée de vie attendue des batteries de 5,39 ans implique environ 4 à 5 cycles de remplacement sur la durée du projet, ce qui constitue le principal poste de dépense (10 150 107 \$ actualisé).

III.8 Analyse Économique des Systèmes Étudiés

La comparaison économique entre les deux systèmes est fondée sur le Coût Actualisé Net (NPC) sur 25 ans, indicateur standard qui intègre l'ensemble des flux financiers du projet : investissement initial, exploitation, maintenance, carburant, remplacement des composants et valeur résiduelle.

Tableau III.19 : Comparaison économique globale des deux systèmes

Indicateur Économique	Système Diesel	Système PV + Batt+GE	Économie / Gain
NPC Total (25 ans)	32 200 940 \$	26 143 100 \$	6 057 840 \$
LCOE	0,2876 \$/kWh	0,2340 \$/kWh	-18,6 %
Coût d'exploitation annuel	2 378 166 \$/an	1 132 964 \$/an	-52,4 %
CAPEX initial	1 800 000 \$	11 660 009 \$	+9 860 009 \$
Coût carburant (25 ans)	29 875 430 \$	5 333 515 \$	24 541 915 \$
IRR (vs Base Case)	-	9,8	%
ROI (vs Base Case)	-	6,4	%
Délai de récupération (simple)	-	8,41	ans
Délai de récupération (actualisé)	-	12,80	ans

La structure des coûts des deux systèmes est fondamentalement différente. Le système diesel est dominé par l'OPEX (carburant + O&M représentant 94,3 % du NPC), tandis que le système PV est dominé par le CAPEX (44,6 % du NPC pour l'investissement initial) et les remplacements de batteries (38,8 % du NPC). Cette inversion de la structure de coût est l'argument central en faveur de la transition vers les énergies renouvelables dans les zones isolées : on substitue une dépense récurrente et volatil (le carburant) par un investissement maîtrisable à long terme.

III.9 Analyse Environnementale des Systèmes Étudiés

L'analyse environnementale compare les émissions polluantes des deux configurations sur une base annuelle. Le système PV ne génère aucune émission directe en fonctionnement ; seules les émissions du groupe diesel (en appoint dans le système hybride) sont comptabilisées.

Tableau III.20 : Comparaison des émissions polluantes annuelles (* estimées proportionnellement à la réduction de consommation de carburant de 82,1 %)

Polluant	Système Diesel	Système PV + Batt.+GE	Réduction
CO ₂ (kg/an)	6 178 099	estimé ~ 1 102 000*	≈ -82 %
NO _x (kg/an)	44 661	≈ 7 961*	≈ -82 %
SO ₂ (kg/an)	15 323	≈ 2 731*	≈ -82 %
CO (kg/an)	1 496	≈ 267*	≈ -82 %
Particules PM (kg/an)	467	≈ 83*	≈ -82 %
Hydrocarbures (kg/an)	958	≈ 171*	≈ -82 %
Fraction renouvelable	0 %	82,8 %	+82,8 pp

La réduction de la consommation de carburant de 2 337 057 L/an (tout-diesel) à 417 223 L/an (diesel en appoint), soit une diminution de 82,1 %, se traduit directement par une réduction proportionnelle de toutes les émissions polluantes. En termes absolus, le système hybride permet d'éviter l'émission de plus de 5 millions de kg de CO₂ chaque année, soit environ 125 millions de kg sur la durée de vie du projet de 25 ans.

Cette performance environnementale est parfaitement alignée avec les objectifs de la politique énergétique algérienne, notamment le Programme National de Développement des Énergies Renouvelables, qui vise à porter la capacité installée renouvelable à 22 000 MW à l'horizon 2030. Les zones isolées du Sahara, avec leur potentiel solaire exceptionnel (irradiation dépassant 2 650 kWh/m²/an à Ouargla), constituent les territoires les plus favorables à cette transition.

III.10 Analyse Comparative des Deux Systèmes

III.10.1 Comparaison Technique

Tableau III.21 : Comparaison technique des deux systèmes

Critère Technique	Système Diesel	Système PV + Batt.+GE
Architecture	3× GE 1 200 kW (AC)	PV 5 307 kW + 30 272 bat. + GE 1 200 kW + Conv. 1 364 kW
Production annuelle totale	8 760 547 kWh	10 871 559 kWh
Fraction renouvelable	0 %	82,8 %
Taux de satisfaction de la charge	100 %	99,75 %
Énergie non distribuée	0 kWh/an	21 715 kWh/an (0,25 %)
Énergie excédentaire	547 kWh/an (0,006 %)	768 449 kWh/an (7,07 %)
Heures de fonctionnement du diesel	8 760 hrs/an	2 651 hrs/an
Réduction fonctionnement diesel	-	- 69,7 %
Consommation carburant annuelle	2 337 057 L/an	417 223 L/an
Réduction carburant	-	- 82,1 %
Durée de vie GE estimée	10,3 ans	33,9 ans
Autonomie du stockage	N/A	18,2 heures

III.10.2 Comparaison Économique

La divergence progressive des deux courbes de flux de trésorerie cumulés illustre clairement la supériorité économique du système hybride sur le long terme. Si le système diesel présente un flux initial moins négatif grâce à son faible investissement (1,80 M), La pente de cette courbe est principalement influencée par les dépenses récurrentes liées à la consommation de carburant

leconduita`uncou`tcumule`de62M), la pente de sa courbe dominée par les dépenses continues en carburant le conduit à un coût cumulé de 62 M ),lapentedesacourbe domine`eparlesde`pensescontinuesencarburant leconduita`uncou`tcumule`de62M à l'horizon 25 ans. Le système PV + Batteries, malgré un investissement initial de 11,7 M,voitsacourbes`aplatirprogressivementgra`cea`laquasi absencedede`pensesencarburant,ab outissant`unNPCde26,1M, voit sa courbe s'aplatir progressivement grâce à la quasi-absence de dépenses en carburant, aboutissant à un NPC de 26,1 M

,voitsacourbes`aplatirprogressivementgra`cea`laquasi-absencedede`pensesencarburant,abo utissant`unNPCde26,1M, soit une économie de 6,06 M\$ confirmée par un IRR de 13 % et un délai de récupération de 7,3 ans

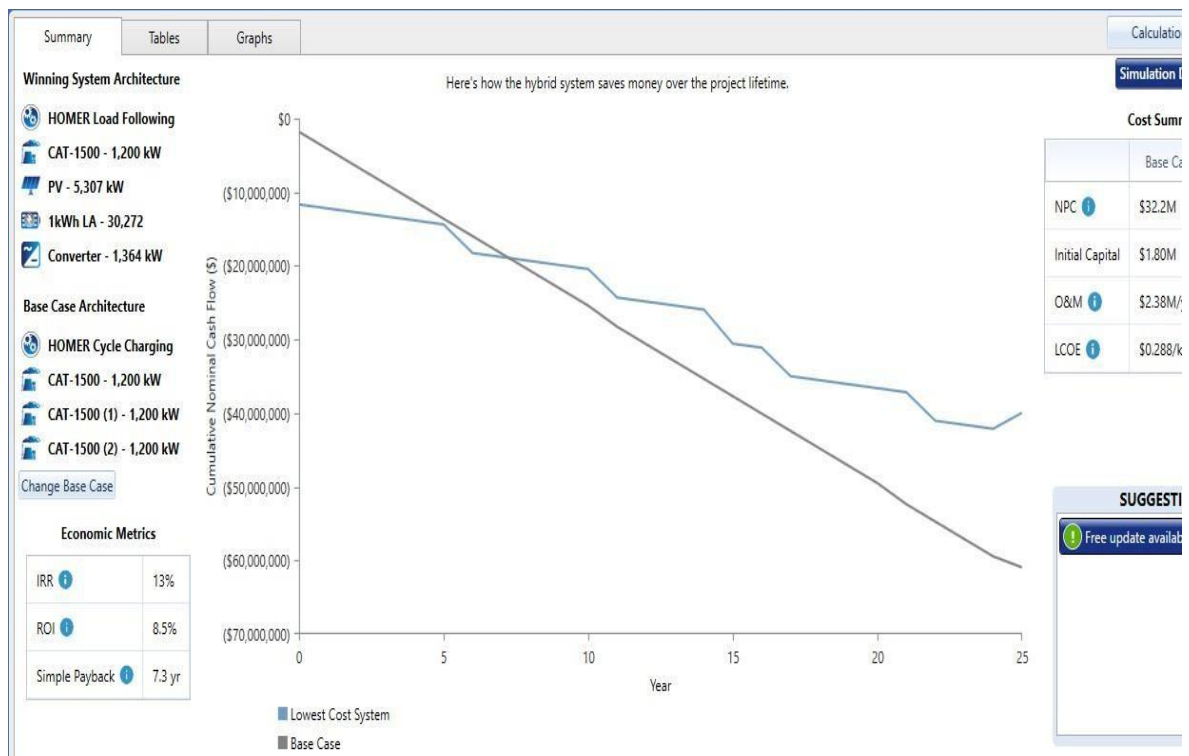


Figure III.12 : Comparaison des flux de trésorerie cumulés sur 25 ans – Système diesel (Base Case) vs Système hybride

Tableau III.22 : Comparaison économique synthétique

Critère Économique	Système Diesel	Système hybrid	Avantage
NPC (25 ans)	32,2 M\$	26,1 M\$	PV (-18,8 %)
LCOE	0,2876 \$/kWh	0,2340 \$/kWh	PV (-18,6 %)
CAPEX initial	1,8 M\$	11,7 M\$	Diesel
OPEX annuel	2,38 M\$/an	1,13 M\$/an	PV (-52,4 %)
Dépense carburant/25 ans	29,9 M\$	5,3 M\$	PV (-82,1 %)
Économie totale sur 25 ans	-	6,06 M\$	PV
Payback simple	-	8,41 ans	PV
IRR	-	9,8 %	PV

III.10.3 Fiabilité et Continuité de Service

Tableau III.23 : Comparaison de la fiabilité et continuité de service

Critère de Fiabilité	Système Diesel	Système hybrid
Taux de satisfaction de la charge	100 %	99,75 %
Énergie non distribuée (END)	0 kWh/an	21 715 kWh/an
Source d'intermittence	Aucune (source pilotable)	Ensoleillement (compensé par batteries + GE)
Risque de rupture carburant	Élevé (logistique)	Faible (appoint réduit)
Durée de vie GE (maintenance)	10,3 ans → remplacement requis	33,9 ans → pas de remplacement
Démarrages GE (usure)	1/an (GE-1)	925/an (appoint ponctuel)
Redondance intégrée	3 GE (redondance totale)	PV + Batteries + GE (redondance hybride)
Dépendance logistique carburant	Très forte (6 403 L/jour)	Faible (1 143 L/jour)

Le taux d'énergie non distribuée de 0,248 % pour le système hybride (soit 21 715 kWh/an sur 8 760 000 kWh/an de demande) représente une légère dégradation par rapport au 100 % du système tout-diesel. Cependant, ce niveau est parfaitement acceptable pour la grande majorité des applications industrielles et communautaires, et peut être réduit davantage par un surdimensionnement marginal du champ PV ou du parc de batteries.

III.11 Discussion des Résultats

Les résultats de cette étude comparative confirment les tendances observées dans la littérature scientifique récente sur l'hybridation des systèmes d'énergie isolés. La transition d'un système tout-diesel vers un système hybride PV + Batteries présente des avantages significatifs sur tous les plans analysés, à l'exception du coût d'investissement initial.

Du point de vue économique, la réduction du LCOE de 0,2876 \$/kWh à 0,2340 \$/kWh (−18,6 %) est principalement portée par la quasi-élimination du coût du carburant, qui passe de 29,9 M\$ à 5,3 M\$ sur 25 ans. Cette structure de coût, dominée par le CAPEX plutôt que par l'OPEX, offre une meilleure prévisibilité financière et protège l'exploitant contre la volatilité des prix des hydrocarbures. Le délai de récupération de 8,41 ans est parfaitement cohérent avec les données publiées pour des sites comparables en Algérie et dans les pays à fort ensoleillement.

Du point de vue technique, la réduction des heures de fonctionnement du diesel de 8 760 à 2 651 heures par an présente un double avantage : d'une part, elle prolonge considérablement la durée de vie du groupe électrogène (de 10,3 à 33,9 ans), éliminant le coût de remplacement de 500 000 \$ dans le cadre du projet ; d'autre part, elle réduit drastiquement les besoins en maintenance mécanique lourde (vidanges d'huile, remplacement des filtres, révisions périodiques), qui constituaient un défi logistique majeur dans les zones isolées.

La fraction renouvelable de 82,8 % atteinte par le système hybride, confirmée par les multiples indicateurs de pénétration calculés par HOMER Pro, témoigne de l'efficacité de l'optimisation réalisée. Cette valeur dépasse l'objectif de 80 % généralement retenu comme seuil d'un système à « haute pénétration renouvelable » dans la littérature, confirmant que le dimensionnement optimisé est parfaitement adapté aux conditions d'ensoleillement du site.

Le point de vigilance principal concerne la durée de vie des batteries (5,39 ans), qui implique 4 à 5 cycles de remplacement sur 25 ans et constitue le principal poste de coût (10,15 M\$ actualisé, soit 38,8 % du NPC). Cette contrainte souligne l'importance de la qualité de la gestion des batteries (contrôle du SOC, protection contre les décharges profondes, gestion thermique) pour maximiser leur durée de vie réelle. L'adoption de technologies de batteries au Lithium-Ion (LiFePO₄), dont les coûts ont chuté de plus de 80 % en dix ans, pourrait améliorer encore davantage la compétitivité économique du système hybride.

III.12 Conclusion

Ce troisième chapitre a présenté une étude comparative quantifiée, basée sur la simulation HOMER Pro, entre un système de production d'électricité autonome tout-diesel et un système hybride PV + Batteries + Diesel en appoint. Les résultats obtenus permettent de formuler des conclusions fermes et des recommandations pratiques :

- Supériorité économique du système hybride : Le système PV + Batteries présente un NPC inférieur de 6,06 M\$ (-18,8 %) et un LCOE réduit de 18,6 % par rapport au système diesel, malgré un investissement initial 6,5 fois plus élevé.
- Fiabilité légèrement inférieure : Le taux d'énergie non distribuée de 0,248 % reste dans les limites acceptables pour les applications visées, mais devra être maîtrisé par une bonne gestion opérationnelle.

Ce chapitre démontre que, dans les conditions spécifiques du site étudié (fort ensoleillement du Sahara algérien, charge industrielle continue de 24 000 kWh/jour, horizon de 25 ans), le système hybride PV + Batteries + Diesel en appoint constitue la solution technico-économique et environnementale la plus performante. Il répond ainsi à la problématique centrale de ce mémoire : le système photovoltaïque s'avère plus rentable et plus efficace à long terme que le système diesel, en tenant compte des réalités techniques et économiques de la maintenance.

General Conclusion

General Conclusion

La transition énergétique vers des sources renouvelables, bien qu'impérative pour des raisons écologiques, se justifie aujourd'hui pleinement par des arguments économiques, particulièrement dans les zones isolées non interconnectées au réseau électrique national. Ce mémoire s'est attaché à analyser en profondeur la gestion, la modélisation, la maintenance et la rentabilité des systèmes de production d'énergie autonomes, en confrontant la technologie traditionnelle des groupes électrogènes diesel à la technologie des systèmes photovoltaïques (PV).

Au terme de cette étude, plusieurs constats fondamentaux émergent. Sur le plan technique, le groupe électrogène diesel demeure un pilier de la résilience énergétique grâce à sa capacité de pilotage. Cependant, son fonctionnement exige une maintenance mécanique lourde, préventive et corrective, pour contrer l'usure et les dégradations liées aux fonctionnements à faible charge. À l'inverse, le système photovoltaïque offre une fiabilité statique remarquable, nécessitant une maintenance allégée (principalement le nettoyage des modules et la supervision des onduleurs), mais souffre de l'intermittence de sa source primaire.

L'analyse économique menée dans le dernier chapitre a constitué le point d'orgue de cette comparaison. Elle a mis en évidence le changement de paradigme actuel : la tyrannie de l'OPEX (coût du carburant et de la maintenance) condamne le modèle tout-diesel à long terme. Malgré un CAPEX initial élevé, dominé par le coût du stockage, le système photovoltaïque affiche un coût actualisé de l'énergie (LCOE) nettement inférieur sur un cycle de vie de 20 ans. Le délai de récupération de l'investissement (Payback Period) s'établit désormais entre 2 et 5 ans dans les régions à fort potentiel solaire, rendant le choix du solaire non seulement écologique, mais financièrement incontestable.

Toutefois, la comparaison démontre que ces deux technologies ne sont pas mutuellement exclusives, mais profondément complémentaires. L'hybridation PV-Diesel-Batteries apparaît comme la solution d'ingénierie optimale. Elle permet de maximiser la pénétration des énergies renouvelables tout en garantissant la sécurité d'approvisionnement grâce au diesel, qui n'intervient alors qu'en appoint, fonctionnant à son point de rendement optimal.

Sur la base de ces résultats, les recommandations suivantes sont formulées pour les ingénieurs et décideurs en charge de projets d'électrification autonome dans le Sud algérien:

- Adopter la configuration hybride comme architecture de référence pour les nouveaux projets d'électrification en zones isolées à fort potentiel solaire ;
- Mettre en place un système de gestion de l'énergie (EMS) performant et un suivi en temps réel (IoT) pour optimiser le dispatch et prolonger la durée de vie des batteries ;
- Planifier rigoureusement le nettoyage des modules PV (impact du soiling en environnement désertique) et la maintenance préventive du diesel selon le programme allégé permis par la réduction des heures de fonctionnement ;
- Explorer, en perspective, le remplacement des batteries au plomb-acide par des technologies Lithium-Ion, dont la durée de vie supérieure (3 000 à 6 000 cycles vs 800 cycles ici) pourrait réduire significativement le nombre de remplacements et le coût total du projet ;
- Réaliser une analyse de sensibilité sur le prix du carburant lors de chaque étude de faisabilité, le seuil de neutralité estimé à 0,85 \$/L étant susceptible d'évoluer avec les politiques de subvention nationales.

En perspective, la viabilité de ces micro-réseaux hybrides reposera de plus en plus sur l'intelligence artificielle et l'Internet des Objets (IoT). L'évolution vers une maintenance prédictive, capable d'anticiper les défaillances des onduleurs ou la dégradation des batteries, couplée à un système de gestion de l'énergie (EMS) prédictif intégrant les prévisions météorologiques, ouvrira la voie à des systèmes autonomes d'une fiabilité absolue et d'une rentabilité maximale. L'avenir de l'électrification rurale et industrielle isolée réside indéniablement dans cette synergie technologique intelligente.

Bibliographie

- [1] J. Marqusee and D. Jenket, "Reliability of emergency and standby diesel generators: Impact on energy resiliency solutions," *Applied Energy*, vol. 268, Apr. 2020, doi: 10.1016/j.apenergy.2020.114918.
- [2] IEEE, *IEEE Recommended Practice for the Design of Reliable Industrial and Commercial Power Systems*, IEEE Std 493-2007 (Gold Book), New York, NY, USA, 2007.
- [3] A. Nagarajan, R. Thiagarajan, I. Repins, and P. Hacke, "Photovoltaic inverter reliability assessment," National Renewable Energy Laboratory (NREL), Golden, CO, USA, Tech. Rep. NREL/TP-5D00-74462, Oct. 2019.
- [4] M. Villarini, V. Cesarotti, L. Alfonsi, and V. Introna, "Optimization of photovoltaic maintenance plan by means of a FMEA approach based on real data," *Energy Conversion and Management*, vol. 152, pp. 1-12, Nov. 2017, doi: 10.1016/j.enconman.2017.08.090.
- [5] F. Spertino, A. Amato, G. Casali, A. Ciocia, and G. Malgaroli, "Reliability analysis and repair activity for the components of 350 kW inverters in a large scale grid-connected photovoltaic system," *Electronics*, vol. 10, no. 5, Feb. 2021, doi: 10.3390/electronics10050564.
- [6] NFPA, *Standard for Emergency and Standby Power Systems*, NFPA 110:2025, National Fire Protection Association, Quincy, MA, USA, 2025.
- [7] A. Peinado Gonzalo, A. Pliego Marugan, and F. P. Garcia Marquez, "Survey of maintenance management for photovoltaic power systems," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 134, Dec. 2020, doi: 10.1016/j.rser.2020.110347.
- [8] H. Abdulla, A. Sleptchenko, and A. Nayfeh, "Photovoltaic systems operation and maintenance: A review and future directions," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 195, May 2024, doi: 10.1016/j.rser.2024.114342.
- [9] R. N. R. Salam, "Periodic maintenance analysis of diesel motor generator set 900 kVA power as backup energy," *Procedia of Engineering and Life Science*, vol. 7, no. 1, pp. 1-9, Feb. 2024, doi: 10.21070/pels.v7i0.1597.
- [10] J. M. Fehr, "Emergency diesel-electric generator set maintenance and test periodicity," Ph.D. dissertation, Old Dominion University, Norfolk, VA, USA, 2019.
- [11] P. Giles, M. Ross, and S. Sumanik, "Modelling prime diesel electric generator fuel consumption across genset sizings," in *2020 IEEE Electric Power and Energy Conference (EPEC)*, Edmonton, AB, Canada, Sep. 2020, doi: 10.1109/EPEC51104.2020.9320082.
- [12] M. Issa, H. Ibrahim, R. Lepage, and A. Ilinca, "A review and comparison on recent optimization methodologies for diesel engines and diesel power generators," *Journal of Power and Energy Engineering*, vol. 7, no. 7, pp. 31-56, 2019, doi: 10.4236/jpee.2019.70004.
- [13] A. S. Aziz, M. F. N. Tajuddin, M. R. Adzman, M. A. M. Ramli, and S. Mekhilef, "Energy management and optimization of a PV/diesel/battery hybrid energy system using a combined dispatch strategy," *Sustainability*, vol. 11, no. 3, Jan. 2019, doi: 10.3390/su11030683.
- [14] Z. Movahediyani and A. Askarzadeh, "Multi-objective optimization framework of a photovoltaic-diesel generator hybrid energy system considering operating reserve," *Sustainable Cities and Society*, vol. 41, pp. 1-12, Aug. 2018, doi: 10.1016/j.scs.2018.05.002.
- [15] M. Abdelrahem, "Multiobjective optimization of a hybrid PV/wind/battery/diesel generator system integrated in microgrid: A case study in Djelfa, Algeria," *Energies*, vol. 15, no. 10, May 2022, doi: 10.3390/en15103579.

-
- [16] D. Yang, S. Liu, and N. Hatzigiorgiou, "Optimal sizing of a wind/solar/battery/diesel hybrid microgrid based on typical scenarios considering meteorological variability," *IET Renewable Power Generation*, vol. 13, no. 9, pp. 1446-1455, 2019, doi: 10.4049/iet-rpg.2018.5944.
- [17] S. Fairfax, N. Dowling, and P. Weidknecht, "Reliability assessment of a large diesel generator fleet," *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 56, no. 2, pp. 942-953, Mar./Apr. 2020, doi: 10.1109/TIA.2019.2957469.
- [18] S. Elia, E. Santini, and M. Tobia, "Comparison between different electrical configurations of emergency diesel generators for redundancy and reliability improving," *Periodica Polytechnica Electrical Engineering and Computer Science*, vol. 62, no. 4, pp. 144-148, 2018, doi: 10.3311/PPee.13242.
- [19] D. A. Purbandono, M. A. Budiyo, F. Ramdan, and M. I. Felani, "Optimization of load distribution and fuel consumption for diesel generator 1000 kW for remote area using biodiesel B35 power station," *Eastern-European Journal of Enterprise Technologies*, vol. 3, no. 8 (135), pp. 42-59, 2025, doi: 10.15587/1729-4061.2025.327179.
- [20] A. A. M. Ali, "A framework for total quality management of diesel generator fuel consumption using machine learning and Internet of Things (IoT)," *Indonesian Journal of Electrical Engineering and Computer Science*, vol. 176, no. 43, pp. 43-57, May 2020.
- [21] M. Z. Z. Muhtadi, H. Suryatomo, Soedibyo, and M. Ashari, "Improving fuel consumption efficiency of synchronous diesel generator operated at adjustable speed using adaptive inertia weight particle swarm optimization algorithm," *Kinetik: Game Technology, Information System, Computer Network, Computing, Electronics and Control*, vol. 8, no. 4, pp. 709-718, Nov. 2023, doi: 10.22219/kinetik.v8i4.1756.
- [22] E. Batzelis and S. A. Papathanassiou, "A method for the analytical extraction of the single-diode PV model parameters," *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 7, no. 2, pp. 504-512, Apr. 2016, doi: 10.1109/TSSTE.2015.2503605.
- [23] J. P. Charles, F. J. Toledo, and J. M. Blanes, "Geometric properties of the single-diode photovoltaic model and a new very simple method for parameters extraction," *Renewable Energy*, vol. 72, pp. 125-133, Dec. 2014, doi: 10.1016/j.renene.2014.06.032.
- [24] N. Anani and H. Ibrahim, "Performance evaluation of analytical methods for parameters extraction of photovoltaic generators," *Energies*, vol. 13, no. 18, Sep. 2020, doi: 10.3390/en13184825.
- [25] L. B. Bosman, W. D. Leon-Salas, W. Hutzel, and E. A. Soto, "PV system predictive maintenance: Challenges, current approaches, and opportunities," *Energies*, vol. 13, no. 6, Mar. 2020, doi: 10.3390/en13061398.
- [26] J.-W. Shin, K.-H. Yoon, and H.-S. Chai, "Reliability-centered maintenance scheduling of photovoltaic components according to failure effects," *Energies*, vol. 15, no. 7, 2022, doi: 10.3390/en15072529.
- [27] F. Kulenkampff, S. Franz, K. Kiefer, and L. Sans, "Reliability of inverters in photovoltaic power systems - A detailed field data analysis," in *PCIM Europe 2022, Nuremberg, Germany*, 2022, doi: 10.30420/565822044.
- [28] T. Li, S. Tao, R. Zhang, M. Tariq Iqbal, and Y. Li, "Reliability evaluation of photovoltaic system considering inverter thermal characteristics," *Electronics*, vol. 10, no. 15, Jul. 2021, doi: 10.3390/electronics10151763.
- [29] O. Yuksel and B. Koseoglu, "Regression modelling estimation of marine diesel generator fuel consumption and emissions," *Transactions on Maritime Science*, vol. 11, no. 1, pp. 79-94, Apr. 2022, doi: 10.7225/toms.v11.n01.w08.
- [30] W. Faris, H. Rakha, and S. A. Elmoselhy, "Analytical modelling of diesel powertrain fuel system and consumption rate," *SAE International Journal of Materials and Manufacturing*, vol. 8, no. 1, pp. 139-152, 2015, doi: 10.4271/2014-01-9103.

-
- [31] M. Z. Z. Muhtadi, Soedibyo, and M. Ashari, "Enhancing diesel generator fuel efficiency by operating in optimum variable-speed combined with Vienna converter," *International Journal on Engineering Applications (IREA)*, vol. 10, no. 4, pp. 207-216, 2022, doi: 10.15866/irea.v10i4.22034.
- [32] H. Renaudineau, P. Paradell-Sola, L. Trilla, A. Filba-Martinez, D. Cardoner, and J. L. Dominguez-Garcia, "Reliability assessment of a fault-tolerant PV multistring inverter," *Energies*, vol. 13, no. 24, Dec. 2020, doi: 10.3390/en13246525.
- [33] M. Akbaba and M. C. O. Attia, "Accurate method for PV solar cells and modules parameters extraction using I-V curves," *Solar Energy*, vol. 208, pp. 737-752, Sep. 2020, doi: 10.1016/j.solener.2020.08.015.
- [34] R. Danielis, A. M. K. Niazi, M. Scorrano, M. Masutti, and A. M. Awan, "The Economic Feasibility of Battery Electric Trucks: A Review of the TCO estimates," *Energies*, vol. 18, no. 429, Jan. 2025.
- [35] *International Journal of Science and Research (IJSR)*, "Techno-Economic Analysis of Hybrid Photovoltaic/Diesel System," *IJSR*, vol. 6, no. 7, Jul. 2017, doi: 10.21275/ART20174404.
- [36] D. P. Papadopoulos and E. Z. Maltas, "Design, Operation and Economic Analysis of Autonomous Hybrid PV-Diesel Power Systems Including Battery Storage," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 2020.
- [37] M. Alhuyi Nazari, "Techno-Economic Analysis and Optimization of an Off-Grid Hybrid Photovoltaic-Diesel-Battery System: Effect of Solar Tracker," *Sustainability*, vol. 14, no. 12, p. 7296, Jun. 2022, doi: 10.3390/su14127296.
- [38] T. Touahri, B. Berbaoui, N. Aoun, S. Laribi, R. Maouedj, and M. Benmedjahed, "Techno-economic study of a hybrid photovoltaic-diesel system for a remote area in southwest Algeria," *International Journal of Power Electronics and Drive Systems (IJPEDS)*, vol. 15, no. 2, pp. 1167-1177, 2024, doi: 10.11591/ijpeds.v15.i2.pp1167-1177.
- [39] U. Onah, "Autonomous hybrid power plants based on renewable energy sources for off-grid rural electrification," *International Journal of Energy and Water Resources*, Jan. 2025, doi: 10.1007/s42108-024-00334-8.
- [40] A. Lavrik, Y. Zhukovskiy, and P. Tcvetkov, "Optimizing the Size of Autonomous Hybrid Microgrids with Regard to Load Shifting," *Energies*, vol. 14, no. 5059, Aug. 2021, doi: 10.3390/en14165059.
-

ANNEXES

sonatrach

[illegible]

Annexe B: Données techniques et résultats complémentaires



المؤسسة الوطنية للأشغال في الابار

ENTREPRISE NATIONALE DES TRAVAUX AUX PUIITS

EPE/spa au Capital Social de 67.000.000.000, 00DA

----- 00000 -----

BP 218, Hassi - Messaoud (30500) Algérie - Fax 213 (0) 29 73 80 50

Département Maintenance Organes de Sonde

E.N.T.P.
CERTIFIEE QHSE

01/02

Sce: M.M.I.
Atelier: E.N. 5ANNEXE AU DOCUMENT
OT N°2047596-AMMI

IT.	BMM	MOIS	DESIGNATION	REFERENCE	Qté	U	Prix Un.	Prix Tot.
							REPORT	-
1	3807/K	10/25	LINER CYLINDER VOIR CODE 5021	110-6993	12	P	43 415,29	520 983,48
2	"	"	RING PISTON	144-5695	12	P	7 904,58	94 854,96
3	"	"	GASKET	7N3049	1	P	4 084,22	4 084,22
4	"	"	GASKET KIT	164-4544	1	P	62 959,95	62 959,95
5	"	"	KIT GASKET CENTRAL AND LOWER	1782977	1	P	90 000,00	90 000,00
6	"	"	KIT GASKET	1960237	1	P	6 567,62	6 567,62
7	"	"	REAR STRUCTURE GASKET KIT VO	201-1519	1	P	43 916,60	43 916,60
8	"	"	RING PISTON (OIL)	2236361	12	P	8 023,17	96 278,04
9	"	"	AXE	263-8955	12	P	14 793,10	177 517,20
10	"	"	KIT GASKET (FRONT STRUCTURE)	3,13E+06	1	P	78 428,57	78 428,57
11	"	"	PISTON	314-5005	12	P	190 879,35	2 290 552,20
12	"	"	KIT SEAL SC	353-5995	12	P	7 280,29	87 363,48
13	"	"	RING PISTON (TOP) # 2146066	509-6461	12	P	10 385,63	124 627,56
14	"	"	KIT GASKET (SINGLE CYLINDER HE	599-7269	12	P	35 178,73	422 144,76
15	3812/K	10/25	BEARING	1077330	12	P	22 178,91	266 146,92
16	"	"	CRANKSHAFT ASSY	1286786	1	P	5 135 150,01	5 135 150,01
17	"	"	BEARING MAIN STD	1496031	7	P	21 934,99	153 544,93
18	"	"	ROD ASSY	1440725	12	P	315 091,13	3 781 093,56
19	3821/K	10/25	PLATE THTUST	7C6209	2	P	44 455,24	88 910,48
20	"	"	RING	1M7913	1	P	162,28	162,28
21	"	"	LIFTER ASSY	329439 19287	36	P	19 120,45	688 336,20
22	"	"	SPRING	7N4782	36	P	687,10	24 735,60
23	"	"	ADAPTER	8N2409	2	P	15 412,79	30 825,58
24	"	"	PUMP FUEL PRIMING	162-3906	1	P	39 701,93	39 701,93
25	"	"	OIL PUMP	4P-5638	1	P	689 873,97	689 873,97
26	"	"	INJECTOR GP FUEL	4P9075	12	P	213 299,15	2 559 589,80
27	"	"	KIT GASKET (WATER LINES)	2001886	1	P	24 995,02	24 995,02
28	"	"	HEAD GP CYLINDER	2014257	12	P	340 265,07	4 083 180,84
29	"	"	JET AS-OIL COOLING	2045447	12	P	11 201,80	134 421,60
30	"	"	CONNECTOR	1W5421	1	P	14 403,51	14 403,51
31	"	"	SLEEVE	1W5728	2	P	11 131,80	22 263,60
32	"	"	CORE GP OIL COOLER	4W4980	1	P	567 004,47	567 004,47
33	"	"	CORE AS AFTERCOOLER	7W5455	1	P	601 360,03	601 360,03
34	"	"	ACTUATOR	7W6722	1	P	832 222,04	832 222,04
35	"	"	REGULATOR-TEMPERATURE (92 -	248-5513	4	P	7 378,44	29 513,76
36	"	"	FUEL PUMP	313-7770	1	P	149 630,75	149 630,75
37	"	"	PUMP GP-WATER	4160609	1	P	283 071,56	283 071,56
38	"	"	CARTRIDGE GP	450-1415	2	P	409 266,25	818 532,50
39	"	"	Kit Gasket Oil Cooler and Lines	462-0795	1	P	51 485,42	51 485,42
TOTAL								25 170 435,00

Moteur :CAT.3512 N° 67Z01921 Cinv:211278S TP216



المؤسسة الوطنية للأشغال في الآبار

ENTREPRISE NATIONALE DES TRAVAUX AUX Puits

EPE/spa au Capital Social de 67.000.000.000, 00DA

----- 00000 -----

BP 218, Hassi - Messaoud (30500) Algérie - Fax 213 (0) 29 73 80 50

Département Maintenance Organes de Sonde

E.N.T.P.
CERTIFIEE QHSE

Sce: M.M.I.
Atelier: E.N. 5

ANNEXE AU DOCUMENT
OT N°2009468-AMMI

02/03

IT.	BMM	MOIS	DESIGNATION	REFERENCE	Qté	U	Prix Un.	Prix Tot.
40	"	"	ADAPTER	8N2409	1	P	15 412,79	20 863 190,91
41	"	X	PUMP GP ENGINE OIL <i>Pompe d'huile</i>	8N6152	1	P	420 964,18	15 412,79
42	"	"	INJECTOR GP FUEL	4P9075	12	P	213 299,15	420 964,18
43	"	"	KIT GASKET <i>Pompe d'huile</i>	1960237	1	P	6 567,62	2 559 589,80
44	"	"	KIT GASKET (WATER LINES)	2001886	1	P	24 995,02	6 567,62
45	"	"	REAR STRUCTURE GASKET KIT VC	201-1519	1	P	44 221,75	24 995,02
46	"	"	KIT GASCKET	8T8188	1	P	54 464,19	44 221,75
47	"	"	CONNECTOR	1W5421	1	P	14 403,51	54 464,19
48	"	"	SLEEVE	1W5728	2	P	11 131,80	14 403,51
49	"	"	CORE GP OIL COOLER	4W4980	1	P	565 878,43	22 263,60
50	"	"	CORE AS AFTERCOOLER	7W5455	1	P	601 412,58	565 878,43
51	"	"	ACTUATOR <i>Regulateur</i>	7W6722	1	P	832 222,04	601 412,58
52	"	"	RETAINER PIN	2531238	24	P	996,57	832 222,04
53	"	"	KIT GASKET (FRONT STRUCTURE)	3126510	1	P	78 428,57	23 917,68
54	"	"	FUEL PUMP <i>Pompe gaseuse</i>	313-7770	1	P	149 630,75	78 428,57
55	"	"	KIT GASKET CENTRAL AND LOWER	1782977	1	P	90 000,00	149 630,75
56	3638/K	10/15	BOULON	1B2790	12	P	53,16	90 000,00
57	"	"	SPACER	5M2894	12	P	19,23	637,92
58	"	"	WASHER HARD	9M1974	12	P	35,42	230,76
59	"	"	SPRING	7N4782	36	P	687,10	425,04
60	"	"	ADAPTER	8N2409	1	P	15 412,79	24 735,60
61	"	"	BOULON	0T0102	12	P	35,44	15 412,79
62	"	"	TUBE AS	7C5230	1	P	6 792,14	425,28
63	"	"	TUBE	7N9044	1	P	30 929,20	6 792,14
64	"	"	TUBE	8N1989	1	P	44 268,85	30 929,20
65	"	"	TUBE	8N6406	1	P	130 398,14	44 268,85
66	"	"	TUBE	8N7641	1	P	29 125,52	130 398,14
67	"	"	TUBE AS UPPER	9Y6006	2	P	100 152,33	29 125,52
68	"	"	PYROMETRE SEE	3N4416	1	P	49 338,28	200 304,66
69	"	"	GASKET	7N3049	1	P	4 084,22	49 338,28
70	"	"	PUMP FUEL PRIMING	162-3906	1	P	39 701,93	4 084,22
71	"	"	SHUT OF GP HYDR MECHANICAL	172-0257	1	P	1 850 311,22	39 701,93
72	"	"	INDICATEUR	1W5280	1	P	9 741,32	1 850 311,22
73	"	"	INDICATOR PRESSURE	4W0506	2	P	12 152,81	9 741,32
74	"	"	INDICATOR OIL FILTER DIFF.	4W0508	1	P	24 060,51	24 305,62
75	"	"	INDICATOR	4W0511	1	P	25 084,55	24 060,51
76	"	"	INDICATEUR WATER TEMP.	4W2683	2	P	34 516,88	25 084,55
77	"	"	REGULATOR-TEMPERATURE (92 - 0	248-5513	4	P	7 378,44	69 033,76
78	"	"	Kit Gasket Oil Cooler and Lines	462-0795	1	P	51 485,42	29 513,76
79	"	"	SUPPORT-AS	486-7515	1	P	90 261,37	51 485,42
TOTAL								29 118 171,28

Moteur :CAT.3512 N° 67Z02072 CInv:242462P TP128

Comparaison opérationnelle et économique de la maintenance des systèmes de production autonome : diesel / photovoltaïque

Résumé: Cette étude compare, à l'aide du logiciel HOMER Pro, un système diesel classique et un système hybride photovoltaïque–diesel avec batteries pour l'alimentation des zones isolées du sud algérien. Le site de Hassi Messaoud a été retenu grâce à son fort potentiel solaire (5,56 kWh/m²/jour). Les résultats montrent que le système diesel consomme environ 2,33 millions de litres de carburant par an et émet près de 6178 tonnes de CO₂. Le système hybride atteint une pénétration des énergies renouvelables de 82,8 %, réduit la consommation de carburant de 82,1 %, diminue le coût de l'énergie de 0,2876 à 0,2340 USD/kWh et permet une économie globale de 6,06 millions USD sur 25 ans. Il constitue ainsi une solution plus économique et plus respectueuse de l'environnement.

Mots-clés : HOMER Pro, système hybride, photovoltaïque, diesel, batteries, Hassi Messaoud.

المقارنة التشغيلية والاقتصادية لصيانة أنظمة الإنتاج المستقلة: الديزل والطاقة الكهروضوئية (الشمسية).

الملخص : تهدف هذه الدراسة إلى مقارنة نظام ديزل تقليدي ونظام هجين شمسي-ديزل مزود بالبطاريات لتزويد المناطق المعزولة في الجنوب الجزائري بالطاقة الكهربائية باستخدام برنامج HOMER Pro. وقد تم اختيار منطقة حاسي مسعود لارتفاع مواردها الشمسية (5.56 كيلوواط ساعي/م²/يوم). أظهرت النتائج أن نظام الديزل يستهلك حوالي 2.33 مليون لتر من الوقود سنوياً ويطلق نحو 6178 طن من ثاني أكسيد الكربون. أما النظام الهجين فقد حقق نسبة مساهمة للطاقت المتجددة بلغت 82.8% وخفض استهلاك الوقود بنسبة 82.1% مع تقليل تكلفة الطاقة من 0.2876 إلى 0.2340 دولار/ك.و.س وتحقيق وفر اقتصادي قدره 6.06 مليون دولار خلال 25 سنة. وتؤكد النتائج فعالية النظام الهجين من الناحية الاقتصادية والبيئية.

الكلمات المفتاحية: النظام الهجين، الطاقة الشمسية، الديزل، البطاريات، حاسي مسعود، HOMER Pro.

Operational and Economic Comparison of the Maintenance of Autonomous Power Generation Systems: Diesel and Photovoltaic Systems.

Abstract : This study compares a conventional diesel system with a photovoltaic–diesel hybrid system including battery storage for electrifying isolated areas in southern Algeria using HOMER Pro. Hassi Messaoud was selected due to its high solar potential (5.56 kWh/m²/day). The results indicate that the diesel system consumes about 2.33 million liters of fuel annually and emits nearly 6178 tons of CO₂. The hybrid system achieves a renewable energy penetration of 82.8%, reduces fuel consumption by 82.1%, lowers the energy cost from 0.2876 to 0.2340 USD/kWh, and generates savings of about 6.06 million USD over 25 years. Therefore, it represents a more economical and environmentally sustainable solution.

Keywords: HOMER Pro, hybrid system, photovoltaic, diesel, batteries, Hassi Messaoud.
