



REPUBLIQUE DU BENIN

MINISTÈRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPÉRIEUR ET DE LA
RECHERCHE SCIENTIFIQUE (MESRS)

UNIVERSITÉ D'ABOMEY-CALAVI (UAC)

ÉCOLE POLYTECHNIQUE D'ABOMEY-CALAVI (EPAC)

DÉPARTEMENT DE GÉNIE ÉLECTRIQUE

Option : Énergie Électrique

MEMOIRE DE FIN DE FORMATION POUR L'OBTENTION
DU DIPLOME D'INGÉNIEUR DE CONCEPTION GRADE MASTER

THEME

**Étude technico-économique d'un système hybride de production
d'électricité pour l'alimentation autonome du village lacustre Ganvié**

Réalisé et soutenu par :

DIGNI Private Rodney Kocou

Le 04 Juillet 2025

Sous la direction de :

Encadreur :

Dr Renaud Philippe d'ALMEIDA
Enseignant en Génie Électrique à l'EPAC

Maître de mémoire :

Pr Macaire AGBOMAHENA,
Professeur Titulaire des Universités de CAMES

MEMBRES DU JURY

PRESIDENT

Pr ABALLO Théophile, Professeur Titulaire des Universités de CAMES

EXAMINATEUR

Dr DIDAVI Audace, Enseignant à l'EPAC

MEMBRE

Pr AGBOMAHENA Macaire, Professeur Titulaire des Universités de CAMES

MEMBRE

Dr d'ALMEIDA Renaud Philippe, Enseignant à l'EPAC

Année académique 2024-2025

Dédicaces

Je dédie ce travail

✚ à Mon Dieu

✚ à mes parents respectivement Abel et Elisabeth DIGNI

✚ à mon frère et mes sœurs.

✚ à ma femme Lydie ZOGO

REMERCIEMENTS

Je remercie le Tout Puissant Créateur, son fils Jésus Christ et la bienheureuse Vierge Marie pour tous leurs bienfaits dans ma vie.

Mes sincères remerciements vont particulièrement à l'endroit du :

- Directeur de l'EPAC, le Professeur Guy ALITONOU,
- Directeur Adjoint de l'EPAC, le Professeur Vincent PRODJINOTHO,
- Chef CAP, le Professeur Fidèle Paul TCHOBO
- Chef du département de Génie Electrique à l'EPAC, mon maître de mémoire le professeur Macaire AGBOMAHENA,
- Dr Renaud d'ALMEIDA enseignant à l'EPAC, mon encadreur, pour avoir accepté encadrer ce travail et aussi pour la disponibilité et le dynamisme dont vous avez fait preuve pour l'aboutissement de ce document,
- Tout le corps professoral des différents départements de l'EPAC/CAP à travers lesquels j'ai acquises des compétences techniques.
- Chef Département Exploitation de la SBEE, M. ABDOU AZIZE RAMANOU
- Ma famille, à tous mes collègues du Dispatching, à tous mes amis de promotion, et particulièrement au responsable Apollinaire HOUNKPETODE

Hommages aux membres de jury

Tout travail ou étude effectué n'est exploitable uniquement quand il est analysé et jugé par un ensemble de personnes spécialisées ou non dans le domaine d'étude ou de recherche.

C'est pour cela que nous nous sentons dans l'obligation de porter des hommages au Jury qui s'est porté volontaire pour étudier, analyser et juger le présent mémoire. Nous présentons alors nos hommages au :

Président du Jury, pour l'honneur que vous nous faites en président ce Jury malgré vos nombreuses occupations, veuillez recevoir, Président notre profonde reconnaissance ;

Membres du Jury, pour l'honneur que vous nous faites en acceptant d'être membres de ce Jury pour analyser et juger notre travail malgré vos multiples occupations, veuillez recevoir chers membres du Jury notre profonde reconnaissance.

Liste des abréviations, acronymes et sigles

ASM : Accumulateur Stationnaire Monobloc (type de batterie)

CAP : Centre Autonome de Perfectionnement

CAMES : Conseil Africain et Malgache pour l'Enseignement Supérieur

CEG : Collège d'Enseignement Général

CRF : Capital Recovery Factor (Facteur de Récupération en Capital)

DGREB : Direction Générale des Ressources Énergétiques du Bénin

EPAC : École Polytechnique d'Abomey-Calavi

HOMER : Hybrid Optimization Model for Multiple Energy Resources

INSAE : Institut National de la Statistique et de l'Analyse Économique

IRENA : International Renewable Energy Agency

LCOE : Levelized Cost of Energy (Coût Actualisé de l'Énergie)

MESRS : Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

NPC : Net Present Cost (Coût Net Actualisé)

O&M : Opération et Maintenance

PV : Photovoltaïque

RGPH4 : Recensement Général de la Population et de l'Habitat (4^e édition)

SOC : State of Charge (État de Charge des batteries)

SBEE : Société Béninoise d'Energie Electrique

UAC : Université d'Abomey-Calavi

UNESCO: United Nations Educational, Scientific and Cultural Organization

Liste des tableaux

Tableau 2.1 : Les coordonnées géographiques de Ganvié.....	12
Tableau 2.2: Tableau récapitulatifs des caractéristiques de Ganvié [2], [33], [34], [35].....	14
Tableau 2.3: Infrastructures sociocommunautaires de Ganvié.....	16
Tableau 2.4: Population de Ganvié I et II selon le tableau des résultats RGPH4 de l'Institut National de la Statistique et de la Démographie collecte en 2013 [38].....	18
Tableau 2.5: Nombre de ménages à Ganvié	18
Tableau 2.6: Estimation du nombre d'habitant et de ménages en 2017 et 2030 [37].....	19
Tableau 4.1: Détermination de la charge de Ganvié.....	37
Tableau 4.2: Données mensuelle de la vitesse de vent à Ganvié.....	38
Tableau 4.3: Données mensuelles de rayonnement solaire et indice de clarté	39
Tableau 4.4. Spécifications techniques et coûts du panneaux PV	39
Tableau 4.5: Comparaison avec cinq autres modules fréquemment utilisés	41
Tableau 4.6. Spécifications techniques et coûts de l'éolienne Eocycle EOX S-16	42
Tableau 4.7. Spécifications techniques et coûts de l'éolienne Eocycle EOX M-21	43
Tableau 4.8. Spécifications techniques et coûts du convertisseur Leonics GTP519S.....	44
Tableau 4.9. Spécifications techniques et coûts de la batterie Hitachi LL1500-W	45
Tableau 4.10. Contraintes économiques définies	45
Tableau 4.11: Rapport de calcul de la simulation.....	46
Tableau 4.12: Résultat d'optimisation par catégorie.....	49
Tableau 4.13: Résultat d'optimisation par sous-catégorie	49
Tableau 4.14: Résultats de la simulation de la batterie dans la configuration 1	52
Tableau 4.15: Résultats de la simulation de EOXS16 dans la configuration 1	53
Tableau 4.16: Résultats de la simulation Sun510 dans la configuration 1	53
Tableau 4.17: Résultats de la simulation de la batterie dans la configuration 3.....	55
Tableau 4.18: Résultats de la simulation de EOXS16 dans la configuration 3	55
Tableau 4.19: Résultats de la simulation de EOX M21 dans la configuration 3.....	56
Tableau 4.20: Résultats de la simulation de la batterie dans la configuration 6.....	58
Tableau 4.21: Résultats de la simulation Sun510 dans la configuration 6	59
Tableau 4.22: Résumé de la production, consommation et des excédents et non satisfaits	61
Tableau 4.23: Coûts analytiques des composants de chaque configuration du projet.....	62
Tableau 4.24: Coûts annualisés des composants dans chaque configuration	63

Liste des figures

Figure 1.1: Centrale hybride PV(B) + Eolien(C) avec stockage(A) en zone lacustre.....	8
Figure 2.1: Vue aérienne du Lac Nokoué[33].....	11
Figure 2.2: Maisons sur pilotis à Ganvié[35].	11
Figure 2.3: Carte du Bénin	12
Figure 2.4: Projet de reconstruction "Réinventer la cité lacustre de Ganvié" initié par le Gouvernement [33].....	13
Figure 2.5: Diagramme de la méthodologie adoptée.....	15
Figure 2.6: Modélisation et flux de travail dans HOMER Pro.....	22
Figure 2.7. Architecture du système hybride proposé	23
Figure 4.1: Profil de la charge quotidienne	38
Figure 4.2: Profil de de la charge Annuelle	38
Figure 4.3: Courbe de puissance de l'éolienne EOX S-16.....	42
Figure 4.4: Courbe de puissance de l'éolienne EOX M-21	43
Figure 4.5: Résultat de la simulation dans HOMER Pro.....	46
Figure 4.6: Résultats globaux de l'optimisation HOMER	47
Figure 4.7. Les différentes architectures proposées par Homer Pro.....	48
Figure 4.8: Résultat simulation économique de la configuration 1	50
Figure 4.9: Résultat simulation économique de la configuration 3	50
Figure 4.10: Résultat simulation économique de la configuration 6.....	50
Figure 4.11: Etat de charge des batteries sur une année de la configuration 1	52
Figure 4.12: Profil de sortie du convertisseur sur une année de la configuration 1	54
Figure 4.13: Etat de charge des batteries sur une année de la configuration 3.....	56
Figure 4.14: Profil de sortie du convertisseur sur une année de la configuration 2	57
Figure 4.15: Etat de charge des batteries sur une année de la configuration 6.....	59
Figure 4.16: Profil de sortie du convertisseur sur une année de la configuration 3	60
Figure 4.17: Récapitulatif des coûts du système hybride pendant 25 ans	64
Figure 4.18: Flux de trésorerie par type de coût de la configuration hybride	65
Figure 4.19: Flux de trésorerie par type de composant de la configuration hybride.....	65
Figure 4.20: Récapitulatif des coûts du système éolien pendant 25 ans.....	66

**Étude technico-économique d'un système hybride de production d'électricité pour
l'alimentation autonome du village lacustre Ganvié**

Figure 4.21: Flux de trésorerie par type de coût de la configuration éolienne	67
Figure 4.22: Flux de trésorerie par type de composant de la configuration éolienne.....	67
Figure 4.23: Récapitulatif des coûts du système PV pendant 25 ans	68
Figure 4.24: Flux de trésorerie par type de coût de la configuration PV	69
Figure 4.25: Flux de trésorerie par type de composant de la configuration PV	69
Figure 4.26: Production électrique moyenne mensuelle de la configuration 1	70
Figure 4.27: Production électrique moyenne mensuelle de la configuration 3	70
Figure 4.28: Production électrique moyenne mensuelle de la configuration 6	71
Figure 4.29: Graphique de flux de trésorerie des sortie configuration 1	74
Figure 4.30: Graphique de flux de trésorerie des sortie configuration 3	74
Figure 4.31: Graphique de flux de trésorerie des sortie configuration 6	74
Figure 4.32: graphique de flux de trésorerie par composant configuration 1	75
Figure 4.33: Graphique de flux de trésorerie par composant configuration 3.....	75
Figure 4.34: Graphique de flux de trésorerie par composant configuration 6.....	75

Liste des symboles et unités de mesures

P : Puissance (W ou kW)

V : Tension (V)

I : Courant (A)

η : Efficacité (%)

ρ : Densité de l'air (kg/m³)

Δt : Intervalle de temps (h)

G : Irradiation solaire (kWh/m²/jour)

SOC : State of Charge (%)

CRF : Facteur de Récupération en Capital

NPC : Coût Net Actualisé (\$)

LCOE : Coût Actualisé de l'Énergie (\$/kWh)

Wh : Kilowattheure

W : Watt

kW : Kilowatt (1 000 W)

m/s : Mètres par seconde (vitesse du vent)

Ah : Ampère-heure (capacité des batteries)

VDC : Volts en Courant Continu

AC : Courant Alternatif

CC : Courant Continu

m² : Mètres carrés

h : Heure

% : Pourcentage

Résumé

L'électrification des zones rurales isolées représente un défi majeur, particulièrement pour des communautés uniques comme le village lacustre de Ganvié au Bénin, confronté à des difficultés d'accès et à l'absence de connexion au réseau national. Cette étude vise à concevoir et optimiser, sur les plans technique et économique, un système énergétique hybride autonome (PV/Éolien/Batteries) pour assurer un approvisionnement électrique fiable et durable. La méthodologie repose sur l'utilisation du logiciel HOMER Pro, intégrant les données de charge estimée du village (7834 kWh/jour, pic de 918 kW), les potentiels solaire (irradiation moyenne 4,89 kWh/m²/j) et éolien (vitesse moyenne 7,14 m/s à 50m) locaux, ainsi que les spécifications techniques et les coûts des composants sur une durée de vie du projet de 25 ans avec des paramètres économiques définis. La simulation a généré et comparé de multiples configurations. L'analyse comparative détaillée de trois architectures optimales (hybride, éolienne, PV seul) démontre clairement la supériorité de la configuration hybride pour cette zone. Celle-ci offre le meilleur compromis global, présentant le coût actualisé net (NPC) le plus bas (13,99 M\$) et le coût actualisé de l'énergie (LCOE) le plus compétitif (0,24 \$ / kWh). De plus, elle assure une excellente fiabilité (taux de charge non couverte minimal de 0,069 %) tout en maintenant une production excédentaire modérée (27,2 %), signe d'une bonne adéquation entre production et demande grâce à la synergie des sources. Ces résultats confirment la grande pertinence et la viabilité économique des systèmes hybrides renouvelables comme solution privilégiée pour accélérer l'électrification durable dans des contextes géographiquement complexes et isolés.

Mots clés : Système hybride ; Électrification rurale ; Optimisation technico-économique ; Village lacustre ; Système autonome (ou Hors réseau).

Abstract

The electrification of isolated rural areas represents a major challenge, particularly for unique communities such as the lacustrine village of Ganvié in Benin, which faces accessibility issues and lacks connection to the national grid. This study aims to design and optimize, both technically and economically, a standalone hybrid energy system (PV/Wind/Batteries) to ensure reliable and sustainable electricity supply. The methodology relies on the use of HOMER Pro software, integrating the village's estimated load data (7,833 kWh/day, peak demand of 918 kW), local solar potential (average irradiation of 4.89 kWh/m²/day), wind potential (average wind speed of 7,14 m/s at 50m height), as well as technical specifications and component costs over a 25-year project lifespan with defined economic parameters. Simulations generated and compared multiple configurations. A detailed comparative analysis of three optimal architectures (hybrid, wind-only, PV-only) clearly demonstrates the superiority of the hybrid configuration for this area. This configuration offers the best overall compromise, presenting the lowest Net Present Cost (NPC) of 13.99 million and the most competitive Levelized Cost of Energy (LCOE) of 13.99 *million and the most competitive Levelized Cost of Energy (LCOE) of 0.24/kWh*. Additionally, it ensures exceptional reliability (minimum unmet load rate of 0.069%) while maintaining moderate excess production (27.2%), indicative of a strong alignment between supply and demand through source synergy. These results confirm the high relevance and economic viability of hybrid renewable systems as a preferred solution to accelerate sustainable electrification in geographically complex and isolated contexts.

Keywords: Hybrid system; Rural electrification; Techno-economic optimization; Lacustrine village; Off-grid system.

Sommaire

Dédicaces.....	i
REMERCIEMENTS	ii
Hommages aux membres de jury	iii
Liste des abréviations, acronymes et sigles	iv
Liste des tableaux	v
Liste des figures.....	vi
Liste des symboles et unités de mesures	viii
Résumé	ix
Abstract.....	x
Sommaire.....	xi
Introduction Générale	1
Chapitre 1 Revue bibliographique sur les systèmes hybrides	3
Chapitre 2 Méthodologie de conception et d'évaluation des besoins énergétiques de Ganvié	10
Chapitre 3 Modélisation du système	27
Chapitre 4 Résultats et analyses	36
Conclusion Générale.....	77
Références bibliographiques.....	78
Table des matières	82

Introduction Générale

Contexte et Problématique

L'accès continu à une source d'énergie fiable est indispensable pour couvrir les besoins en électricité dans des zones isolées telles que les habitats ruraux, les postes frontières, les dispensaires et les relais de télécommunication. Cependant, dans les zones rurales, cette disponibilité est loin d'être garantie en raison des défis liés aux infrastructures et aux coûts d'extension des réseaux électriques conventionnels. L'accès à l'électricité est un élément essentiel du développement socio-économique [1].

Dans le contexte énergétique actuel, il est impératif de réduire notre dépendance aux combustibles fossiles pour minimiser les émissions de gaz à effet de serre et d'accroître l'accès à une énergie propre et durable.

Ce besoin d'énergie est particulièrement prégnant dans des communautés comme Ganvié, où les défis liés à l'éloignement et aux conditions géographiques se conjuguent avec des facteurs économiques et infrastructurels, perpétuant le manque d'accès à une énergie fiable et abordable. Ganvié, un village lacustre unique, illustre les défis rencontrés en matière d'électrification rurale à l'échelle mondiale. Actuellement, l'accès à l'électricité à Ganvié est limité, avec une dépendance aux générateurs diesel coûteux et polluants, malgré l'utilisation de panneaux solaires individuels par certains habitants [2].

Objectifs et Portée de l'Étude

Ce mémoire vise à explorer la mise en œuvre d'un système d'alimentation autonome pour le village lacustre de Ganvié, en utilisant une combinaison de sources d'énergie renouvelable : solaire (photovoltaïque), éolienne et stockage d'énergie par batteries.

L'objectif principal est de concevoir un système durable et économiquement viable pour répondre aux besoins en électricité de Ganvié, un village isolé des réseaux électriques conventionnels et à accès difficile.

Pour atteindre cet objectif, une analyse technico-économique complète est réalisée pour évaluer la faisabilité du projet. Cette étude prend en compte :

- L'évaluation des besoins énergétiques du village.
- L'analyse des ressources renouvelables disponibles.

- La modélisation du système hybride.
- L'optimisation des coûts.

Aperçu des Solutions et Méthodologie

Face aux défis d'électrification rurale, les systèmes hybrides basés sur les énergies renouvelables, telles que l'énergie solaire et éolienne, ont suscité un intérêt croissant [3], [4], [5]. Ces systèmes, combinant différentes technologies de production d'énergie, offrent une réponse innovante pour optimiser l'efficacité énergétique et réduire l'impact environnemental. Le stockage d'énergie par batterie est une technologie clé pour les systèmes hybrides, permettant de stocker l'excès d'énergie et d'améliorer la fiabilité de l'approvisionnement[6].

C'est dans ce cadre que le présent mémoire portant sur « **Étude technico-économique d'un système hybride de production d'électricité pour l'alimentation autonome du village lacustre Ganvié** » à vue le jour. Ce mémoire vise ainsi à proposer une solution novatrice qui non seulement assurera l'approvisionnement électrique ininterrompu de cette communauté isolée, mais qui aussi, le fera de manière écologiquement durable, tout en tenant compte des défis liés à son environnement unique.

L'analyse technico-économique sera au cœur de cette étude, évaluant la viabilité du système hybride pour l'alimentation autonome du village lacustre de Ganvié.

Pour atteindre l'objectif visé, ce mémoire est structuré de la manière suivante :

- L'introduction générale qui présente, le contexte et la problématique de l'étude.
- Le chapitre 1 qui est dédié à la revue bibliographique sur les systèmes d'énergie renouvelable et les solutions d'électrification rurale.
- Le chapitre 2 qui détaille la méthodologie adoptée pour l'évaluation des besoins énergétiques et la conception du système.
- Le chapitre 3 qui présente la modélisation du système hybride à l'aide du logiciel HOMER.
- Enfin le chapitre 4 où l'on analyse les résultats de la simulation et l'on évalue la viabilité technico-économique du système proposé.

La dernière partie est consacrée à la conclusion de ce mémoire où l'on fait un récapitulatif des résultats trouvés tout en présentant des perspectives pour de futurs travaux.

Chapitre 1

Revue bibliographique sur les systèmes hybrides

Introduction Partielle

Ce chapitre examine les solutions d'électrification rurale basées sur les énergies renouvelables, en mettant l'accent sur les systèmes hybrides. Il analyse les obstacles techniques, économiques et géographiques liés à l'extension des réseaux conventionnels, tout en évaluant le potentiel des technologies solaires, éoliennes et de stockage. Les références académiques, les études de cas nationales et les travaux de recherche fondamentaux, tels que ceux de Vechiu [7] guideront la conception du système pour Ganvié.

1.1. Le Rôle Fondamental de l'Accès à l'Électricité pour le Développement Rural

L'accès à l'électricité est largement reconnu comme un moteur essentiel du progrès socio-économique, jouant un rôle déterminant dans la réduction de la pauvreté et l'amélioration des conditions de vie [8]. Les pays en développement ont consenti des investissements considérables dans le but d'étendre leurs réseaux électriques aux communautés rurales et défavorisées, reconnaissant ainsi l'importance de l'électrification pour stimuler la croissance économique et améliorer le bien-être général. En effet, l'électrification rurale est un catalyseur crucial pour le développement socio-économique, car elle améliore les moyens de subsistance, favorise l'éducation et accroît la productivité dans les zones rurales [9]. La littérature scientifique s'accorde sur le fait que l'accès à l'électricité favorise le bien-être des populations et augmente la productivité des zones rurales, soulignant ainsi l'importance de comprendre comment et dans quelle mesure l'amélioration de cette infrastructure contribue au développement économique et social [10].

Malgré les efforts déployés, le défi de l'accès à l'électricité demeure considérable à l'échelle mondiale. En 2020, on estimait que 733 millions de personnes n'avaient toujours pas accès à l'électricité, et une proportion significative de cette population, soit 80%, vivait dans des zones rurales, principalement en Afrique subsaharienne [11]. Cette disparité entre les zones urbaines et rurales persiste malgré les progrès observés dans l'électrification des zones rurales au cours de la dernière décennie [12]. En 2021, le nombre de personnes privées d'électricité s'élevait à 675 millions, et la majorité d'entre elles, environ 8 sur 10, résidaient dans des communautés rurales, dont la plupart en Afrique subsaharienne [13]. Un constat préoccupant émerge des données les plus récentes, indiquant qu'en 2022, pour la première fois depuis plus d'une décennie, le nombre de personnes sans accès à l'électricité a augmenté

pour atteindre 685 millions, l'Afrique subsaharienne étant la région la plus touchée par cette régression [14]. Cette situation met en évidence la nécessité d'explorer des solutions alternatives pour atteindre les populations rurales et isolées, où l'extension des réseaux électriques traditionnels se heurte souvent à des obstacles majeurs. Les systèmes d'énergie renouvelable, grâce à leur flexibilité et à leur potentiel de déploiement décentralisé, apparaissent comme une voie prometteuse pour combler ce déficit d'accès à l'électricité dans les zones rurales.

1.2. Les Obstacles Multifacettes à l'Électrification Rurale et la Promesse des Solutions Renouvelables

L'extension des réseaux électriques conventionnels aux zones rurales et isolées se heurte à une multitude de défis complexes, englobant des aspects économiques, géographiques, infrastructurels et sociaux[15]. La demande nationale en énergie électrique a connu une croissance rapide et au cœur de cette dynamique, la Direction Générale des Ressources Énergétiques du Bénin, dans ses "Chiffres Clés 2021", rapporte une croissance annuelle moyenne de l'offre d'électricité de 7,1% entre 2016 et 2020. Cette situation qui voit la demande excéder souvent l'offre, entraîne des coupures intempestives et des délestages fréquents affectant l'ensemble des secteurs[16]. D'un autre côté, les coûts d'infrastructure élevés, comprenant l'installation de poteaux, de câbles et de transformateurs, représentent un obstacle financier majeur, particulièrement exacerbé par l'éloignement géographique et les terrains difficiles comme c'est le cas pour les zones lacustres. Malgré une couverture géographique relativement bonne du réseau MT existant, de nombreuses localités béninoises (près de 400 à plus de 10km du réseau en 2010) restent hors du périmètre d'extension prioritaire, défini par la stratégie nationale qui vise principalement les localités de plus de 1000 habitants proches des lignes existantes. En 2005, le taux d'électrification en milieu rural n'était que de 1,5%, contre 51,8% en milieu urbain. L'abordabilité du raccordement constitue un autre défi de taille, car les coûts de connexion peuvent dépasser les capacités financières des ménages ruraux. Cette situation crée un besoin de subventions gouvernementales pour combler le fossé financier, ce qui peut mettre à rude épreuve les finances publiques et nécessiter des mécanismes de financement durables. De plus, les projets d'électrification rurale peinent souvent à obtenir des financements, car la perception de risque élevée associée aux investissements dans les infrastructures rurales et les longs délais de retour sur investissement rendent difficile l'attraction de capitaux privés.

Outre les défis économiques, les zones rurales sont souvent caractérisées par des systèmes de distribution électrique vieillissants et peu fiables, initialement conçus pour une capacité limitée [17]. Les prix de l'énergie dans ces zones peuvent être élevés en raison du manque de concurrence et des coûts de transmission sur de longues distances. L'approvisionnement peu fiable, exacerbé par les pannes fréquentes et les crises météorologiques, peut décourager les résidents et les entreprises rurales de considérer l'électricité comme une source d'énergie viable. La faible densité de population dans de nombreuses zones rurales rend également les méthodes d'électrification conventionnelles économiquement difficiles à justifier [18].

Face à ces obstacles, les technologies d'énergie renouvelable émergent comme des alternatives viables et de plus en plus compétitives pour fournir de l'électricité aux communautés rurales éloignées [19]. La politique nationale béninoise encourage d'ailleurs l'utilisation des ENR disponibles localement (hydroélectricité, biomasse, solaire, éolien) pour satisfaire les besoins énergétiques dans les zones éloignées. Le Bénin dispose d'un potentiel notable en énergie solaire, particulièrement au Nord, et en biomasse (résidus agricoles, notamment du coton et du maïs). Le potentiel hydroélectrique existe mais est contraint par de faibles chutes et une forte saisonnalité, tandis que le potentiel éolien reste peu documenté en dehors de la zone côtière. Les solutions photovoltaïques (PV), par exemple, sont reconnues pour leur relative simplicité et leur efficacité dans les zones à faible densité de charge. Les sources d'énergie renouvelable en général présentent une grande efficacité pour l'électrification des établissements ruraux isolés à travers le monde [20]. L'énergie éolienne offre également un potentiel considérable en tant qu'alternative décentralisée et respectueuse de l'environnement dans les zones rurales dépourvues d'infrastructures énergétiques traditionnelles [21]. L'utilisation de sources d'énergie renouvelable telles que le solaire PV est propre et silencieuse, n'émettant pas de gaz à effet de serre [22]. L'énergie solaire pour les villages isolés présente de nombreux avantages, notamment l'indépendance énergétique, la rentabilité (avec la baisse des prix des panneaux solaires), le respect de l'environnement et les faibles besoins en maintenance [23]. De même, l'énergie éolienne se distingue par ses faibles émissions de carbone et son caractère renouvelable.

1.3. Systèmes d'Énergie Renouvelable pour les Applications Hors Réseau : Un Aperçu Concis

Les systèmes d'énergie renouvelable hors réseau et hybrides représentent des solutions efficaces pour l'électrification des communautés rurales et isolées comme Ganvié [24]. Les systèmes photovoltaïques (PV) autonomes, en particulier, offrent une solution polyvalente pour l'approvisionnement en énergie dans les zones dépourvues de raccordement au réseau. Les micro réseaux, qui sont des systèmes énergétiques autonomes intégrant diverses sources renouvelables et des systèmes de stockage, sont également bien adaptés aux communautés éloignées [25].

1.3.1. Systèmes Solaires Photovoltaïques (PV) Autonomes avec Stockage par Batterie

Un système solaire PV autonome comprend principalement des panneaux solaires, un régulateur de charge, un banc de batteries et un onduleur [26]. Les panneaux solaires convertissent la lumière du soleil en électricité en courant continu (CC) [24]. Le régulateur de charge protège les batteries contre la surcharge, et le banc de batteries stocke l'énergie excédentaire pour une utilisation ultérieure, notamment la nuit ou par temps nuageux [27]. L'onduleur transforme le courant continu stocké en courant alternatif (CA) utilisable pour les appareils ménagers. Les systèmes solaires PV autonomes offrent plusieurs avantages pour l'électrification rurale, notamment la réduction de la consommation de kérosène, l'amélioration des conditions d'étude et de cuisson, et la diminution des problèmes de santé liés aux combustibles traditionnels. Ils offrent également l'indépendance énergétique, une rentabilité croissante grâce à la baisse des prix des panneaux solaires, un caractère écologique et de faibles besoins en maintenance [23]. Cependant, ils présentent des limitations telles que l'intermittence de l'ensoleillement, la nécessité d'un stockage par batterie coûteux et à durée de vie limitée, et une dépendance aux conditions météorologiques. L'efficacité de ces systèmes dépend de l'équilibre entre la disponibilité de l'énergie solaire, l'efficacité du stockage et la gestion de la demande énergétique. Les expériences béninoises soulignent l'importance cruciale de la gestion à long terme et du financement du renouvellement des batteries.

1.3.2. Systèmes Éoliens Autonomes avec Stockage par Batterie

Un système éolien autonome se compose d'une éolienne, d'un générateur, d'un régulateur de charge, d'un banc de batteries et d'un onduleur [28]. L'éolienne capte l'énergie cinétique du vent et la convertit en électricité grâce au générateur [29]. Cette électricité est ensuite régulée, stockée dans des batteries et transformée en courant alternatif par l'onduleur pour alimenter les charges. Les systèmes éoliens autonomes sont avantageux dans les zones disposant de bonnes ressources éoliennes, car ils contribuent à réduire la dépendance aux combustibles fossiles et peuvent générer des bénéfices économiques locaux [30]. Néanmoins, l'intermittence et la variabilité des ressources éoliennes constituent un défi majeur. Le potentiel éolien au Bénin reste cependant à confirmer hors de la côte. D'autres inconvénients incluent le potentiel de pollution sonore et visuelle, ainsi que les impacts négatifs possibles sur la faune, notamment les oiseaux et les chauves-souris. La viabilité de ces systèmes dépend fortement de la constance des ressources éoliennes et de la prise en compte des aspects environnementaux.

1.3.3. Systèmes Hybrides Photovoltaïques et Éoliens avec Stockage par Batterie

Les systèmes hybrides combinant l'énergie solaire PV et l'énergie éolienne, associés à un stockage par batterie, offrent une solution prometteuse pour l'électrification rurale en tirant parti de la complémentarité des ressources solaires et éoliennes[25].

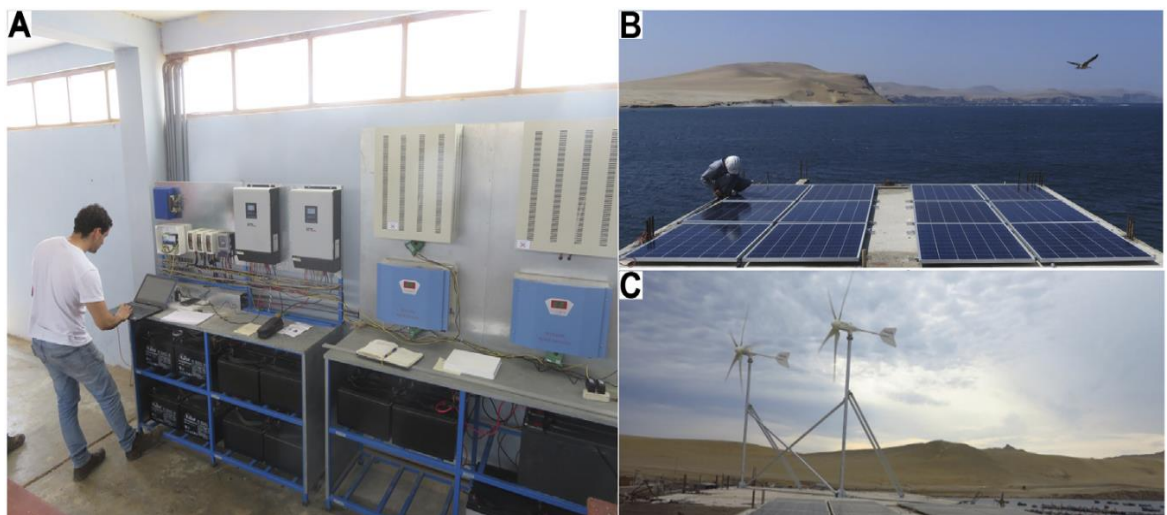


Figure 1.1: Centrale hybride PV(B) + Eolien(C) avec stockage(A) en zone lacustre

L'avantage principal d'un système hybride est sa capacité à compenser les faiblesses d'une source par la force de l'autre, ce qui peut conduire à un approvisionnement énergétique

plus fiable et constant [31]. L'intégration du PV et de l'éolien est particulièrement pertinente car la demande énergétique dans de nombreuses zones rurales est souvent nocturne, ce qui correspond potentiellement à une production éolienne plus importante. Les systèmes hybrides peuvent offrir une fiabilité accrue, une indépendance énergétique renforcée et une utilisation optimisée des ressources par rapport aux systèmes monovalents [32]. Bien que la conception, le contrôle et l'optimisation de ces systèmes soient plus complexes et que les coûts d'investissement initiaux puissent être plus élevés, les avantages potentiels en termes de fiabilité et de continuité de l'approvisionnement en énergie en font une option attrayante pour l'électrification des communautés isolées. La clé du succès réside dans une évaluation minutieuse des ressources locales, des profils de charge et de l'intégration efficace des différentes technologies de production et de stockage d'énergie.

1.4. Conclusion partielle

La littérature scientifique et les expériences de terrain, notamment au Bénin, confirment que les systèmes hybrides ENR offrent une réponse particulièrement adaptée aux contraintes des zones isolées et difficiles d'accès comme Ganvié, en combinant potentiel de fiabilité et durabilité. Les défis rencontrés dans les projets passés au Bénin, surtout liés à la maintenance, la gestion et le financement à long terme des systèmes PV autonomes, soulignent l'importance d'une conception robuste et d'un modèle d'exploitation pérenne. Les enseignements tirés des projets existants orientent notre approche vers une intégration optimisée des ressources locales. La méthodologie présentée ensuite détaillera les étapes importes pour concrétiser ces principes dans le cas spécifique de Ganvié.

Chapitre 2

Méthodologie de conception et d'évaluation des besoins énergétiques de Ganvié

Introduction Partielle

Ce chapitre décrit la méthodologie adoptée pour concevoir le système hybride de Ganvié. Il inclut l'évaluation des besoins énergétiques, la collecte de données météorologiques, la modélisation sous HOMER Pro et les contraintes économiques. Une approche systémique est privilégiée pour garantir la cohérence entre la production, le stockage et la demande.

2.1. Présentation et Contexte Énergétique actuel de Ganvié

Ganvié, un village lacustre pittoresque situé sur le lac Nokoué au sud du Bénin (Figure 2.1 et Figure 2.2), est un site unique surnommé la "Venise de l'Afrique" [33]. Ce village, classé au patrimoine mondial de l'UNESCO, se caractérise par ses habitations construites sur pilotis et ses canaux servant de voies de communication, où les pirogues remplacent les voitures



Figure 2.1: Vue aérienne du Lac Nokoué[33].



Figure 2.2: Maisons sur pilotis à Ganvié[35].

**Étude technico-économique d'un système hybride de production d'électricité pour
l'alimentation autonome du village lacustre Ganvié**

Les coordonnées géographiques du lieu d'implantation de Ganvié sont consignés dans le Tableau 2.1.

Tableau 2.1 : Les coordonnées géographiques de Ganvié

Site	Longitude	Latitude
Région de Ganvié	6° 28' 11.877" N	2° 24' 44.013" E

La Figure 2.3 indique l'emplacement exacte sur la carte du Bénin

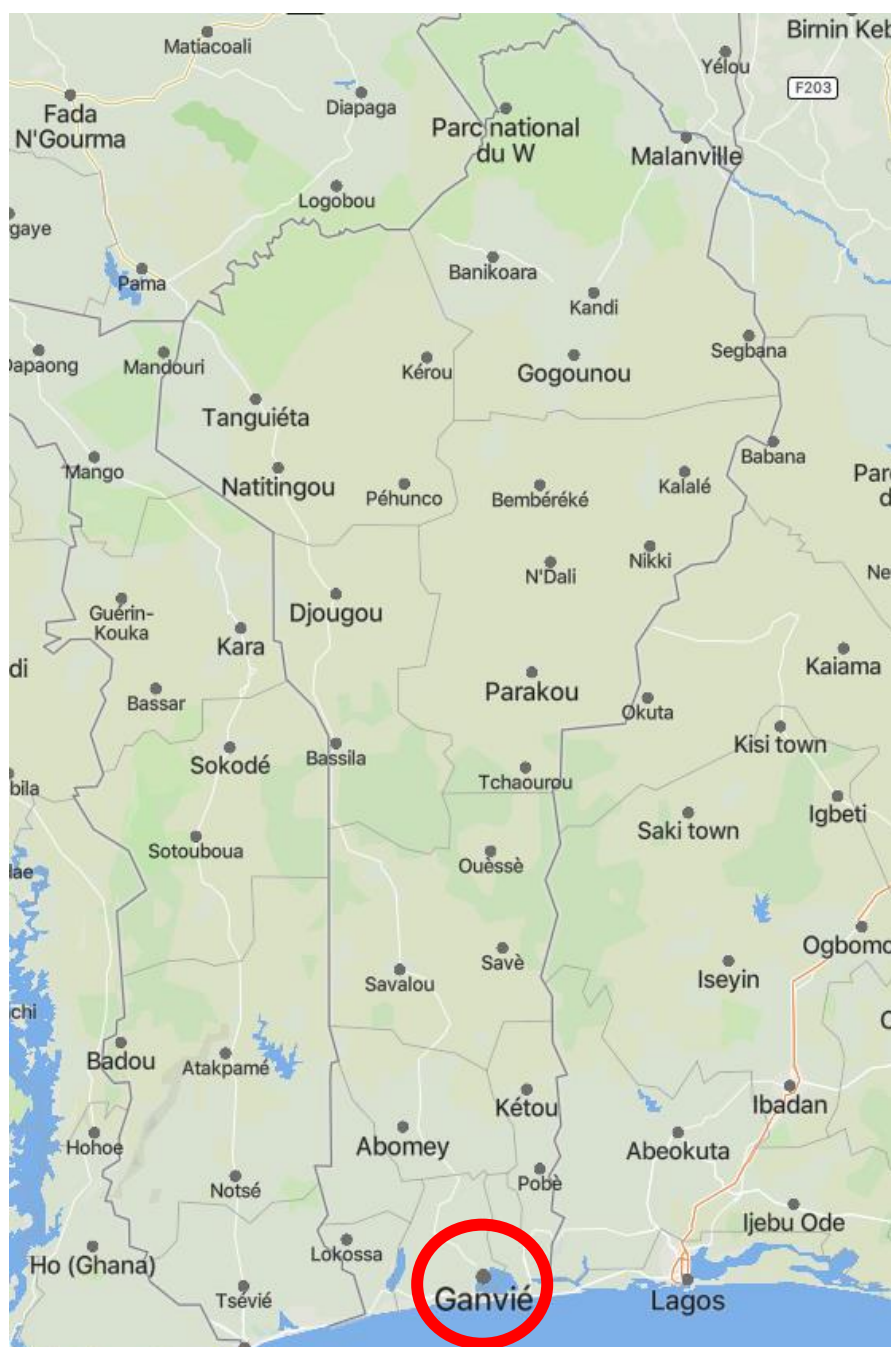


Figure 2.3: Carte du Bénin

Ce village qui autrefois centré sur la pêche, est devenu une destination touristique de plus en plus prisée, attirant environ 10 000 visiteurs par an [34]. Cette transition vers le tourisme comme principale source de revenus souligne la nécessité d'infrastructures fiables, notamment un accès à l'électricité stable et propre [2].

Actuellement, l'accès à l'électricité à Ganvié est limité, et le village souffre de pénuries régulières, ce qui entraîne une dépendance aux générateurs diesel coûteux et polluants. Bien qu'il n'y ait pas de réseau électrique centralisé, de nombreux habitants utilisent des panneaux solaires individuels pour répondre à leurs besoins en électricité. Toute fois le gouvernement de la république du Bénin a initié un projet de réhabilitation des sites touristiques du pays qui prend en compte Ganvié qui se dénomme "Réinventer la cité lacustre de Ganvié". La Figure 2.4 montre un aperçu de ce projet.



Figure 2.4: Projet de reconstruction "Réinventer la cité lacustre de Ganvié" initié par le Gouvernement [33]

Un projet d'électrification à grande échelle aussi est en cours et mené par Eiffage Energie Systèmes, visant à alimenter en électricité l'ensemble de la ville lacustre [36]. Cependant, les défis demeurent, et l'amélioration de l'accès à l'électricité est essentielle pour soutenir le développement durable du tourisme, améliorer la qualité de vie des résidents et préserver l'environnement lacustre unique de la région [33]. L'absence d'un réseau électrique adéquat à Ganvié entrave également l'accès aux services sociaux de base tels que les écoles et les établissements de santé.

Pour que Ganvié réalise pleinement son potentiel en tant que pôle touristique durable tout en protégeant son écosystème lacustre fragile, une transition vers une électricité fiable et

propre est primordiale. Cela permettra non seulement d'améliorer l'expérience touristique et de stimuler la croissance économique, mais aussi de réduire l'impact environnemental associé aux générateurs diesel, préservant ainsi le patrimoine naturel et culturel unique de la "Venise de l'Afrique".

Le Tableau 2.2 récapitule certaines caractéristiques de Ganvié.

Tableau 2.2: Tableau récapitulatifs des caractéristiques de Ganvié [2], [33], [34], [35]

Caractéristique	Description
Localisation	Lac Nokoué, Bénin
Particularité Unique	Village flottant, Site du patrimoine mondial de l'UNESCO
Activité Économique Principale	Tourisme et pêche
Accès Actuel à l'Électricité	Limité, dépendance aux générateurs diesel, usage de panneaux solaires individuels
Défis Énergétiques	Pénuries régulières, coûts opérationnels élevés, pollution environnementale due au diesel
Efforts d'Électrification en Cours	Projet à grande échelle par Eiffage Energie Systèmes
Potentiel Touristique	Important, nécessite une infrastructure électrique fiable et durable

2.2. Méthodologie adoptée

Afin de répondre aux besoins énergétiques de Ganvié de manière durable et respectueuse de l'environnement, une méthodologie rigoureuse a été adoptée, comprenant l'établissement d'un diagramme de résolution pour guider le processus de conception et d'analyse. (Voir Figure 2.5)

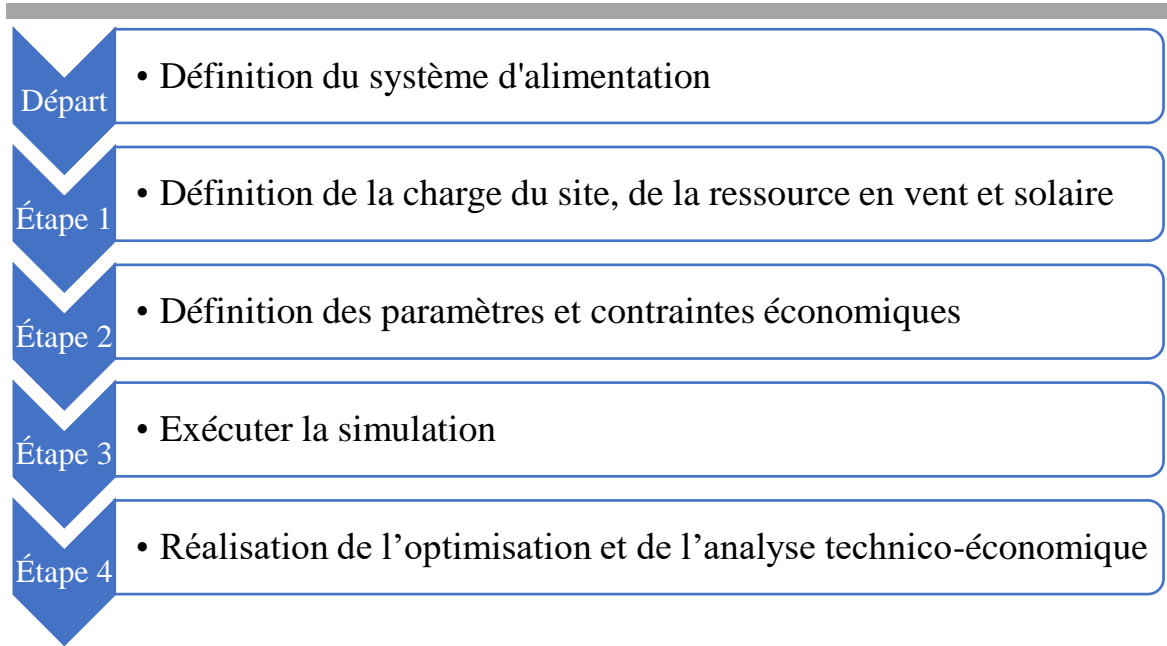


Figure 2.5: Diagramme de la méthodologie adoptée

2.3. Définition du système d'alimentation

Pour le système d'alimentation de Ganvié, le choix s'est porté sur un système hybride autonome 100% renouvelable combinant l'énergie solaire photovoltaïque (PV) et l'énergie éolienne, avec un stockage à batterie plomb-acide ASM. Ce choix est justifié par les avantages inhérents aux systèmes hybrides, notamment une fiabilité accrue et une meilleure complémentarité des ressources solaires et éoliennes disponibles sur le site [11]. Les systèmes hybrides sont reconnus pour leur capacité à améliorer l'efficacité et la fiabilité de l'approvisionnement énergétique, en particulier dans les zones isolées où l'extension du réseau est difficile. L'intégration de différentes sources d'énergie renouvelable permet de pallier l'intermittence de chaque source individuelle, assurant ainsi une production d'énergie plus stable et continue.

2.4. Définition de la charge du site et des ressources en vent et solaire

Il existe de nombreux sites propices à la production d'énergie décentralisée au Bénin. Toutefois, notre intérêt se focalise spécifiquement sur la production hybride photovoltaïque-éolien à Ganvié. Ce choix est étayé par la disponibilité des données météorologiques, bien que la fiabilité du vent puisse représenter un défi potentiel dans cette région car d'autres sites proposent un meilleur rendement selon récents études de l'IRENA sur les ressources énergétiques disponibles au Bénin.

2.4.1. La charge du site

L'évaluation des besoins en énergie d'une communauté est une étape essentielle dans la conception d'un système hybride PV-éolien-batterie. Cette évaluation permet de déterminer la quantité d'énergie nécessaire pour répondre à la demande de la communauté et de dimensionner le système en conséquence. L'évaluation des besoins en énergie d'une communauté est un processus complexe qui nécessite de prendre en compte divers facteurs, tels que la population, les types de foyers, les activités économiques, les appareils électroménagers utilisés et leur consommation d'énergie. Cette évaluation est essentielle pour dimensionner correctement le système hybride PV-éolien-batterie et garantir qu'il puisse répondre à la demande en énergie de la communauté.

2.4.1.1. Evaluation des besoins sur le site

L'évaluation des besoins en électricité du village de Ganvié a été réalisée en utilisant une méthodologie en plusieurs étapes :

- **Collecte de données :** Des données ont été collectées auprès des ménages du village sur leurs habitudes de consommation d'électricité. Ces données ont été collectées par le biais d'enquêtes et d'observations sur le terrain. (Voir annexes 1 et 2)
- **Analyse des données :** Les données collectées ont été analysées pour déterminer la consommation d'électricité moyenne par ménage et par type d'appareil.

2.4.1.2. Collecte de données

Le village de Ganvié regorge un certain nombre d'infrastructures sociocommunautaires tels que celles inscrites dans le Tableau 2.3. Ces résultats sont tirés de l'enquête de Salanon [37].

Tableau 2.3: Infrastructures sociocommunautaires de Ganvié

Infrastructures Communautaires	Ganvié I	Ganvié II
Ecoles primaires	01 école publique à 22 classes et 3 directions ; 01 école privée avec 6 classes	01 école publique à 22 classes et 3 directions ; 02 écoles privées avec 12 classes
Ecole maternelle	00	01 classe
Collège d'Enseignement Général	00	8 classes

**Étude technico-économique d'un système hybride de production d'électricité pour
l'alimentation autonome du village lacustre Ganvié**

Centre de loisirs	00	Terrain de Football
Marchés	01	01
Hôtelleries et restaurants	02	03
Eglises	12	13
Mosquées	00	02
Centres de santé	05	04
Poissonneries	01	01
Artisans (couturiers, coiffeurs, menuisiers, techniciens et autres)	56	

Sources : Arrondissement de Ganvié I, 2013.

D'après les résultats du dernier Recensement Général de la Population et de l'Habitat (RGPH4) en république du Bénin, effectué par l'Institut National de la Statistique et de l'Analyse Economique (INSAE), la population de Ganvié était recensée à 37 172 individus en 2013. Au cours de la décennie allant de 2003 à 2013, la croissance démographique de la région s'est élevée à 16 604 personnes, équivalant à un taux d'augmentation annuel de 8 %.

L'accroissement démographique peut être calculé à l'aide de la formule suivante :

$$AD = P_f - P_i \quad (2.1)$$

- AD : Accroissement Démographique
- P_f : Population Finale
- P_i : Population Initiale

Le taux d'accroissement annuel moyen (τ) peut être calculé avec la formule :

$$\tau = \left(\frac{AD}{P_i} \right) * 100 \quad (2.2)$$

Pour estimer la population actuelle en 2024, nous pourrions utiliser le taux d'accroissement annuel de 8 % tiré des données INSAE RGPH4-2013, pour extrapoler la croissance démographique. Cependant, pour obtenir une estimation précise, il serait nécessaire de disposer de données plus récentes, comme un recensement plus récent ou des estimations démographiques mises à jour.

En l'absence de données plus récentes, nous ne pouvons pas fournir une estimation exacte de la population en 2024. Cependant, nous pouvons créer un tableau récapitulatif en extrapolant la croissance démographique à partir du taux d'accroissement annuel de 8 % :

Tableau 2.4: Population de Ganvié I et II selon le tableau des résultats RGPH4 de l'Institut National de la Statistique et de la Démographie collecté en 2013 [38].

Division administrative	Nombre ménages	Total	Masculin	Féminin	Taille ménage
BENIN	1 803 123	10 008 749	4 887 820	5 120 929	5,6
DEP : ATLANTIQUE	298 769	1 398 229	686 747	711 482	4,7
COM : SO-AVA	20 356	118 547	60 020	58 527	5,8
ARROND : GANVIE I	3 361	19 155	9 926	9 229	5,7
ARROND : GANVIE II	2 926	18 017	9 289	8 728	6,2

L'évaluation du besoin en énergie s'effectue par ménage. Le bilan sur le nombre de ménages à Ganvié est présenté dans le tableau ci-dessous.

Tableau 2.5: Nombre de ménages à Ganvié

Ganvié	Effectif des ménages
Ganvié I	3361
Ganvié II	2926
Total	6287

On peut s'appuyer sur la relation (2.3) suivante pour estimer le nombre de ménage :

$$N_{mi} = \frac{N_i}{t_{mi}} \quad (2.3)$$

Où

- N_{mi} est le nombre estimé de ménages en année i
- N_i le nombre d'habitants en année i
- t_{mi} la taille moyenne de ménage en année i qui est définie par l'équation (2.4) :

$$t_{mi} = \frac{T_{mi} * t_{mi}}{100} + t_{mi-1} \quad (2.4)$$

Où :

- t_{mi-1} est la taille moyenne de ménage en année i-1 ;

- T_{mi} est le taux de l'accroissement annuel de la taille moyenne des ménages de $i-1$ à i de Ganvié.

A partir des travaux réalisés dans [37] sur l'accroissement des ménages où on a $T_{m1} = 0,5555$ % et $T_{m2} = -0,3125$ % ; nous obtenons le Tableau 2.6.

Tableau 2.6: Estimation du nombre d'habitant et de ménages en 2017 et 2030 [37]

Ganvié	Année	Nombre d'habitants	Nombre de ménages	Taille des ménages
Ganvié I	2023	28023	4671	6
	2030	34233	5706	6
Ganvié II	2023	25741	4290	6
	2030	31149	5191	6
Total	2023	53764	8961	6
	2030	65382	10897	6

L'étude repose sur des hypothèses simplifiées, telles que la constance du taux d'accroissement démographique de 2003 à 2013. Mais la réalité actuelle de Ganvié présente des variations significatives sur le véritable nombre d'habitant du village. En 2013, les estimations de croissance de la population de Ganvié laissaient entrevoir un avenir dynamique et plein de défis. Cependant, aujourd'hui, la réalité est tout autre. La commune d'Abomey-Calavi a émergé comme un pôle d'opportunités inégalées, attirant une part significative des aspirations et des ressources autrefois dirigées vers Ganvié. Ce changement a profondément influencé le paysage démographique de la région. Les habitants, autrefois enclins à rester et à contribuer au développement de Ganvié, trouvent désormais de nouvelles possibilités et des perspectives de vie meilleures à proximité. Cela a entraîné un ralentissement significatif du taux de croissance de la population de Ganvié, voir même une tendance à la décroissance dans certains cas. Les données valables disponibles correspondent au dernier recensement général effectué par l'INSAE RGPH4-2013 et sont utilisées dans le cadre de mon étude.

2.4.1.3. Evaluation de la demande actuelle de Ganvié

La population de Ganvié I est estimée à 19155 habitants avec 3361 ménages de taille moyenne 6 personnes tandis que celle de Ganvié II s'estime à 18017 habitants répartis dans

2926 ménages de 6 personnes en moyenne. Dans cette étude, seul les ménages des deux arrondissements sont pris en compte.

2.4.1.4. Composantes de la Charge Électrique

Les habitudes de consommation électrique peuvent varier considérablement d'un ménage à l'autre. L'étude suppose une consommation uniforme, mais des enquêtes approfondies pourraient offrir une meilleure compréhension des variations. En supposant que dans chaque ménage de Ganvié ; on possède les appareils électroménagers suivant :

- Un (01) poste téléviseur de puissance 50 W ;
- Cinq (05) lampes de 5 W chacune ;
- Quatre (04) portables de 4 W chacune ;
- Un (01) poste radio de 15 W ;
- Un (01) ventilateur de 40 W.

La charge électrique est définie comme la puissance consommée par un appareil sur une période donnée. La puissance totale consommée par un ménage peut être calculée en sommant les puissances de tous les appareils présents à partir de l'équation (2.5).

$$P = P_{TV} + P_{Lampes} + P_{Portables} + P_{Radio} + P_{Ventilateur} \quad (2.5)$$

- P : Puissances totale consommée par un ménage
- P_{TV} : Puissance de la télévision
- P_{Lampes} : Puissance totale des lampes du ménage
- $P_{Portables}$: Puissance totales des chargeurs des téléphones portables
- $P_{Ventilateur}$: Puissance du ventilateur

En utilisant les données spécifiques à Ganvié, où $P_{TV}=50W$, $P_{Lampes}=5 \times 5 W$,

$P_{Portables}=4 \times 4W$, $P_{Radio}=15W$, et $P_{Ventilateur}=40W$, nous pouvons calculer la charge électrique totale par ménage.

2.4.1.5. Demande Primaire et Charge de Pointe

La demande primaire d'électricité à Ganvié est la somme des charges électriques quotidiennes pour tous les ménages. Elle peut être calculée comme suit :

$$D = E \times Nm \quad (2.6)$$

- D : Demande Primaire d'électricité

- N_m : Nombre de ménages
- E : Consommation énergétique quotidienne par ménage

La charge de pointe annuelle (C_p) est la charge maximale que le réseau doit supporter. Elle peut être estimée en analysant les pics de consommation au cours de l'année à partir de l'équation (2.7).

$$C_p = P_m \times N_m \quad (2.7)$$

- C_p : Puissance maximale que doit supporter le réseau
- P_m : Puissance maximale consommée par un ménage
- N_m : Nombre de ménages

La définition précise de la charge électrique dans le village de Ganvié est essentielle pour concevoir un système énergétique adapté. En analysant les composantes de la charge, son évolution temporelle et en quantifiant la demande primaire ainsi que la charge de pointe, il devient possible de mettre en place des solutions énergétiques durables et efficaces pour répondre aux besoins spécifiques de Ganvié.

2.4.2. Les ressources en vent et solaire du site

Pour les ressources en vent et en solaire, nous nous sommes basés respectivement sur les données météorologiques du site de la NASA accessible via le web [40] et au simulateur HOMER Pro en indiquant l'emplacement de Ganvié.

L'analyse détaillée de la charge électrique et des ressources renouvelables disponibles à Ganvié, à travers l'utilisation de données de la NASA et d'outils de simulation, témoigne d'une approche méthodique pour la conception du système hybride proposé. Cette évaluation rigoureuse est essentielle pour garantir que le système sera dimensionné de manière appropriée afin de répondre aux besoins énergétiques de la communauté tout en exploitant efficacement les ressources renouvelables disponibles.

2.5. Définition des paramètres et contraintes économiques

2.5.1. Logiciel Homer Pro

Homer Pro est un logiciel avancé de modélisation et d'optimisation dédié aux systèmes énergétiques hybrides. Il permet de concevoir et d'évaluer des systèmes combinant des sources d'énergie renouvelables (solaire, éolien, etc.) et conventionnelles, en simulant leurs

performances pour identifier la configuration la plus efficace et rentable. Grâce à une analyse approfondie des coûts et des performances, Homer Pro aide à choisir les solutions les mieux adaptées aux besoins spécifiques.

Pour réaliser une modélisation dans Homer Pro, il est essentiel de fournir plusieurs données clés : les caractéristiques de la charge électrique, les données météorologiques locales, les composants sélectionnés, les contraintes économiques, ainsi que la structure et la disposition du système envisagé. Ces informations permettent au logiciel de simuler avec précision le comportement du système. La Figure 2.6 nous présente ce processus.

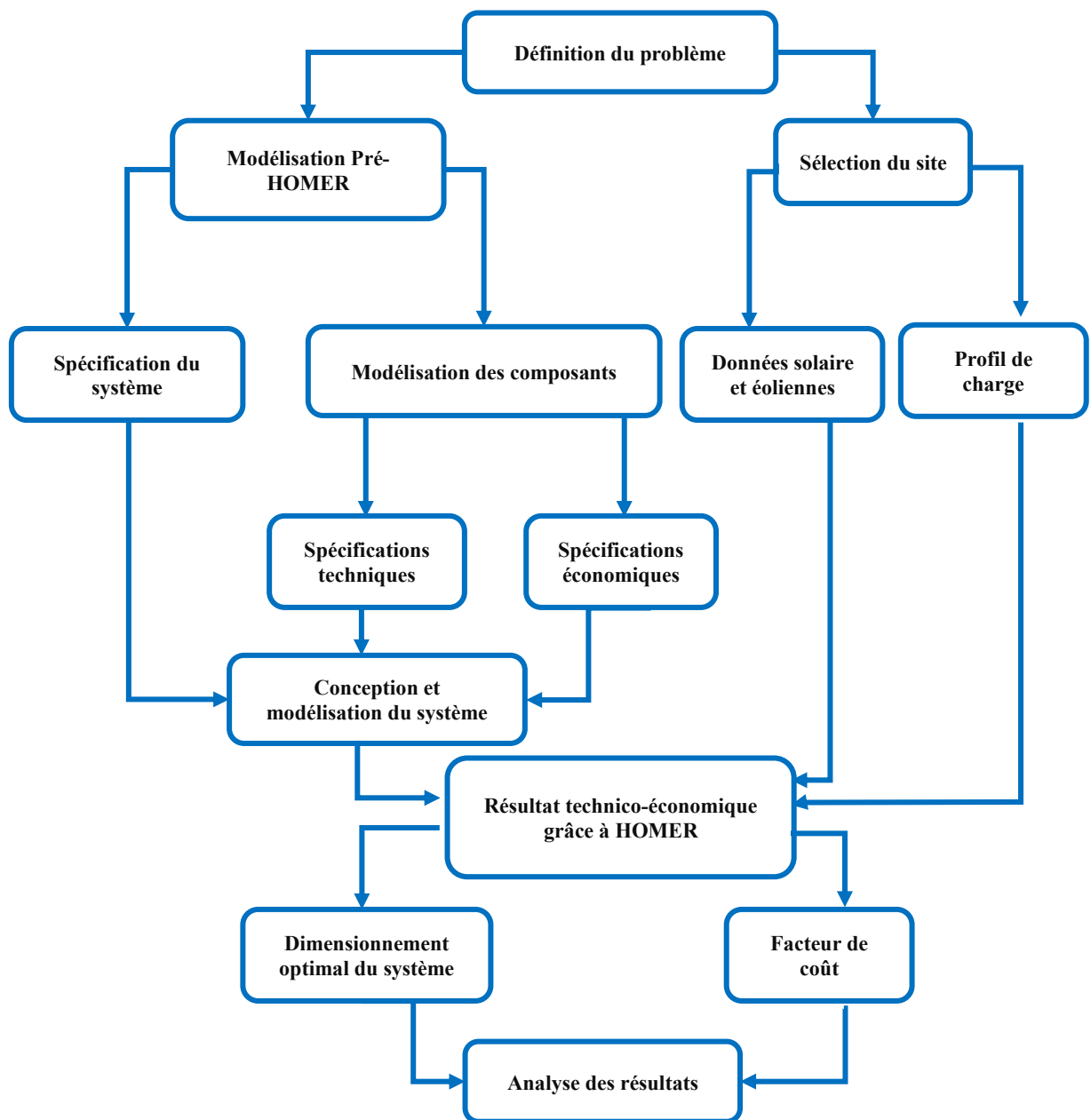


Figure 2.6: Modélisation et flux de travail dans HOMER Pro

Dans le cadre de notre étude pour Ganvié, Homer Pro est utilisé pour modéliser un système hybride combinant panneaux photovoltaïques (PV), éoliennes et stockage par batteries. L'énergie produite en courant continu (CC) par les panneaux photovoltaïques est convertie en courant alternatif (CA) pour alimenter directement les charges ou est stockée dans les batteries. Les batteries complètent la production en cas de faible ensoleillement, notamment la nuit. L'énergie générée par les éoliennes, déjà en courant alternatif, alimente directement le bus CA, offrant ainsi une production continue et fiable pour répondre aux besoins du village. Le système est illustré à la Figure 2.7.

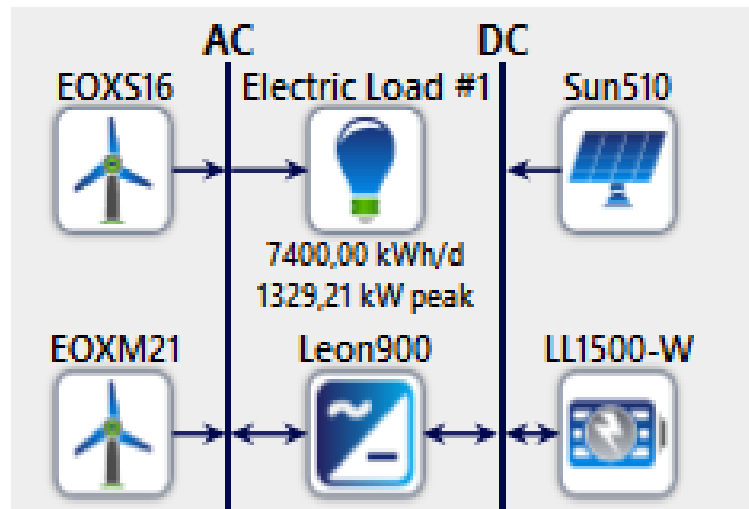


Figure 2.7. Architecture du système hybride proposé

Pour satisfaire la demande en énergie, nous considérons un système hybride qui se repose sur les composants disponibles dans la librairie HOMER Pro et représentative du marché avec les paramètres suivants :

- Les prix des composants
- Les caractéristiques de ces composants adaptés surtout pour une zone lacustre

2.5.2. Le panneau solaire

Le choix des panneaux solaires se fait en fonction de leurs caractéristiques techniques, telles que la puissance crête, le coefficient de température et le rendement. En basant nos recherches sur les panneaux solaires fréquemment utilisés dans la construction des centrales solaires, disponibles sur le marché et dans la librairie de HOMER Pro ; cela nous permet de disposer des paramètres économiques et de faciliter le choix du panneau solaire qui nous est profitable.

Pour les centrales solaires on utilise des panneaux monocristallins et polycristallins de plus en plus puissants pour optimiser l'espace et le rendement. Des panneaux de 450 Wc à 600 Wc et même plus sont de plus en plus courants. Dans notre simulateur HOMER Pro,

2.5.3. L'éolienne

Le choix de l'éolienne dépend principalement du potentiel éolien du site. Une analyse des données de vitesse et de direction du vent est donc un prérequis essentiel. Les caractéristiques techniques à considérer incluent la courbe de puissance, qui définit la production électrique pour différentes vitesses de vent, la vitesse de démarrage (vitesse minimale pour commencer à produire), la vitesse nominale (vitesse à laquelle la puissance maximale est atteinte) et le coût d'acquisition. Il est crucial de sélectionner un modèle dont la plage de fonctionnement est adaptée au régime de vent local pour maximiser le productible énergétique. Plusieurs types d'éoliennes profitant de ces caractéristiques, ont participé au test du choix de l'éolienne.

Un défi majeur dans l'intégration de l'éolienne réside dans la disparité entre la hauteur à laquelle les données de vitesse du vent sont mesurées (hauteur de l'anémomètre) et la hauteur opérationnelle du rotor de certaines éolienne (hauteur du moyeu). Les vitesses du vent augmentent naturellement avec l'altitude en raison de la réduction de la friction de surface, un phénomène connu sous le nom de cisaillement du vent. Sans une correction adéquate pour cette variation verticale, les simulations seraient fondamentalement erronées, conduisant à des prévisions de production d'énergie inexactes et à des conceptions de système sous-optimales.

HOMER Pro relève ce défi en intégrant des modèles mathématiques établis – le profil logarithmique et la loi de puissance – pour extrapoler les données de vitesse du vent de la hauteur de l'anémomètre à la hauteur du moyeu de l'éolienne

2.5.4. Le convertisseur

Le convertisseur choisi doit être capable de convertir efficacement la puissance totale générée permettant de charger les batteries ou de le reconduire sur le bus de la charge. Afin de réussir dans ce choix, on doit se baser sur la puissance maximale de la charge à couvrir, puis de rechercher des convertisseurs intervenant dans cette plage de puissance et qui d'ores ont déjà servi dans un projet de la région et disponible dans la bibliothèque du simulateur.

Une liste sélectionnée d'au moins 5 convertisseurs fait cas de plusieurs simulations afin d'en prendre le plus efficace en termes de rendement onduleur/redresseur.

2.5.5. La batterie

Les unités de stockage sont des éléments indispensables dans les systèmes en site isolé. Correctement dimensionnées, elles participent en effet à garantir l'autonomie du site en constituant une réserve d'énergie lorsque les sources produisent en excédent et en la restituant lorsqu'elles ne produisent momentanément plus assez [14]. Les batteries sont souvent utilisées pour stocker l'énergie produite par les panneaux solaires et les éoliennes pour une utilisation ultérieure. D'autres formes de stockage, telles que les volants d'inertie, sont également disponibles, mais elles sont moins courantes.

Le choix de la technologie de batterie est un arbitrage entre la performance de pointe et la robustesse en conditions réelles. Bien que les batteries Lithium-ion (Li-ion) offrent une densité énergétique et une durée de vie en cycles supérieures, la technologie Plomb-Acide ASM a été jugée plus pertinente pour le contexte de Ganvié d'un point de vue :

- Coût d'investissement
- Performance Énergétique et Autonomie
- Robustesse Environnementale
- Maintenance et Expertise Locale

Enfin, un critère pragmatique comme dans le choix des composants précédents a également orienté ce choix : la disponibilité des données techniques et économiques des composants au sein de la bibliothèque du logiciel HOMER Pro, qui a servi de base à toute l'étude de faisabilité.

2.5.6. La contrainte économique

La sélection détaillée des composants du système d'énergie renouvelable, avec leurs spécifications techniques et leurs coûts associés, ainsi que la définition des contraintes économiques, constituent la base d'une modélisation technico-économique précise à l'aide du logiciel HOMER Pro.

Les paramètres financiers utilisés incluent un taux d'actualisation de 2,6 %, un taux d'inflation annuel de 1,5 % et une durée de vie du projet estimée à 25 ans. Tous les calculs sont effectués en dollars américains.

Les coûts des composants comprennent :

- **Coût d'Investissement Initial** : Le coût d'achat et d'installation des panneaux solaires, des éoliennes, des batteries, et des onduleurs.
- **Coût de Remplacement** : Le coût de remplacement des composants à la fin de leur durée de vie utile.
- **Coût de Maintenance** : Les coûts annuels de maintenance et d'exploitation des composants.

Ce niveau de détail est essentiel pour évaluer la viabilité financière et la durabilité à long terme du système hybride proposé pour Ganvié.

2.6. Exécution de la simulation

HOMER simule le fonctionnement d'un système énergétique en réalisant des calculs de bilan énergétique à chaque intervalle horaire de l'année. À chaque pas de temps, HOMER évalue la demande électrique et la compare à l'énergie fournie par le système pour cette période. Il calcule ensuite les flux d'énergie entrants et sortants pour chaque composant du système. Ces calculs sont effectués pour chaque configuration de système envisagée. HOMER détermine si une configuration peut satisfaire la demande électrique dans les conditions spécifiées et estime les coûts d'installation et de fonctionnement du système sur la durée du projet.

2.7. Réalisation de l'optimisation et de l'analyse technico-économique

Cette étape consiste à proposer par HOMER Pro un classement des meilleures architectures de façon optimale basés sur les composants, les coûts de l'énergie (LCOE ; NPC) et de proposer une comparaison économique par catégorie.

Après avoir simulé toutes les configurations possibles, HOMER génère une liste classée par NPC, représentant le coût du cycle de vie du système. Cette liste aide à comparer les différentes options de conception. HOMER calcule le NPC pour chaque composant individuel ainsi que pour l'ensemble du système.

Conclusion partielle

La méthodologie structurée autour de HOMER Pro a permis de dimensionner les composants et d'intégrer les variables clés (charge, ressources, coûts). Le chapitre suivant modélise techniquement chaque sous-système pour valider ces hypothèses.

Chapitre 3

Modélisation du système

Introduction partielle

Ce chapitre présente les modèles mathématiques des composants du système hybride (panneaux PV, éoliennes, batteries, convertisseurs). Il intègre également les indicateurs économiques (NPC, LCOE) pour évaluer la viabilité du projet. Les équations dérivées de la littérature et adaptées au contexte de Ganvié sont explicitées.

3.1. Modélisation des composants du système

Dans cette section, nous présentons les modèles mathématiques décrivant les principales composantes d'un système hybride autonome éolien-solaire avec stockage, lesquels serviront de base pour l'analyse technico-économique via HOMER Pro.

3.1.1. Production Photovoltaïque

3.1.1.1. Tension du Module PV

La tension du module photovoltaïque est modulée par l'irradiation et la température ambiante. Le modèle employé est une version modifiée du modèle de diode simple :

$$V_{pv}(t) = V \times \left[1 + 0.0539 \cdot \ln \left(\frac{G_{tt}(t)}{G_{st}} \right) \right] + \alpha \times T_a(t) + 0.02 \times G_{tt}(t) \quad (3.1)$$

Où :

- V : tension nominale du module (V).
- $G_{tt}(t)$: irradiation instantanée (kW/m²).
- G_{st} : irradiation de référence ou standard (kW/m²).
- α : coefficient thermique (V/K).
- $T_a(t)$: température ambiante (K).

Cette équation (3.1) intègre plusieurs éléments influençant la tension du module. Le premier terme, comportant le logarithme, corrèle la tension avec le rapport entre l'irradiation mesurée $G_{tt}(t)$ et l'irradiation standard G_{st} . La contribution thermique est prise en compte par $\alpha \times T_a(t)$, et le dernier terme constitue une correction empirique basée sur l'irradiation. Des travaux tels que ceux de Djohra et al [41] ainsi que l'analyse détaillée de systèmes hybrides par Adiprasetya et al [42] confirment la pertinence de cette approche.

3.1.1.2. Courant du Module PV

Le courant produit par le module s'exprime par l'équation (3.2) :

$$I_{pv}(t) = I_{ph}(t) - I_{rs}(t) \times \exp\left(\frac{q \times V_{pv}(t)}{N_s \times k \times T_a(t) \times A_i}\right) \quad (3.2)$$

Où :

- $I_{ph}(t)$: courant photoélectrique (A).
- $I_{rs}(t)$: courant de saturation inverse (A).
- q : charge élémentaire ($\approx 1.60 \times 10^{-19}$ C).
- N_s : nombre de cellules reliées en série.
- k : constante de Boltzmann ($\approx 1.38 \times 10^{-23}$ J/K).
- $T_a(t)$: température ambiante (K).
- A_i : facteur de forme (sans dimension).

Ici, $I_{ph}(t)$ représente le courant photoélectrique (généré par la lumière) et $I_{rs}(t)$ le courant de saturation inverse. L'expression exponentielle modélise l'effet de la barrière de potentiel dans la diode représentative de la cellule solaire. Ce modèle est largement utilisé dans la littérature, comme le démontre l'étude de dimensionnement de systèmes hybrides de Diaf S. & Belhamel dans leur étude [43].

3.1.1.3. Puissance Instantanée des PV

La puissance générée par les panneaux se calcule en tenant compte de la dérating des modules et de l'influence de la température :

$$P_{pv}(t) = P_{pvrated} \times f_{pv} \times \left(\frac{G_T(t)}{G_{T,STP}}\right) \times [1 + \alpha_p \times (T_c(t) - T_{c,STP})] \quad (3.3)$$

Où :

- $P_{pvrated}$: puissance nominale (kW) sous conditions standard.
- f_{pv} : facteur de dérating (sans unité).
- $G_T(t)$: irradiation instantanée sur le module (kW/m²).
- $G_{T,STP}$: irradiation de référence (kW/m²).
- α_p : coefficient de température (1/K).
- $T_c(t)$: température des cellules (K).
- $T_{c,STP}$: température standard (K).

Cette équation ajuste la puissance nominale $P_{pvrated}$ selon le facteur de dérating f_{pv} (pour tenir compte des pertes réelles) et le rapport d'irradiation. L'effet de la température des cellules $T_c(t)$ est intégré grâce au coefficient α_p . Ce modèle est régulièrement utilisé dans la conception de systèmes photovoltaïques autonomes.

3.1.1.4. Énergie Générée par PV

Pour obtenir l'énergie produite sur une période Δt , on utilise :

$$E_{pv}(t) = N_{pv} \times P_{pv}(t) \times \Delta t \quad (3.4)$$

Où :

- N_{pv} : nombre de panneaux photovoltaïques installés.
- Δt : intervalle temporel (en heures).

Cette formule cumule la production instantanée $P_{pv}(t)$ sur l'intervalle de temps Δt , multiplié par le nombre total de modules N_{pv} . La méthode est décrite dans plusieurs études de dimensionnement hybride, notamment dans [42] et [43].

3.1.2. Production Éolienne

La puissance produite par l'éolienne est connue pour sa dépendance cubique par rapport à la vitesse du vent et est modélisée par une fonction par morceaux :

$$P_{wind}(t) = \begin{cases} 0, si V_{wind}(t) < V_{cut-in} ou V_{wind}(t) > V_{cut-out}, \\ P_{rated} \cdot \left(\frac{V_{wind}(t)^3 - V_{cut-in}^3}{V_{rated}^3 - V_{cut-in}^3} \right), si V_{cut-in} \leq V_{wind}(t) < V_{rated}, \\ P_{rated}, si V_{rated} \leq V_{wind}(t) \leq V_{cut-out} \end{cases} \quad (3.5)$$

Où :

- $V_{wind}(t)$: vitesse du vent à l'instant t (m/s).
- V_{cut-in} : vitesse minimale de démarrage (m/s).
- V_{rated} : vitesse à laquelle la puissance nominale est atteinte (m/s).
- $V_{cut-out}$: vitesse maximale de fonctionnement (m/s).
- P_{rated} : puissance nominale de la turbine (kW).

Aucune production : Aucun travail n'est effectué lorsque la vitesse $V_{wind}(t)$ est inférieure à la vitesse de démarrage V_{cut-in} ou supérieure à la vitesse de coupure $V_{cut-out}$, donc :

$$P_{wind}(t) = 0 \quad (3.5.1)$$

Régime de montée : Pour des vitesses comprises entre V_{cut-in} et la vitesse nominale V_{rated} , la puissance générée augmente de manière cubique, exprimée par :

$$P_{wind}(t) = P_{rated} \left(\frac{V_{wind}(t)^3 - V_{cut-in}^3}{V_{rated}^3 - V_{cut-in}^3} \right) \quad (3.5.2)$$

Ce terme tient compte du fait que la puissance éolienne est proportionnelle au cube de la vitesse du vent, avec un ajustement par le seuil de démarrage.

Régime de Saturation Lorsque $V_{wind}(t)$ atteint ou dépasse la vitesse nominale V_{rated} jusqu'à la vitesse de coupure $V_{cut-out}$, l'éolienne produit sa puissance maximale, égale à P_{rated} (puissance nominale de la turbine) :

$$P_{wind}(t) = P_{rated} \quad (3.5.3)$$

Cette formulation tient compte du fait que les éoliennes ne produisent pas d'énergie en dessous d'une vitesse minimale V_{cut-in} et que la production est plafonnée à P_{rated} au-delà de V_{rated} . Les travaux de dimensionnement de systèmes hybrides autonomes, comme ceux présentés par Haddadi et al et Djohra et al, soutiennent ce type de modélisation [43], [44].

En résumé nous avons :

$$P_{wind} = 0,5 \times \rho \times A \times V^3 \quad (3.6)$$

Où :

- P_{wind} : puissance de l'air (kW)
- ρ : densité de l'air (kg/m^3) avec $\rho = 1,225 \text{ kg/m}^3$ à 15°C
- A : surface balayée par les pales (m^2)
- V : vitesse de l'air (m/s)

Et l'Énergie annuelle du vent (WE) est :

$$WE = N_{tr} \times P_{tr}(t) \quad (3.7)$$

Où :

- N_{tr} = nombre d'heures dans une année
- $P_{tr}(t)$ = puissance de sortie en kW à l'heure t
- N_{tr} = nombre d'éoliennes

HOMER calcule la vitesse du vent à la hauteur du moyeu en utilisant l'équation suivante :

$$V_{hub} = V_{anem} \times \frac{\ln\left(\frac{H_{hub}}{Z_0}\right)}{\ln\left(\frac{H_{anem}}{Z_0}\right)} \quad (3.8)$$

Où :

- V_{hub} = la vitesse du vent à la hauteur du moyeu de l'éolienne (m/s)

- V_{anem} = la vitesse du vent à la hauteur de l'anémomètre (m/s).
- H_{hub} = la hauteur du moyeu de l'éolienne (m).
- H_{anem} = la hauteur de l'anémomètre (m).
- Z_0 = la longueur de rugosité de surface (m).

3.1.3. Système de Stockage (Batterie)

3.1.3.1. Évolution de l'Énergie Stockée

La dynamique de stockage dans la batterie s'exprime par :

$$E_{Batt}(t) = E_{Batt}(t - 1) + E_{EE}(t) \times \eta_{SCC} \times \eta_{CHE} \quad (3.9)$$

- $E_{Batt}(t)$: énergie stockée (kWh) à l'instant t .
- $E_{EE}(t)$: énergie excédentaire disponible (kWh).
- η_{SCC} : efficacité du contrôleur de charge solaire (sans unité).
- η_{CH} : efficacité de charge de la batterie (sans unité).

La variation d'énergie stockée dépend de l'excédent énergétique $E_{EE}(t)$, modulé par l'efficacité du contrôleur de charge solaire (η_{SCC}) et l'efficacité de charge de la batterie (η_{CH}). Cette modulation est essentielle pour assurer la fiabilité et la longévité du système, comme le discutent Adiprasetya et al dans leurs analyses économiques [42].

3.1.3.2. Limite de l'État de Charge (SOC)

Pour préserver le bon fonctionnement et la durée de vie du banc de batteries, le SOC est contrôlé par :

$$SOC_{min} < SOC(t) < SOC_{max} \quad (3.10)$$

- $SOC(t)$: état de charge à l'instant t (en %).
- SOC_{min} : seuil minimal de charge.
- SOC_{max} : seuil maximal de charge.

Le « State Of Charge » (SOC) doit rester entre des limites prédéfinies pour éviter une décharge excessive ou une surcharge. Cette contrainte est largement reconnue dans la littérature sur le stockage d'énergie [44].

3.1.4. Convertisseur

Le convertisseur assure la transformation de l'énergie continue (DC) en énergie alternative (AC) pour l'alimentation des charges. Son dimensionnement dépend de la puissance

maximale requise par les charges. La puissance du convertisseur doit être suffisante pour alimenter toutes les charges connectées. Sa modélisation est simplifiée par :

$$P_{Conv} = \frac{P_{in}}{\eta_{Conv}}$$

- P_{in} : puissance d'entrée (kW).
- P_{Conv} : puissance de sortie (kW).
- η_{Conv} : rendement du convertisseur (fraction, typiquement 0.90–0.96).

Ici, P_{in} représente la puissance d'entrée du convertisseur provenant des sources CC (PV ou batterie). Le rendement η_{Conv} traduit les pertes internes dans la conversion. Ce modèle est confirmé par diverses études sur les systèmes hybrides [45], et constitue un élément central dans l'analyse technico-économique du système.

3.2. Modélisation Économique et Formules Associées

Pour compléter l'analyse technico-économique réalisée avec HOMER Pro, plusieurs indicateurs financiers permettent d'évaluer la rentabilité et la compétitivité du projet.

3.2.1. Coût Net Présent (Net Present Cost – NPC)

Le NPC représente la somme actualisée de tous les coûts (investissements initiaux, remplacement, opération et maintenance, moins les valeurs résiduelles) sur la durée de vie du projet [42], [44]:

$$NPC = \sum_{t=0}^t = \frac{(C_{capex} + C_{replacement}(t) + CO\&M(t) - R_{salvage}(t))}{(1 + d)^t} \quad (3.12)$$

- C_{capex} représente le coût initial d'investissement (par exemple, l'achat des panneaux, de l'éolienne, des batteries et du convertisseur).
- $C_{replacement}(t)$ intègre les coûts de remplacement des équipements arrivant en fin de vie durant l'année t .
- $CO\&M(t)$ regroupe les coûts annuels d'opération et de maintenance.
- $R_{salvage}(t)$ est la valeur résiduelle (ou de récupération) des équipements à l'année t , à soustraire le cas échéant.
- d est le taux d'actualisation (ou taux d'intérêt) appliqué pour actualiser les flux monétaires.

- T est la durée de vie totale du projet (exprimée en années).

3.2.2. Facteur de Récupération en Capital (Capital Recovery Factor – CRF)

Le CRF permet de convertir le coût net présent en un coût annuel équivalent [46] :

$$CRF = \frac{d(1+d)^T}{(1+d)^T - 1} \quad (3.13)$$

- d est le taux d'actualisation
- T est la durée de vie du projet (en années)

Ce facteur permet de calculer l'annuité financière correspondante au coût total actualisé sur TT années. Il prend en compte l'effet du taux d'actualisation et la durée de vie du système.

3.2.3. Coût Annualisé (Annualized Cost – AC)

À partir du Coût Net Présent et du CRF, le coût annualisé du projet se calcule par :

$$AC = NPC \times CRF \quad (3.14)$$

AC représente le coût moyen annuel du projet, englobant à la fois les coûts d'investissement avec leur amortissement et les coûts opérationnels. Ce paramètre est essentiel pour la comparaison entre différentes configurations de système, surtout lorsque leurs durées de vie ou leurs calendriers d'investissement diffèrent.

L'approche d'annualisation est standard dans l'analyse de la rentabilité des systèmes d'énergie renouvelable, y compris dans le cadre d'optimisations réalisées avec HOMER Pro [42].

3.2.4. Coût Actualisé de l'Énergie (Levelized Cost of Energy – LCOE)

Le LCOE correspond au coût moyen actualisé par unité d'énergie produite (en \$/kWh) sur la durée de vie du projet, et se définit ainsi [47],[48] :

$$LCOE = \frac{NPC}{E_{total}} \quad (3.15)$$

- NPC : Coût Net Présent du projet (en devise).
- E_{total} : Énergie totale produite sur la durée de vie du projet (exprimée en kWh).

Un LCOE bas indique une production d'électricité économiquement compétitive, facilitant la comparaison des différentes technologies ou configurations de système.

3.3. Intégration des Formules Techniques et Économiques

En combinant ces formules économiques aux modèles techniques (production des PV, éolienne, stockage et convertisseur), HOMER Pro permet d'optimiser le dimensionnement du système afin de minimiser l'NPCNPC et ainsi le LCOE. Par ailleurs, en simulant des scénarios (variations de l'irradiation solaire, du vent, de la demande et des coûts des équipements) sur la durée d'analyse, il devient possible d'identifier la configuration la plus rentable et techniquement fiable.

3.4. Intégration et Coordination des Composants

3.4.1. Synchronisation et Coordination

Pour un fonctionnement optimal, les composants du système hybride doivent être correctement intégrés et coordonnés. Le convertisseur doit être compatible avec la tension et la capacité des batteries, et ils doivent fonctionner de concert afin de maximiser l'efficacité énergétique.

3.4.2. Algorithmes de Gestion de l'Énergie

Les algorithmes de gestion de l'énergie sont utilisés pour optimiser l'utilisation des sources d'énergie et minimiser les pertes. Ces algorithmes peuvent inclure :

- La priorisation de l'utilisation de l'énergie solaire et éolienne avant l'utilisation des batteries.
- La gestion de la charge et de la décharge des batteries pour prolonger leur durée de vie.

La régulation de la puissance de sortie des éoliennes et des panneaux solaires pour éviter les surcharges.

Conclusion partielle

L'ensemble des modèles mathématiques utilisés pour la modélisation de notre système a été présenté dans ce chapitre. Les calculs économiques préparent l'analyse comparative des configurations. Le chapitre suivant exposera les résultats des simulations et leur interprétation.

Chapitre 4

Résultats et analyses

Introduction partielle

Dans ce chapitre, nous analysons les résultats issus des simulations HOMER Pro pour l'électrification de Ganvié. La comparaison de trois configurations : hybride, éolien et PV seul sont mise en œuvre. L'objectif est d'identifier la solution la plus pertinente en examinant les critères techniques (fiabilité, production, stockage, excédents) et économiques (NPC, LCOE).

4.1. Données d'entrée et paramètres de la simulation

4.1.1. La charge du site

L'étude de la charge du site présente une consommation d'énergie quotidienne de 7833,602 kWh/jour et une pointe de charge de 917,902 kW. Le Tableau 4.1 présente la répartition énergétique de cette charge, indiquant la puissance, les heures de fonctionnement et la consommation énergétique journalière pour chaque consommateur.

Tableau 4.1: Détermination de la charge de Ganvié

Appareil	Qté	Puissance (W)	Heure de fonction (h)	Energie consommé journalièrement (Wh)
Poste téléviseur	1	50	6	300
Lampe	5	5	12	300
Téléphone portable	4	4	6	96
Poste Radio	1	15	10	150
Ventilateur	1	40	10	400
Puissance maximale par ménage (W)	146		Puissance maximale par le village (W)	917 902
Energie consommé journalièrement par ménage (Wh)	1246		Energie consommé journalièrement par le village (Wh)	7 833 602

La Figure 4.1 illustre le profil de la demande énergétique tout au long de la journée et la Figure 4.2 illustre celle de la demande annuelle.

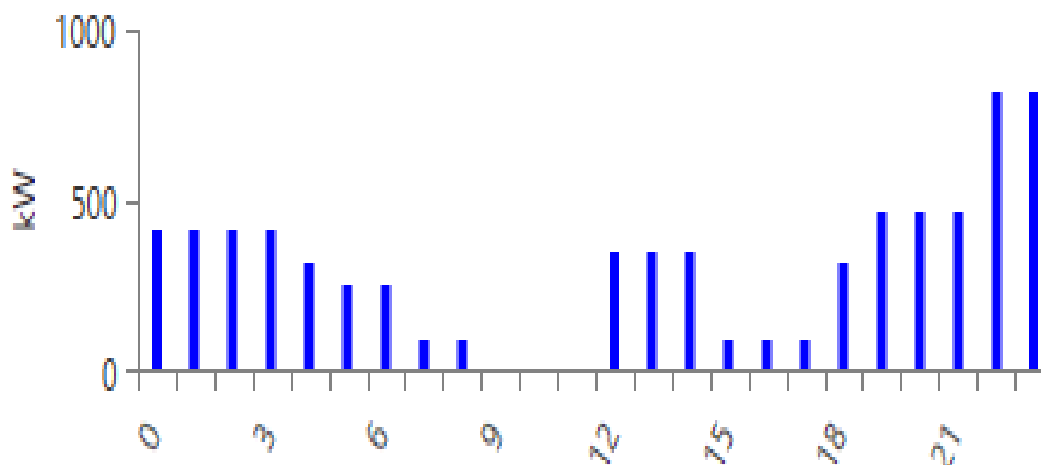


Figure 4.1: Profil de la charge quotidienne



Figure 4.2: Profil de la charge Annuelle

La demande en énergie du village de Ganvié ne présente pas une variation saisonnière importante. Néanmoins, la consommation d'énergie reste élevée pendant la saison sèche, en raison de l'afflux des touristes ; de l'augmentation de l'utilisation de l'éclairage et de la température.

4.1.2. La ressource en vent du site

Les données de ressource en vent recueillis à cet effet sont contenues dans le Tableau 4.2:

Tableau 4.2: Données mensuelle de la vitesse de vent à Ganvié

Mois	Jan	Fév	Mars	Avril	Mai	Juin	Juil	Août	Sept	Oct	Nov	Déc
Vitesse m/s	5,9	6,5	7,14	7,44	6	6,6	8	10,7	9,12	6,4	6	5,7

La vitesse du vent est prise à une hauteur maximale de 50 m d'altitude pour chaque mois de l'année, ses valeurs sont comprises entre 5,73 m/s et 10,74 m/s et affichent une vitesse annuelle moyenne du vent de 7,14 m/s.

4.1.3. La ressource solaire du site

Pour les paramètres solaires, nous avons enregistré deux types de valeurs : le rayonnement solaire (clarté et irradiation) et la température ambiante du site. (Voir le Tableau 4.3)

Tableau 4.3: Données mensuelles de rayonnement solaire et indice de clarté

Mois	Jan	Fév	Mars	Avril	Mai	Juin	Juil	Août	Sept	Oct	Nov	Déc
Indice de clarté	0,6	0,6	0,53	0,51	0,5	0,4	0,4	0,41	0,42	0,5	0,5	0,6
Irradiation jour.	5,3	5,5	5,49	5,28	4,9	4,3	4,3	4,21	4,37	4,8	5	5,2
Température	26,1	27,4	27,8	27,2	27,1	26	25,2	24,5	25,3	26,2	26,8	26

La température moyenne annuelle du site est de 26,33°C, et l'irradiation moyenne annuelle est de 4,89 KW/m²/j.

4.2. Définition des paramètres et contraintes économiques

4.2.1. Le panneau solaire

Le choix des panneaux solaires se fait en fonction de leurs caractéristiques techniques, telles que le coefficient de température et le rendement. Le processus du choix est parti de diverses simulations dans la zone de Ganvié avec les panneaux génériques disponibles dans le simulateur puis avec d'autres panneaux disponibles sur le marché avec les prix déjà utilisés dans des études situées dans les régions lacustres ou subsahariennes.

Pour notre dimensionnement, le panel Sunpreme 510 (Sunpreme510SNPM-GxB) d'une puissance maximale de 510 W pour un coût de 1 769 \$ / kW a été retenu après une analyse technique et financière poussée. Il présente un rapport performance / coût optimal et se conforme aux contraintes climatologiques et budgétaires du projet. (Voir le Tableau 4.4)

Tableau 4.4. Spécifications techniques et coûts du panneaux PV

Paramètres	Valeur
Puissance maximale (W)	510
Type de cellule	Silicium polycristallin
Configuration des cellules	Série 72
Tension en circuit ouvert Voc (V)	71
Tension d'alimentation maximale Vpm (V)	57,6

Paramètres	Valeur
Courant de court-circuit I_{sc} (A)	8,94
Courant de puissance maximal I_{pm} (A)	8,52
Efficacité du module	19,7%
Tension maximale du système (V_{DC})	1000
Taille (mm^3)	1981 x 1308 x 6
Coût du capital (\$) /kW	1 769
Coût du remplacement (\$) /kW	1 769
Coût d'exploitation et de maintenance (\$) /kW	18
Durée de vie (an)	25

Le module Sunpreme 510 se distingue par sa puissance unitaire exceptionnelle de 510 watts crête faisant bien partir des panneaux à grande puissance (450 Wc à 600 Wc), ce qui limite significativement le nombre de panneaux nécessaires et la surface occupée au sol. Son rendement de 19,7 % sous conditions standard garantit une conversion solaire maximale, même dans un climat équatorial chaud. Grâce à son coefficient de température moins de 0,30% / °C, il conserve une performance élevée lorsque les températures grimpent, et sa conception double-verre permet de capter l'énergie réfléchiée par l'eau du lac pour un gain supplémentaire. Enfin, la durabilité de 25 ans et la garantie produit renforcent la fiabilité de cet équipement dans une installation isolée comme celle de Ganvié.

Sur le plan économique, l'investissement initial de 1 769 \$/kW pour le Sunpreme 510 est nettement plus abordable que celui des modules haut de gamme affichant souvent 2 000 à 2 500 \$/kW. Les coûts de remplacement et d'exploitation "18 \$/kW" par an demeurent parmi les plus bas du marché, ce qui allège la facture de maintenance sur toute la durée de vie du projet. Intégré au système hybride PV/éolien, ce panneau contribue à réduire le Coût Actualisé de l'Énergie et le Coût Net Présent, tout en limitant les besoins de surface et en optimisant le dimensionnement des structures de support. Cette combinaison d'un coût d'acquisition maîtrisé et de frais d'exploitation minimales en fait le choix le plus rentable pour Ganvié.

Afin de situer le Sunpreme 510 face aux références couramment déployées dans la production énergétique solaire, nous avons retenu cinq autres modules haute puissance et comparé leurs performances techniques et financières. Le Tableau 4.5 récapitule ces données pour les six panneaux sélectionnés.

Tableau 4.5: Comparaison avec cinq autres modules fréquemment utilisés

Fabricant & Modèle	Puissance (Wp)	Rendement (%)	Coût approximatif (\$/kW)	Coef. Temp. (%/°C)	Garantie (ans)
Sunprime GxB 510 SNPM-GxB	510	19,7	1 769	−0,3	15
SunPower Maxeon 3 M440	440	21,5	2 200	−0,25	25
Trina Solar Vertex S + 605 W	605	23,6	1 800	−0,25	30
JinkoSolar Tiger NEO 610 W	610	23,8	1 650	−0,26	30
Canadian Solar HiKu7 540 W	540	22,3	1 500	−0,30	25
JA Solar JAM66 410 W	410	20,4	1 400	−0,34	25

4.2.2. L'éolienne

En partant d'abord d'une étude de choix d'éolienne générique disponible dans HOMER Pro-tels que (Generic 10kW, Generic 100kW et Generic 1.5MW), l'éolienne de 100kW offre un meilleur rendement par rapport au deux autres pour le site de Ganvié. Ceci nous a facilité le choix d'éolienne réelle et disponible sur le marché.

Les éoliennes EOX S-16 et EOX M-21 ont été notre choix dans cette quête de réussite de notre projet. Les deux turbines reposent sur un générateur à aimants permanents sans boîte de vitesses (Direct Drive), ce qui élimine la pièce mécanique la plus sujette aux pannes. Sur 30 ans de durée de vie, cela réduit drastiquement les coûts d'O&M et les risques d'indisponibilité.

Avec un cut-in à 2,75 m/s, l'EOX S-16 génère 34,7 % de son rendement nominal à 7,5 m/s, tandis que l'EOX M-21 atteint 30,8 % à 10 m/s. Ces valeurs sont supérieures à celles de turbines comparables (Northern Power NPS 100C 100 kW, Gaia-Wind GW133 20 kW, Bergey Excel 10, XZERES 442 ou Skystream 3,7), dont les cut-in dépassent souvent 3,5 m/s et dont le facteur de capacité descend sous 30 %.

Grâce à des tours « tilt-up » sans grue et à des fondations sans armature, le coût d'installation de nos EOX est réduit de 15 à 20 % par rapport aux modèles classiques nécessitant grues et fondations bétonnées. Ceci est essentiel dans le village lacustre où chaque tonne de matériel embarqué sur pirogue alourdit le budget logistique.

L'EOX S-16 avec un caractère silencieux, a une vitesse de démarrage de 2,75 m/s (Figure 4.3) et une puissance nominale de 30 kW pour un coût unitaire de 124 500\$. (Voir le Tableau 4.6 **Erreur ! Source du renvoi introuvable.**)

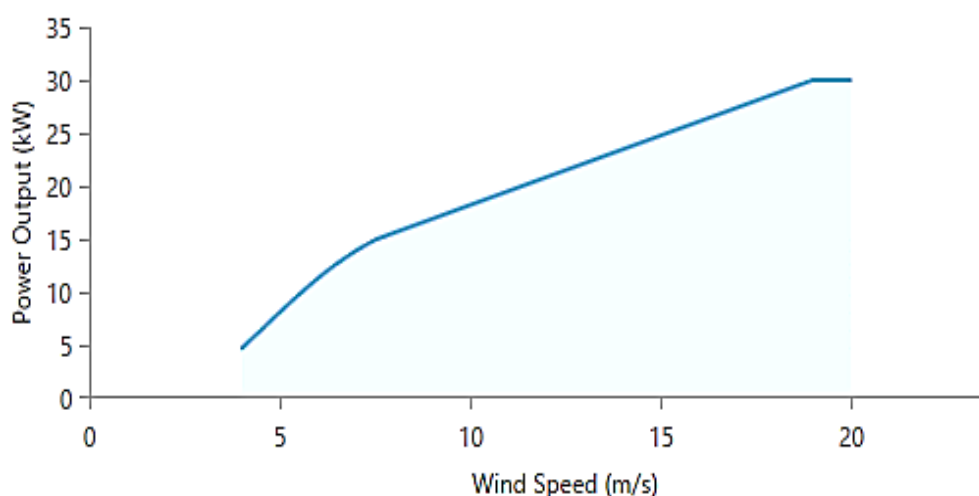


Figure 4.3: Courbe de puissance de l'éolienne EOX S-16

Tableau 4.6. Spécifications techniques et coûts de l'éolienne Eocycle EOX S-16

Paramètres	Valeur
Puissance nominale (kW)	30
Vitesse du vent au démarrage (m/s)	2,75
Vitesse nominale du vent (m/s)	7,5
Réduire la vitesse du vent (m/s)	21
Hauteur de la tour (m)	32
Diamètre du rotor (m)	15,8
Zone balayée (m²)	196
Régulation de la puissance	Pas régulé à vitesse variable
Coût du capital (\$)	124 500
Coût du remplacement (\$)	124 500
Cout d'exploitation et de maintenance (\$)	1 170
Durée de vie (an)	30

L'EOX M-21, conçue pour les climats extrêmes, a également une vitesse de démarrage de 2,75 m/s (Figure 4.4) mais offre une puissance nominale de 100kW pour un coût unitaire de 415 000 \$. (Voir le Tableau 4.7)

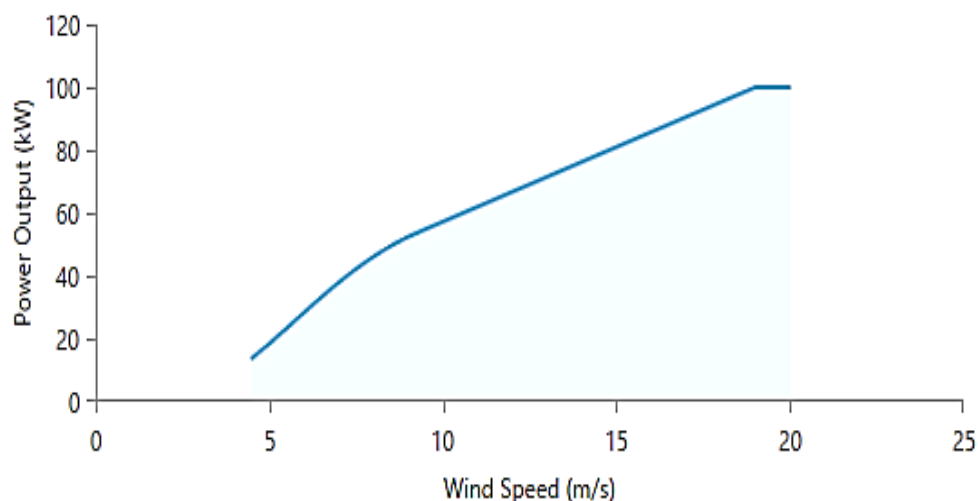


Figure 4.4: Courbe de puissance de l'éolienne EOX M-21

Tableau 4.7. Spécifications techniques et coûts de l'éolienne Eocycle EOX M-21

Paramètres	Valeur
Puissance nominale (kW)	100
Vitesse du vent au démarrage (m/s)	2,75
Vitesse nominale du vent (m/s)	10
Réduire la vitesse du vent (m/s)	70
Hauteur de la tour (m)	50
Diamètre du rotor (m)	21
Zone balayée (m²)	346
Régulation de la puissance	Oui
Coût du capital (\$)	415 000
Coût du remplacement (\$)	415 000
Coût d'exploitation et de maintenance (\$)	3 900
Durée de vie (an)	30

L'inclusion initiale du modèle EOX M-21 (100 kW) aux côtés du EOX S-16 (30 kW) se justifie par la volonté d'explorer un éventail plus large de réponses à la ressource éolienne. L'EOX M-21 atteint sa puissance nominale à une vitesse de vent plus élevée (10 m/s) que la S-16 (7,5 m/s). En incluant les deux modèles, l'outil d'optimisation HOMER peut évaluer

des configurations qui valoriseraient différemment les régimes de vent : la S-16 étant plus performante à des vitesses moyennes et la M-21 potentiellement plus intéressante lors de vents plus forts, bien que peut-être moins fréquents. Même si la solution optimale finale ne retient que la S-16 ; cela peut indiquer que les vents forts ne sont pas suffisamment prédominants ou économiquement exploitables par la M-21 dans notre étude. Néanmoins, les deux options au départ nous assurent une exploration plus exhaustive avec des possibilités offertes par la courbe de puissance de chaque turbine face au profil de vent spécifique de Ganvié.

4.2.3. Le convertisseur

Le choix de notre convertisseur s'est porté sur "Leonics GTP519S" de la puissance de 900KW. Sélectionné dans HOMER, ce convertisseur est capable de convertir efficacement la puissance totale générée permettant de charger les batteries ou de le reconduire sur le bus de la charge. Il a des rendements de l'onduleur et du redresseur supposés respectivement de 96 % et 94 % avec un coût d'achat de 300 \$/kW. (Voir le Tableau 4.8)

Tableau 4.8. Spécifications techniques et coûts du convertisseur Leonics GTP519S

Paramètres	Valeur
Puissance nominale (kW)	900
Efficacité	96%
Coût en capital (\$/kW)	300
Coût de remplacement (\$/kW)	300
Coût d'exploitation et de maintenance (\$)	0/an
Durée de vie années	10

4.2.4. La batterie

Étant donné que notre production sera considérablement influencée par la nature imprévisible de nos ressources, nous avons opté pour un système de stockage par batteries type de batterie au plomb-acide ASM. Le modèle retenu est la batterie "Hitachi LL1500-W". Elle possède une capacité nominale de 21,2 kWh pour un coût de 2806 \$. (Voir le Tableau 4.9)

Le choix des batteries Plomb-Acide ASM (Hitachi LL1500-W) s'explique par leur disponibilité dans HOMER. Toutefois, une comparaison avec les batteries Li-ion mérite réflexion dans le futur. Bien que les batteries Li-ion offrent souvent une durée de vie plus longue, une meilleure profondeur de décharge et une densité énergétique supérieure, plusieurs raisons pourraient rendre le Plomb-Acide plus adapté à Ganvié :

- **Coût initial élevé** : Les batteries Li-ion nécessitent un investissement de départ élevé, pouvant compromettre la faisabilité du projet.
- **Conditions environnementales** : L'humidité et les températures de Ganvié pourraient nécessiter un refroidissement coûteux, réduisant l'avantage des batteries Li-ion.
- **Expertise locale** : Les batteries Plomb-Acide, plus simples et maîtrisées, facilitent la maintenance avec les compétences disponibles sur place.

Tableau 4.9. Spécifications techniques et coûts de la batterie Hitachi LL1500-W

Paramètre	Valeur
Fabriquant	Hitachi
Capacité nominale (kWh)	21.2
Tension nominale (V)	8
Capacité maximum (Ah)	2.5*1000
Efficacité %	80
Courant de charge maximum (A)	100
Autodécharge	5% par mois
Température de fonctionnement maximale	40°C / 122°F
Etat de charge initial	100%
Etat de charge minimum	40%
Coût du capital (\$)	2806
Coût du remplacement (\$)	2806
Coût d'exploitation et de maintenance (\$)	10
Rapport de capacité	0.408

4.2.5. La contrainte économique

Dans le simulateur, les contraintes économiques définies dans l'obtention de bon résultat et de meilleure performance dans notre étude sont consignées dans le Tableau 4.10.

Tableau 4.10. Contraintes économiques définies

Paramètre	Valeur
Taux d'actualisation nominal (%)	2,6
Taux d'inflation prévu (%)	1,5
Durée de vie du projet (années)	25
Devise	US Dollar (\$)

4.3. Exécution de la simulation

Le rapport de calcul de Homer nous présente au total, 11 162 solutions possibles simulées lors de ce calcul et est présentée dans le Tableau 4.11.

Étude technico-économique d'un système hybride de production d'électricité pour l'alimentation autonome du village lacustre Ganvié

Tableau 4.11: Rapport de calcul de la simulation

Catégorie de solutions	Nombre de solutions	Pourcentage (%)	Raison de l'exclusion
Solutions viables	4815	43,13%	
Solutions non viables (contrainte de capacité)	4268	38,23%	Insuffisance de capacité
Solutions exclues	80	0,71%	Non spécifié
Total	11162	100%	

Parmi ces solutions :

- 4 815 solutions ont été jugées viables ou faisables.
- 4 268 solutions ont été écartées car elles ne sont pas viables en raison d'une insuffisance de capacité.
- 80 solutions ont été exclues du rapport final, mais la raison exacte de cette exclusion n'est pas spécifiée.

CALCULATION REPORT
11162 solutions were simulated:
4815 were feasible.
4268 were infeasible due to the capacity shortage constraint.
80 were omitted:
0 due to infeasibility.

SUGGESTIONS:
Download the new HOMER Pro

RESULTS
Sensitivity Cases
Left Click on a sensitivity case to see its Optimization Results.

Optimization Results
Left Double Click on a particular system to see its detailed Simulation Results.

Architecture	Sun510 (kW)	EOXS16	EOXM21	LL1500-W	Leon900 (kW)	Dispatch	COE (\$)	NPC (\$)	Operating cost (\$/yr)	Initial capital (\$)	Ren Fr (%)
923	31			1320	1800	CD	0,238 €	14,0 €M	195554 €	9,74 €M	100
934	31			1320	1800	CD	0,238 €	14,0 €M	195758 €	9,76 €M	100
1044	29			1320	1800	CD	0,238 €	14,0 €M	198348 €	9,70 €M	100
1045	29			1320	1800	CD	0,238 €	14,0 €M	198373 €	9,70 €M	100
1045	29			1320	1800	CD	0,238 €	14,0 €M	198380 €	9,70 €M	100
1046	29			1320	1800	CD	0,238 €	14,0 €M	198389 €	9,70 €M	100
1046	29			1320	1800	CD	0,238 €	14,0 €M	198391 €	9,70 €M	100
1052	29			1320	1800	CD	0,239 €	14,0 €M	198501 €	9,72 €M	100
945	31			1320	1800	CD	0,239 €	14,0 €M	195941 €	9,77 €M	100
1060	29			1320	1800	CD	0,239 €	14,1 €M	198643 €	9,73 €M	100
957	31			1320	1800	CD	0,239 €	14,1 €M	196154 €	9,80 €M	100
1066	29			1320	1800	CD	0,239 €	14,1 €M	198741 €	9,74 €M	100
1066	29			1320	1800	CD	0,239 €	14,1 €M	198741 €	9,74 €M	100
902	32			1320	1800	CD	0,239 €	14,1 €M	194915 €	9,82 €M	100
1075	29			1320	1800	CD	0,240 €	14,1 €M	198910 €	9,76 €M	100

Figure 4.5: Résultat de la simulation dans HOMER Pro

La Figure 4.5 résume probablement les paramètres de simulation, les résultats et les indicateurs clés pour les différentes configurations testées. Le grand nombre de simulations effectuées souligne l'importance de l'optimisation pour identifier la configuration de système la plus efficace. HOMER Pro simule le fonctionnement du système pour chaque heure de l'année et évalue la viabilité technique de chaque configuration en vérifiant si elle peut

répondre à la demande de charge et respecter les contraintes définies par l'utilisateur. Les solutions non viables sont celles qui ne parviennent pas à satisfaire ces exigences techniques.

4.4. Réalisation de l'optimisation et de l'analyse technico-économique

Cette étape consiste à proposer par HOMER Pro un classement des meilleures architectures de façon optimale basés sur les composants, les coûts de l'énergie (LCOE ; NPC) et de proposer une comparaison économique par catégorie.

Après avoir simulé toutes les configurations possibles, HOMER génère une liste classée par NPC, représentant le coût du cycle de vie du système. Cette liste aide à comparer les différentes options de conception. HOMER calcule le NPC pour chaque composant individuel ainsi que pour l'ensemble du système. La Figure 4.6 illustre les résultats globaux de l'optimisation HOMER, montrant les configurations avec le NPC le plus bas pour chaque type de conception.

Optimization Results														
Left Double Click on a particular system to see its detailed Simulation Results.														
Architecture										Cost			System	
		Sun510 (kW)	EOXS16	EOXM21	LL1500-W	Leon900 (kW)	Dispatch	COE (\$)	NPC (\$)	Operating cost (\$/yr)	Initial capital (\$)	Ren Frac (%)		
		510	36	1	1408	1800	CD	0,247 \$	14,5 \$M	193 380 \$	10,3 \$M	100		
		510	36	1	1408	1800	CD	0,247 \$	14,5 \$M	193 382 \$	10,3 \$M	100		
		511	36	1	1408	1800	CD	0,247 \$	14,5 \$M	193 405 \$	10,3 \$M	100		
		943	35		1320	1800	CD	0,247 \$	14,5 \$M	194 962 \$	10,3 \$M	100		
		1047	30		1408	1800	CD	0,247 \$	14,5 \$M	203 784 \$	10,1 \$M	100		
		518	36	1	1408	1800	CD	0,247 \$	14,5 \$M	193 507 \$	10,3 \$M	100		
		810	37	1	1232	1800	CD	0,247 \$	14,5 \$M	186 878 \$	10,5 \$M	100		
		1091	29	1	1320	1800	CD	0,247 \$	14,5 \$M	198 633 \$	10,2 \$M	100		
		521	36	1	1408	1800	CD	0,247 \$	14,5 \$M	193 563 \$	10,3 \$M	100		
		523	36	1	1408	1800	CD	0,247 \$	14,5 \$M	193 584 \$	10,3 \$M	100		
		1053	30		1408	1800	CD	0,247 \$	14,5 \$M	203 877 \$	10,1 \$M	100		
		1054	30		1408	1800	CD	0,247 \$	14,5 \$M	203 900 \$	10,1 \$M	100		
		821	34	1	1320	1800	CD	0,247 \$	14,6 \$M	193 012 \$	10,3 \$M	100		
		533	36	1	1408	1800	CD	0,247 \$	14,6 \$M	193 750 \$	10,3 \$M	100		
		896	30		1496	1800	CD	0,247 \$	14,6 \$M	206 855 \$	10,1 \$M	100		

Figure 4.6: Résultats globaux de l'optimisation HOMER

4.5. Présentation des configurations optimales issues de la simulation

Parmi les 4 815 solutions jugées viables ou faisables, nous nous concentrons sur l'analyse comparative de trois architectures représentatives et performantes (Tableau 4.13), sélectionnées pour illustrer l'impact des choix technologiques (hybride, éolien, PV seul) sur les performances et les coûts.

Étude technico-économique d'un système hybride de production d'électricité pour l'alimentation autonome du village lacustre Ganvié

Les sept configurations les mieux classées par HOMER Pro (Tableau 4.12 / Figure 4.7) montrent déjà une prédominance des systèmes intégrant à la fois le PV et l'éolien (comme les rangs 1 et 2), suggérant un avantage intrinsèque à l'hybridation pour ce site.
































					Sun510 (kW)	EOXS16	EOXM21	LL1500-W	Leon900 (kW)
					923	31		1320	1800
					812	34	1	1232	1800
						54	1	1672	1800
						49		1936	1800
					1110		8	2552	1800
					3645			2200	1800
							21	2816	1800

Figure 4.7. Les différentes architectures proposées par Homer Pro

Tableau 4.12: Résultat d'optimisation par catégorie

Rang	Architecture						Coûts			Système	
	PV (kW)	EOX16	EOX21	LL1500	Leon900(kW)	Dispatch	LCOE (\$)	NPC (\$)	O&M Coût (\$)	Frac de Ren (%)	Élec excéd (%)
1	923	31		1320	1800	CC	0,24	13998090	195554,50	100	27,2
2	812	34	1	1232	1800	CC	0,24	14161080	187137,30	100	33,7
3		54	1	1672	1800	CC	0,29	16843720	205263,10	100	42,5
4		49		1936	1800	CC	0,29	16885060	220772,40	100	32,9
5	1110		8	2552	1800	CC	0,33	19202350	285251,10	100	18,9
6	3645			2200	1800	CC	0,35	20330230	328927,80	100	37,6
7			21	2816	1800	CC	0,40	23445420	288515,10	100	47,1

Tableau 4.13: Résultat d'optimisation par sous-catégorie

Rang	Système	LCOE (\$)	NPC (\$)	O&M Coût (\$)	Capital initial (\$)	Frac de Ren (%)	Élec excéd (%)	Charge non couv. (%)
1	Hybride (Eox16/Sun510)	0,24	13998090	195555	9735618	100	27,2	0,069
3	Eolienne (Eox 16/Eox 21)	0,29	16843720	205263	12369630	100	42,5	0,076
6	PV seul (Sun510)	0,35	20330230	328928	13160630	100	37,6	0,0879

Pour une analyse plus fine, nous avons isolé trois cas types :

- 1- Configuration 1 (Hybride PV/Éolien - EOX S-16) : Solution la mieux classée par HOMER, combinant 923 kW de PV (Sunpreme510) et 31 éoliennes (EOX S-16), avec 1320 batteries (Hitachi LL1500-W) et un convertisseur de 1800 kW. (Voir la Figure 4.8 pour le résumé économique).

Simulation Results			
System Architecture:	Hitachi LL1500-W (15,0 strings)	Total NPC:	13 998 090,00 \$
Sunpreme510SNPM-GxB-510 (923 kW)	Leonics GTP519S 900KW 700Vdc (1 800 kW)	Levelized COE:	0,2379 \$
Eocycle EOX S-16 [30kW] (31,0)	HOMER Combined Dispatch	Operating Cost:	195 554,50 \$

Figure 4.8: Résultat simulation économique de la configuration 1

- 2- Configuration 3 (Éolien - EOX S-16/S-21) : Meilleure solution basée principalement sur l'éolien (54 EOX S-16 et 1 EOX S-21, avec 1672 batteries et un convertisseur de 1800 kW.). (Voir la Figure 4.9 pour le résumé économique).

Simulation Results			
System Architecture:	Hitachi LL1500-W (19,0 strings)	Total NPC:	16 843 720,00 \$
Eocycle EOX S-16 [30kW] (54,0)	Leonics GTP519S 900KW 700Vdc (1 800 kW)	Levelized COE:	0,2863 \$
Eocycle EOX M-21 [100kW] (1,00)	HOMER Combined Dispatch	Operating Cost:	205 263,10 \$

Figure 4.9: Résultat simulation économique de la configuration 3

- 3- Configuration 6 (PV Seul) : Meilleure solution utilisant uniquement l'énergie solaire (3645 kW de PV, 2200 batteries et un convertisseur de 1800 kW). (Voir la Figure 4.10 pour le résumé économique).

Simulation Results			
System Architecture:		Total NPC:	20 330 230,00 \$
Sunpreme510SNPM-GxB-510 (3 645 kW)		Levelized COE:	0,3456 \$
Hitachi LL1500-W (25,0 strings)		Operating Cost:	328 927,80 \$
Leonics GTP519S 900KW 700Vdc (1 800 kW)			
HOMER Combined Dispatch			

Figure 4.10: Résultat simulation économique de la configuration 6

4.6. Présentation des résultats technico-économique

Cette section détaille les principaux résultats issus de la simulation et de l'optimisation effectuées avec HOMER Pro pour le système proposé à Ganvié. Trois configurations ont été étudiées :

- 1- Configuration hybride photovoltaïque-éolien (Configuration 1)
- 2- Configuration éolienne (Configuration 3)
- 3- Configuration photovoltaïque (Configuration 6)

Pour chacune de ces configurations, les performances techniques (production énergétique, comportement du stockage, fonctionnement du convertisseur) ainsi que les indicateurs économiques (LCOE et NPC) sont présentées à l'aide de tableaux et figures spécifiques.

4.6.1. Configuration hybride photovoltaïque-éolien

Cette configuration combine des panneaux solaires (modèle Sunprime510SNPM-GxB) avec des éoliennes EOX S-16 et un parc de batteries de type Hitachi LL1500-W. Elle a été identifiée comme la solution optimale d'un point de vue équilibre technique et économique.

Production Énergétique :

- Production totale annuelle : 4 156 895 kWh/an
- La production solaire (via Sun510) et éolienne (via EOX S-16) se complètent de façon à assurer une production régulière, même durant les périodes de faible ensoleillement.

Indicateurs Économiques :

- LCOE (Coût actualisé de l'énergie) : 0,24 \$/kWh
- NPC (Coût net présent) : 13 998 090 \$

Performance du Stockage :

- Autonomie des batteries : 72,5 heures
- Capacité nominale totale : 27 952 kWh
- Les données de performance du stockage (entrée/sortie d'énergie, pertes) sont synthétisées dans le Tableau 4.14.

Ce Tableau 4.14 présente la capacité nominale, l'autonomie (en heures) et les chiffres clés relatifs à l'énergie entrant et sortant dans le système de stockage.

Tableau 4.14: Résultats de la simulation de la batterie dans la configuration 1

Quantité	Valeur	Unité
Batteries	1 320	qté.
Taille d'un string	88	batteries
Strings en parallèle	15	strings
Tension du bus	704	V
Autonomie	72,5	hrs
Coût d'usure du stockage	0,207	\$/kWh
Capacité nominale	27 952	kWh
Capacité nominale utilisable	16 771	kWh
Durée de vie utile	17 873 093	kWh
Durée de vie prévue	13,9	An
Énergie entrante	1 408 793	kWh/an
Énergie sortante	1 154 489	kWh/an
Épuisement du stockage	5 108	kWh/an
Pertes	259 411	kWh/an
Débit annuel	1 281 430	kWh/an

Ces graphiques (Figure 4.11) illustrent l'évolution du niveau de charge des batteries sur l'année, mettant en évidence les périodes de faible disponibilité et le comportement durant les cycles de charge/décharge.

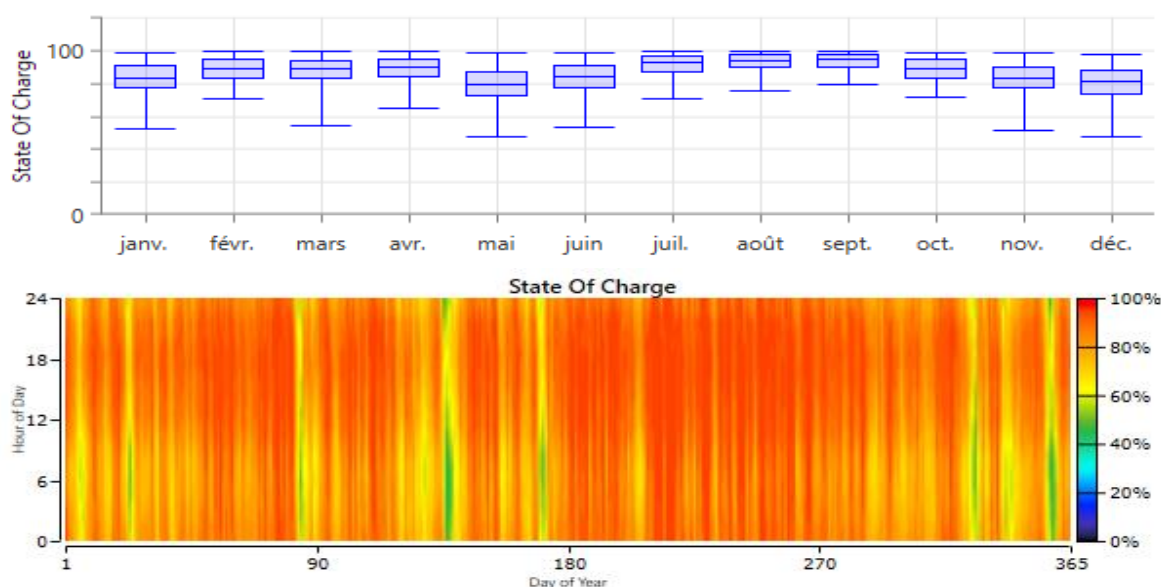


Figure 4.11: Etat de charge des batteries sur une année de la configuration 1

Ce Tableau 4.15 détaille le rendement moyen, le facteur de capacité et la production totale en kWh/an obtenus par les éoliennes.

Tableau 4.15: Résultats de la simulation de EOXS16 dans la configuration 1

Quantité	Valeur	Unité
Capacité nominale totale	930	kW
Rendement moyen	322	kW
Facteur de capacité	34,7	%
Production totale	2 824 358	kWh/an
Rendement minimum	0	kW
Rendement maximum	930	kW
Pénétration du vent	105	%
Heures de fonctionnement	6 564	hrs/an
Coût actualisé	0,0676	\$/kWh

Le Tableau 4.16 présente les paramètres de performance du système photovoltaïque, tels que le rendement moyen, la production quotidienne estimée et la contribution globale à la production annuelle

Tableau 4.16: Résultats de la simulation Sun510 dans la configuration 1

Quantité	Valeur	Unité
Capacité nominale totale	923	kW
Rendement moyen	152	kW
Rendement moyen	3 651	kWh/jour
Facteur de capacité	16,5	%
Production totale	1 332 537	kWh/an
Rendement minimum	0	kW
Rendement maximum	854	kW
Pénétration du PV	49,3	%
Heures de fonctionnement	4 335	hrs/an
Coût actualisé	0,0687	\$/kWh

Cette Figure 4.12 offre une vue sur la distribution horaire de la puissance convertie, essentielle pour vérifier la cohérence du dimensionnement du convertisseur (Leonics GTP519S) par rapport aux charges. On y remarque une utilisation en mode onduleur du convertisseur entre 18h et 6h en raison de la consommation par la charge et une utilisation du mode redresseur entre 6h et 18h en raison de la production énergétique et de recharge du stockage.

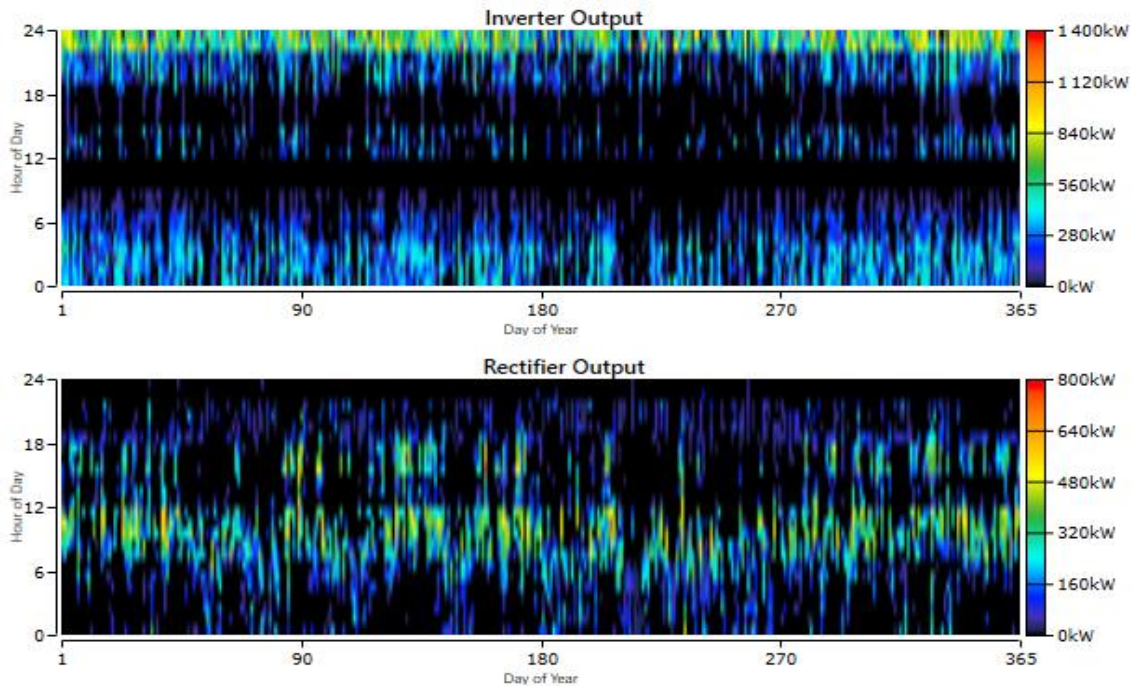


Figure 4.12: Profil de sortie du convertisseur sur une année de la configuration 1

4.6.2. Configuration éolienne

Ici, la solution privilégie le recours aux éoliennes, en intégrant à la fois des EOX S-16 et un complément avec une turbine EOX M-21 pour couvrir les périodes de vents forts.

Production Énergétique :

- Production totale annuelle : **5 189 666 kWh/an**
- La contribution principale provient des éoliennes, avec une utile combinaison permettant de capter une production optimale sur l'année.

Indicateurs Économiques :

- LCOE : **0,29 \$/kWh**
- NPC : **16 843 720 \$**

Performance du Stockage :

- Autonomie des batteries : **91,9 heures**
- Capacité nominale totale : **35 406 kWh**
- Ces données sont consignées dans le Tableau 4.17 qui détaille la performance du système de stockage dans cette configuration.

Le Tableau 4.17 présente la capacité, l'autonomie et la dynamique d'énergie stockée pour le parc de batteries adapté à cette configuration.

Tableau 4.17: Résultats de la simulation de la batterie dans la configuration 3

Quantité	Valeur	Unité
Batteries	1 672	qté.
Taille d'un string	88	batteries
Strings en parallèle	19	strings
Tension du bus	704	V
Autonomie	91,9	hrs
Coût d'usure du stockage	0,3	\$/kWh
Capacité nominale	35 406	kWh
Capacité nominale utilisable	21 244	kWh
Durée de vie utile	15 654 200	kWh
Durée de vie prévue	14,9	An
Énergie entrante	1 150 962	kWh/an
Énergie sortante	951 405	kWh/an
Épuisement du stockage	3 003	kWh/an
Pertes	202 559	kWh/an
Débit annuel	1 050 797	kWh/an

Les Tableau 4.18 et Tableau 4.19 fournissent les détails de production des éoliennes de base, telles que le rendement moyen et les heures de fonctionnement effectives par an.

Tableau 4.18: Résultats de la simulation de EOXS16 dans la configuration 3

Quantité	Valeur	Unité
Capacité nominale totale	1 620	kW
Rendement moyen	562	kW
Facteur de capacité	34,7	%
Production totale	4 919 849	kWh/an
Rendement minimum	0	kW
Rendement maximum	1 620	kW
Pénétration du vent	182	%
Heures de fonctionnement	6 564	hrs/an
Coût actualisé	0,0676	\$/kWh

Tableau 4.19: Résultats de la simulation de EOX M21 dans la configuration 3

Quantité	Valeur	Unité
Capacité nominale totale	100	kW
Rendement moyen	30,8	kW
Facteur de capacité	30,8	%
Production totale	269 817	kWh/an
Rendement minimum	0	kW
Rendement maximum	100	kW
Pénétration du vent	9,99	%
Heures de fonctionnement	6 206	hrs/an
Coût actualisé	0,076	\$/kWh

La Figure 4.13 montre la fluctuation du SOC tout au long de l'année, indiquant la gestion et la sollicitation de l'énergie stockée.

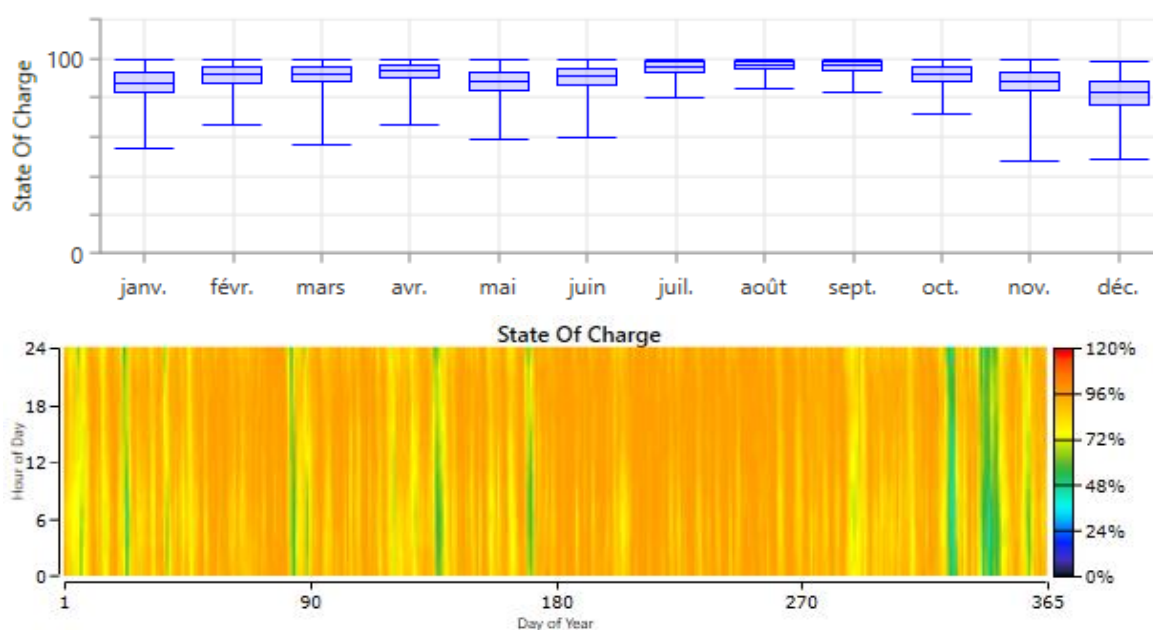


Figure 4.13: Etat de charge des batteries sur une année de la configuration 3

La Figure 4.14 illustre la répartition horaire de la puissance convertie dans cette configuration, permettant de visualiser l'adaptation aux variations de la production éolienne sur la charge du stockage et de l'usage de cette dernière sur le convertisseur. On y remarque une utilisation du convertisseur presque en tout temps du mode redresseur même si ça tend à diminuer d'usage dans la plage de 23h à 1h ; ce qui semble bien correspondre à la période de sollicitation du mode onduleur du convertisseur.

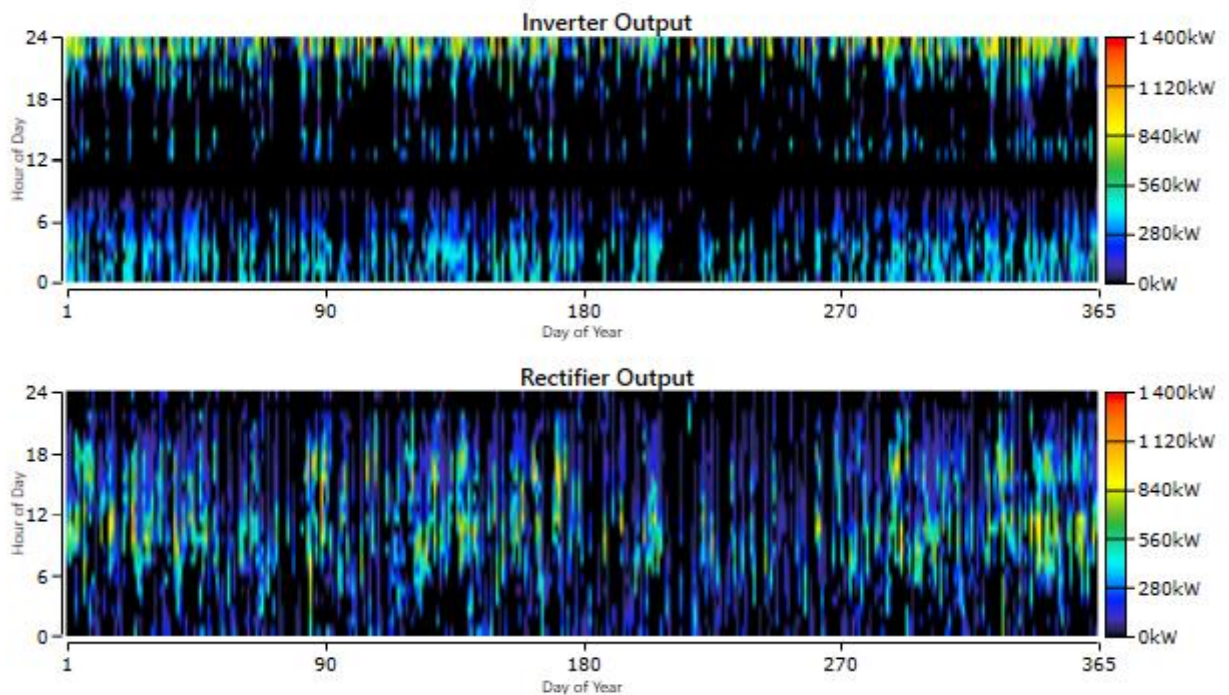


Figure 4.14: Profil de sortie du convertisseur sur une année de la configuration 2

4.6.3. Configuration photovoltaïque

On y remarque une utilisation en mode onduleur du convertisseur entre 18h et 6h en raison de la consommation par la charge et une utilisation du mode redresseur entre 6h et 18h en raison de la production énergétique et de recharge du stockage.

La solution avec production exclusivement solaire se caractérise par une plus grande surface de panneaux photovoltaïques, avec un dimensionnement du stockage adapté aux contraintes de production diurne.

Production Énergétique :

- Production totale annuelle : **5 263 726 kWh/an**
- La production solaire principalement issue des modules Sun510 offre une production stable pendant les heures d'ensoleillement, mais nécessite un surdimensionnement en batteries pour pallier l'intermittence.

Indicateurs Économiques :

- LCOE : **0,35 \$/kWh**
- NPC : **20 330 230 \$**

Performance du Stockage :

- Autonomie des batteries : **121 heures**

- Capacité nominale totale : **46 587 kWh**
- Ces éléments sont détaillés dans le Tableau 4.20 qui souligne la nécessité d'un stockage plus important dans un système solaire autonome.

Le Tableau 4.20 contient les indicateurs de performance du système de stockage, notamment l'autonomie et la capacité utilisable.

Tableau 4.20: Résultats de la simulation de la batterie dans la configuration 6

Quantité	Valeur	Unité
Batteries	2 200	qté.
Taille d'un string	88	batteries
Strings en parallèle	25	strings
Tension du bus	704	V
Autonomie	121	hrs
Coût d'usure du stockage	0,188	\$/kWh
Capacité nominale	46 587	kWh
Capacité nominale utilisable	27 952	kWh
Durée de vie utile	32 834 743	kWh
Durée de vie prévue	13,6	An
Énergie entrante	2 662 979	kWh/an
Énergie sortante	2 187 018	kWh/an
Épuisement du stockage	8 513	kWh/an
Pertes	484 475	kWh/an
Débit annuel	2 408 570	kWh/an

La Figure 4.15 visualise le profil annuel du SOC, montrant une sollicitation accrue en raison de l'absence d'une source complémentaire (éolien)

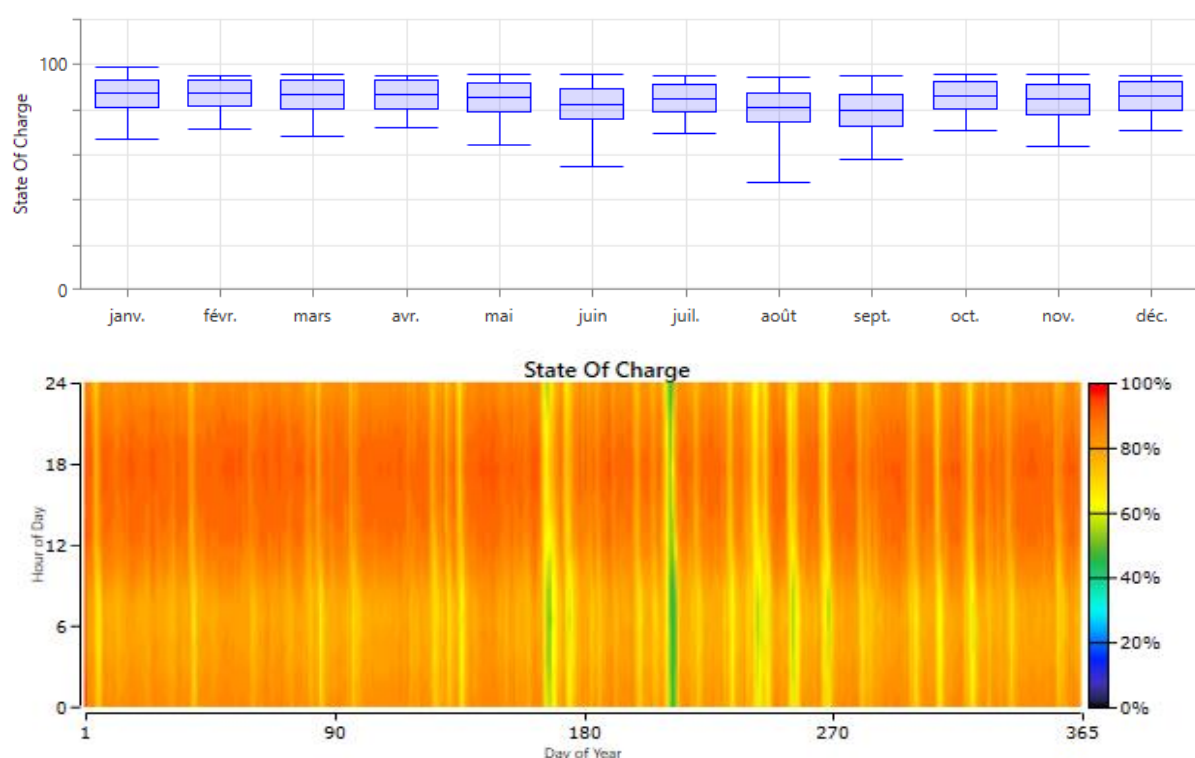


Figure 4.15: Etat de charge des batteries sur une année de la configuration 6

Le Tableau 4.21 détaille le rendement moyen, la production journalière et la contribution énergétique totale des modules photovoltaïques.

Tableau 4.21: Résultats de la simulation Sun510 dans la configuration 6

Quantité	Valeur	Unité
Capacité nominale totale	3 645	kW
Rendement moyen	601	kW
Facteur de capacité	16,5	%
Production totale	5 263 726	kWh/an
Rendement minimum	0	kW
Rendement maximum	3 374	kW
Pénétration du PV	195	%
Heures de fonctionnement	4 335	hrs/an
Coût actualisé	0,0687	\$/kWh

La Figure 4.16 décrit comment la puissance produite par les panneaux, transformée par le convertisseur et distribuée aux charges mais démontre à la fois que le convertisseur ne sera pas du tout soumis à une fonction de redresseur au cours de l'année.

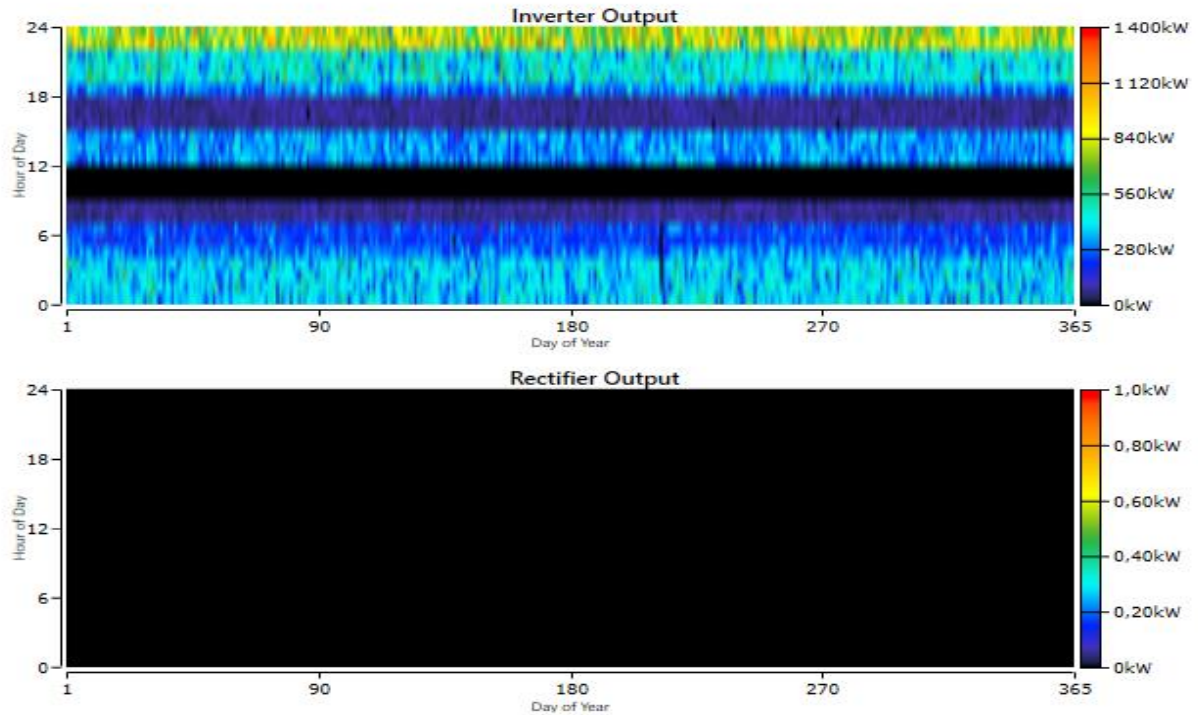


Figure 4.16: Profil de sortie du convertisseur sur une année de la configuration 3

Pour faciliter la comparaison, les trois tableaux récapitulatifs ci-dessous synthétisent les principaux indicateurs des trois configurations :

Tableau 4.22: Résumé de la production, consommation et des excédents et non satisfaits

Paramètre		Hybride	Eolienne	PV
Excédent et non satisfait (kWh/an) et %	Excédent d'électricité	1129228 (27,2%)	2205148 (42,5%)	1976695 (37,6%)
	Charges électriques non couverte	1864 (0,069%)	2052 (0,076%)	2374 (0,087%)
	Pénurie de capacité	2583 (0,095%)	2267 (0,0839%)	2666 (0,098%)
Production	EOX16 (%)	67,9	94,8	0
	EOX21 (%)	0	5,2	0
	Sun510 (%)	32,1	0	100
	Total (kWh/an)	4156895	5189666	5263726
Consommation	Charge primaire AC (kWh/an)	2699136	2698948	2698626
	Fraction renouvelable (%)	100	100	100
Stockage	Autonomie (h)	72,5	91,9	121
	Capacité nominale (kWh)	27952	35406	46587
	Durée de vie prévue(an)	13,9	14,9	13,6
	Energie reçue(kWh/an)	1408793	1150962	2662979
	Energie transmise(kWh/an)	1154489	951405	2187018
	Energie perdue(kWh/an)	259411	202559	484475

Tableau 4.23: Coûts analytiques des composants de chaque configuration du projet

Système	Composant	Capital (\$)	Remplacement (\$)	O&M (\$)	Récupération (\$)	Total (\$)
HYBRID	Eocycle EOX S-16	3859500	0	790572,32	-491300,08	4158772,24
	Hitachi LL1500-W	3703920	3186894,17	287718,63	-587291,27	6591241,53
	Leonics GTP519S	540000	920098,73	0	-206220,01	1253878,72
	Sunpreme510S	1632198,04	0	362002,5	0	1994200,54
	System	9735618,04	4106992,9	1440293,45	-1284811,36	13998093,03
EOLIEN	EOX M-21	415000	0	85007,78	-52827,97	447179,81
	EOX S-16	6723000	0	1377125,97	-855813,04	7244312,94
	Hitachi LL1500-W	4691632	3995620,45	364443,59	-1153343,63	7898352,42
	Leonics GTP519S	540000	920098,73	0	-206220,01	1253878,72
	System	12369632	4915719,18	1826577,34	-2268204,64	16843723,88
PV	Hitachi LL1500-W	6173200	5329573,29	479531,05	-783353,19	11198951,14
	Leonics GTP519S	540000	920098,73	0	-206220,01	1253878,72
	Sunpreme510	6447431,37	0	1429965,13	0	7877396,5
	System	13160631,37	6249672,01	1909496,18	-989573,2	20330226,36

Tableau 4.24: Coûts annualisés des composants dans chaque configuration

Système	Composant	Capital (\$)	Remplacement (\$)	O&M (\$)	Récupération (\$)	Total (\$)
HYBRID	Eocycle EOX S-16	177066,74	0	36270	-22539,94	190796,8
	Hitachi LL1500-W	169929,02	146208,83	13200	-26943,84	302394,01
	Leonics GTP519S	24774,2	42212,43	0	-9460,99	57525,64
	Sunpreme510S	74882,24	0	16608,01	0	91490,24
	System	446652,2	188421,26	66078,01	-58944,78	642206,69
EOLIEN	EOX M-21	19039,43	0	3900	-2423,65	20515,79
	EOX S-16	308438,84	0	63180	-39263,12	332355,72
	Hitachi LL1500-W	215243,42	183311,7	16720	-52913,28	362361,84
	Leonics GTP519S	24774,2	42212,43	0	-9460,99	57525,64
	System	567495,9	225524,13	83800	-104061,05	772758,99
PV	Hitachi LL1500-W	283215,03	244510,99	22000	-35938,8	513787,23
	Leonics GTP519S	24774,2	42212,43	0	-9460,99	57525,64
	Sunpreme510	295796,26	0	65604,16	0	361400,42
	System	603785,5	286723,43	87604,16	-45399,79	932713,29

Dans le Tableau 4.24, nous voyons les coûts totaux estimés de l'énergie par unité sur 25 ans d'exploitation dans tous les coûts du projet : (capital, remplacement, O&M, récupération).

4.7. Analyse du Cash-Flow

4.7.1. Configuration hybride photovoltaïque-éolien

Le Tableau 4.23 ci-dessus détaille les coûts associés à la configuration hybride (conf 1) par composant, selon les données du calculateur (CAPITAL, coûts de remplacement, O&M, valeur de récupération). On y observe que la plus grosse part de l'investissement provient des batteries Hitachi (Capital 3 703 920 \$ et remplacements 3 186 894 \$) et de l'éolienne EOX S-16 (Capital 3 859 500 \$), suivies du convertisseur Leonics (Capital 540 000 \$) et des panneaux PV Sunpreme (Capital 1 632 198 \$). (Voir la Figure 4.17)

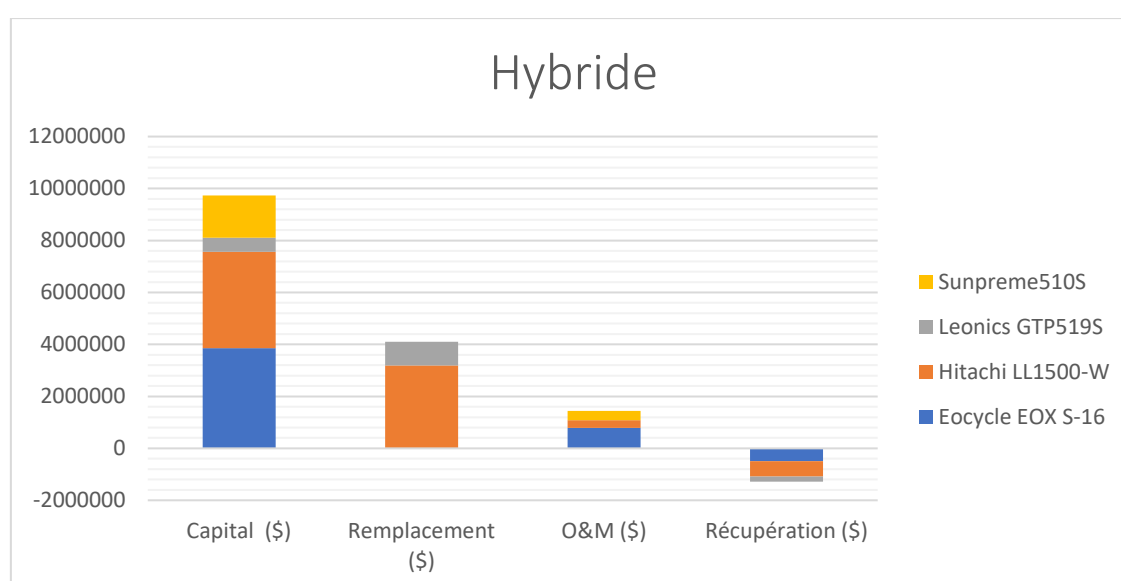


Figure 4.17: Récapitulatif des coûts du système hybride pendant 25 ans

Le coût total « Système » (somme de toutes les trésoreries, incluant les récupérations) s'élève à **13 998 093 \$**. On note aussi que la récupération (valeur résiduelle) réduisant le coût total est d'environ 1,28 M\$ (principalement issue du parc éolien). Les frais d'exploitation-annuels (O&M) sont modestes (~1,44 M\$ cumulés) par rapport au CAPITAL, ce qui confère un coût d'énergie actualisé (LCOE) compétitif (~0,24 \$/kWh). (Voir la Figure 4.18)

La Figure 4.18 et la Figure 4.19 représentent les graphiques des phases de coût du projet pour chaque année de la durée de 25 ans du projet. Nous notons qu'ils sont divisés en quatre grandes étapes, le coût en capital (la première année 9 735 618 \$), un léger coût de remplacement les dixième et vingtième année due au convertisseur (920 098,7 \$), un coût de remplacement des batteries à la quatorzième année (3 186 894,2 \$) et un coût de

récupération à la dernière année de tous les composants sauf les panneaux solaire (1 284 811,4 \$).

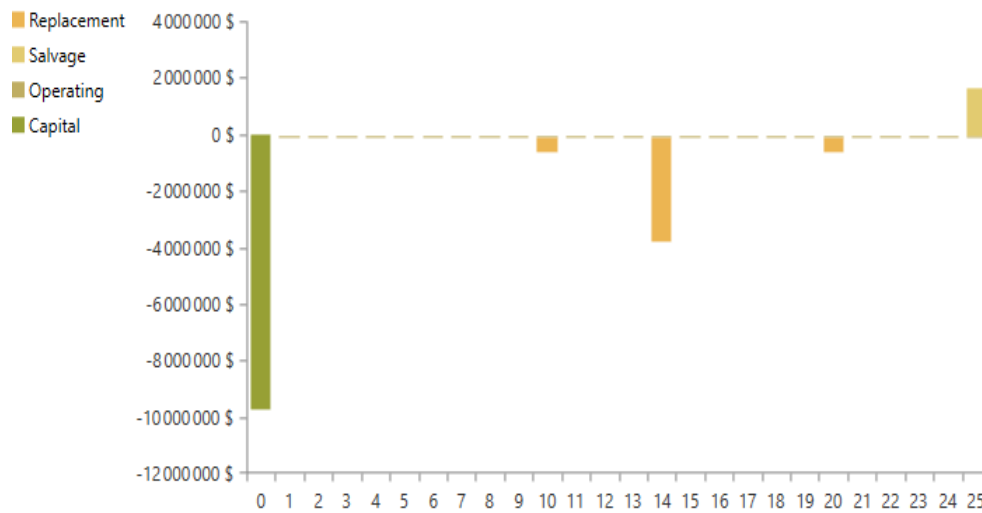


Figure 4.18: Flux de trésorerie par type de coût de la configuration hybride

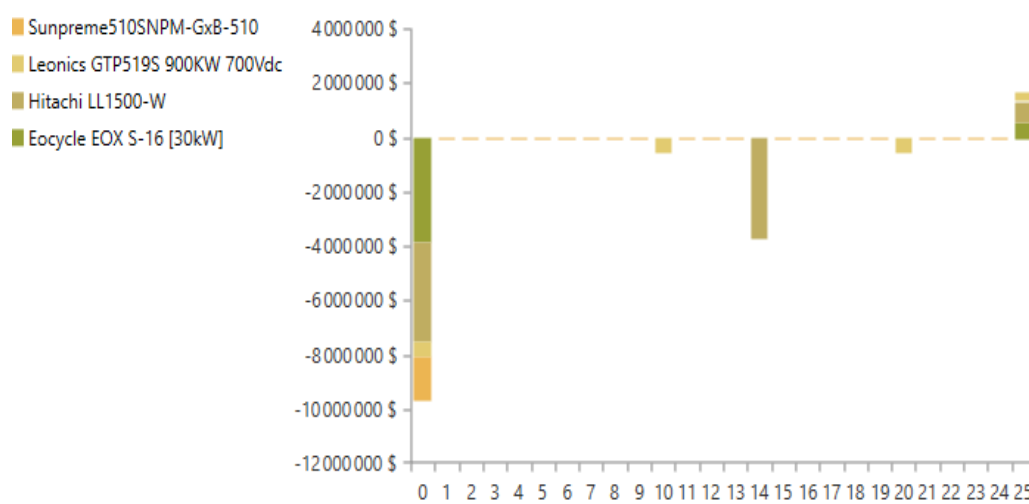


Figure 4.19: Flux de trésorerie par type de composant de la configuration hybride

Le coût initial du projet est le plus élevé. Par la suite, les variations annuelles de coût sont très faibles. Les dépenses les plus importantes après l'investissement initial sont les coûts de remplacement et de fonctionnement, qui interviennent environ tous les 10 ans pour les convertisseurs et tous les 14 ans pour les batteries, sur une durée de projet de 25 ans. Il est également important de noter qu'il y aura de très faibles coûts de maintenance annuels pour l'ensemble des composants.

4.7.2. Configuration éolienne

Le Tableau 4.23 présente une analyse détaillée des coûts pour la Configuration 3, basée sur un système éolien, que ça soit par composant et pour l'ensemble du système. L'investissement initial le plus conséquent concerne l'éolienne EOX S-16, avec un coût en capital de 6 723 000 \$. Il est important de noter qu'aucun coût de remplacement n'est associé à cette éolienne, car elle est conçue pour la durabilité sur toute la durée de vie du projet.

Les batteries Hitachi représentent également un poste de dépense majeur, avec un coût en capital de 4 691 632 \$ et des coûts de remplacement s'élevant à 3 995 620 \$.

Le coût total « Système » atteint 16 843 724 \$ pour la durée de vie du projet, supérieur à l'hybride. Notons que la récupération qui s'élève à environ 2,268 M\$ est ici plus importante en valeur principalement grâce à la longévité des éoliennes. Par ailleurs, les coûts cumulés d'opération et de maintenance (O&M) atteignent environ 1,826 M\$, ce qui indique un besoin d'entretien plus élevé que pour la configuration hybride. Pour une visualisation plus détaillée, vous pouvez consulter la Figure 4.20)

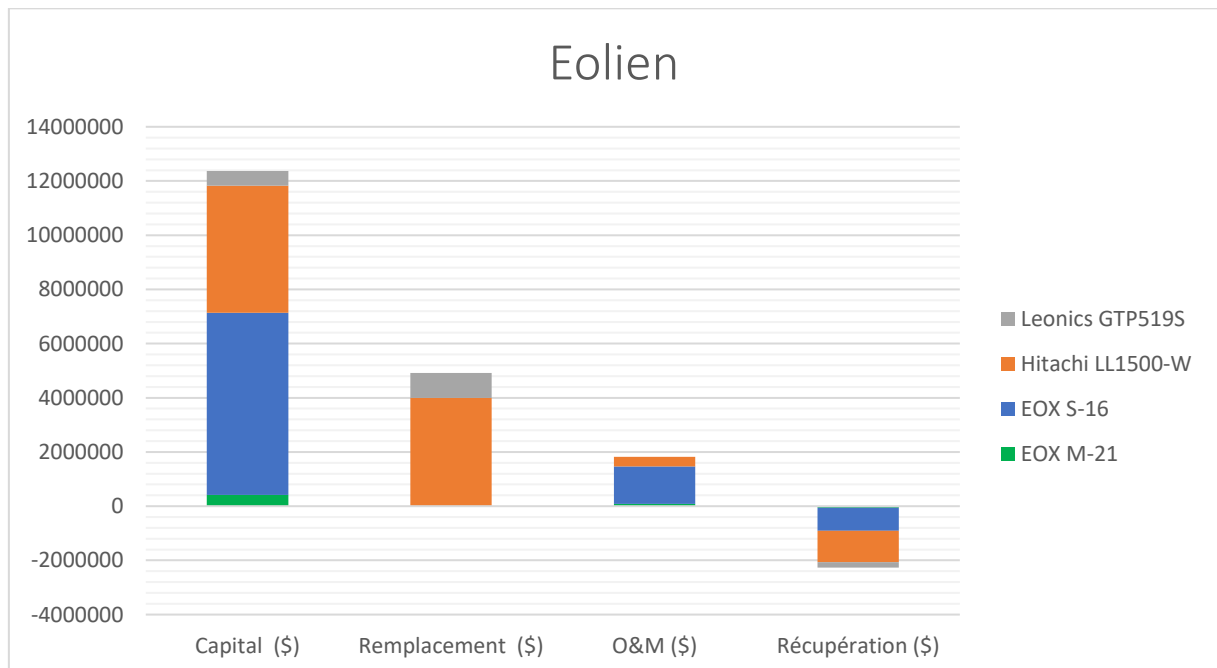


Figure 4.20: Récapitulatif des coûts du système éolien pendant 25 ans

La Figure 4.21 et la Figure 4.22 représente les graphiques des phases de coût du projet pour chaque année de la durée de 25 ans du projet. Nous notons qu'ils sont divisés aussi en quatre grandes étapes, le coût en capital la première année (12 369 632 \$), un léger coût de remplacement les dixième et vingtième année due au convertisseur (920 098,7 \$), un surcoût

de remplacement des batteries à la quatorzième année (3 995 620,4 \$) et un coût de récupération bien important à la dernière année de tous les composants majoritairement issus des batteries et des éoliennes EOX S-16 (2 268 204,6 \$).

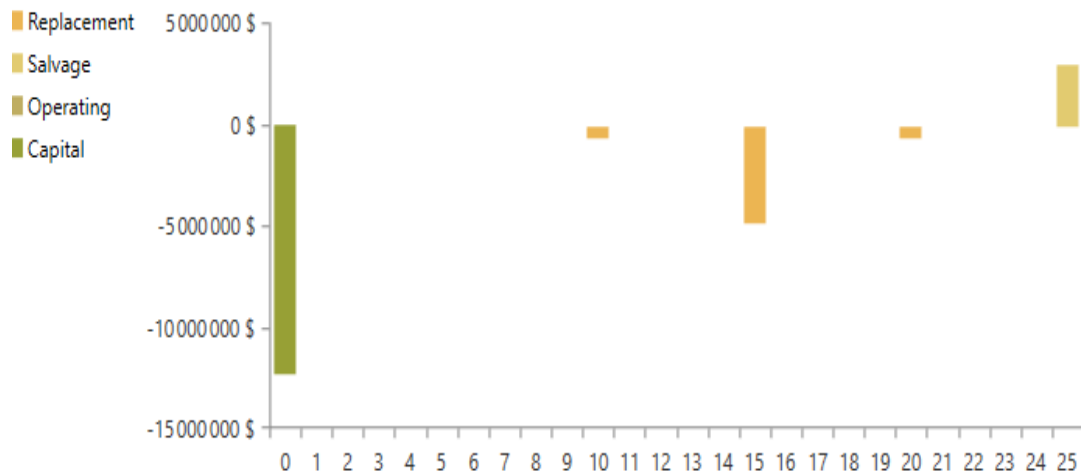


Figure 4.21: Flux de trésorerie par type de coût de la configuration éolienne

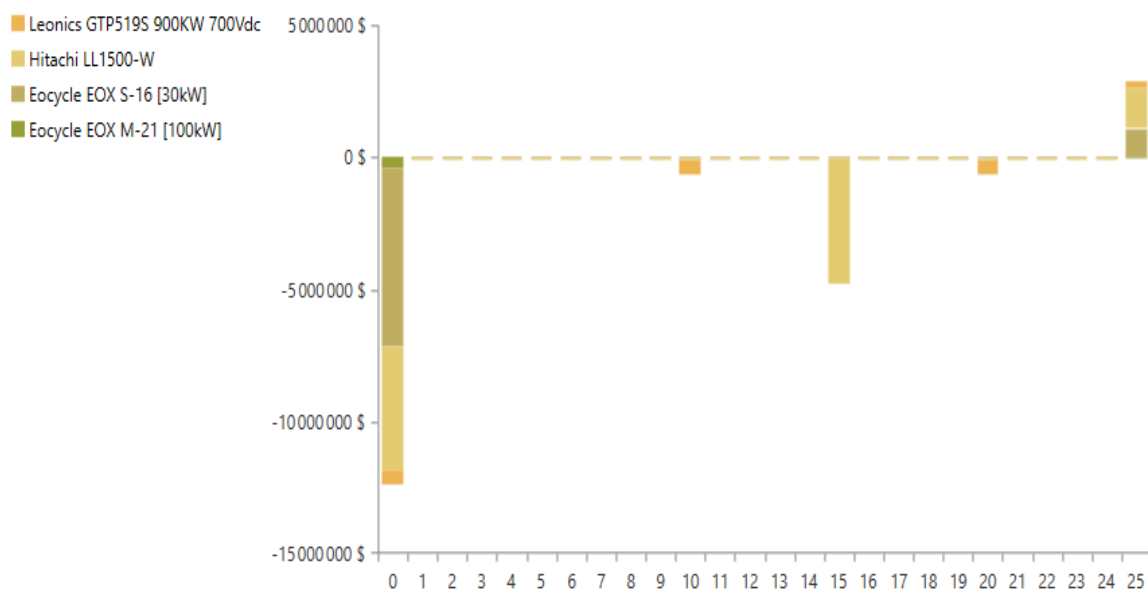


Figure 4.22: Flux de trésorerie par type de composant de la configuration éolienne

Le coût en capital initial du projet est, comme prévu, le plus élevé et survient durant la première année. Par suite, on remarque de très faibles variations de coût de maintenance de tous les composants chaque année. Trois autres variations incluent les coûts de remplacement et de fonctionnement tous les 10 ans (convertisseurs) et 14 ans (batteries) ; qui sont les plus grandes sorties obtenues après le capital investi la première année durant les 25 ans.

4.7.3. Configuration photovoltaïque

Tout comme dans les configurations 1 et 3, Le Tableau 4.23 et le Tableau 4.24 donnent les cash flows pour la configuration sans éolien uniquement reposant sur le système PV (Configuration 6). Le capital majeur est celui des batteries Hitachi (Capital 6 173 200 \$, Remplacements 5 329 573 \$), suivi des panneaux PV Sunpreme (Capital 6 447 431 \$). Le convertisseur Leonics reste à 540 000 \$ de capital. Le total « Système » atteint 20 330 226 \$, le plus élevé des trois options. (Voir la Figure 4.23)

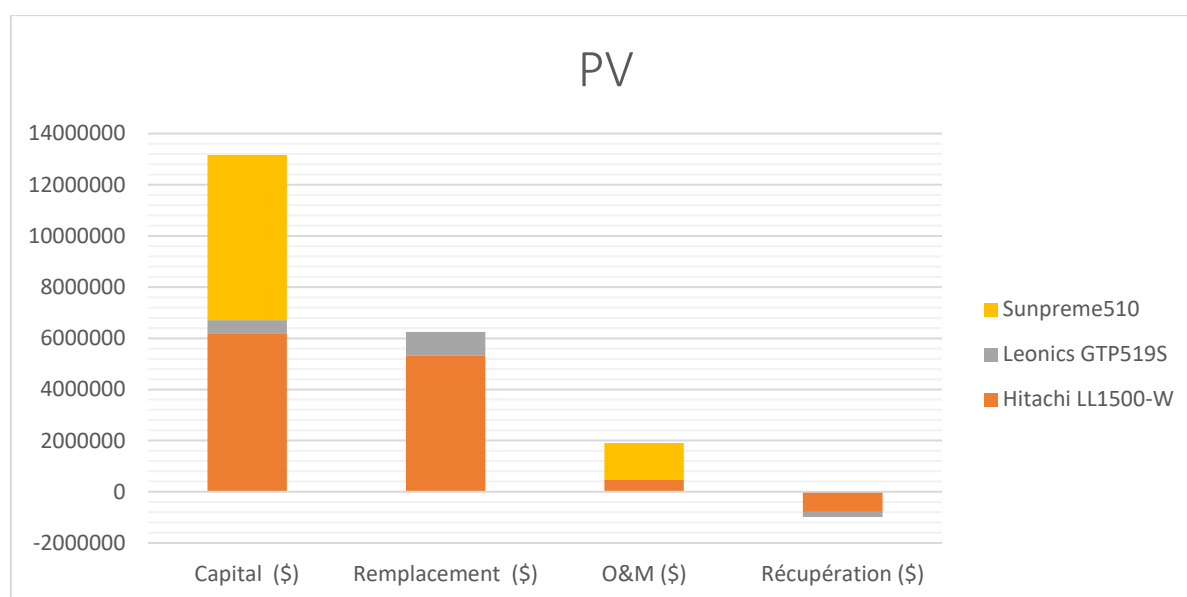


Figure 4.23: Récapitulatif des coûts du système PV pendant 25 ans

Le système PV seul affiche le coût total le plus élevé (20 330 226,4 \$). Les coûts de trésorerie prédominants sont la batterie (Hitachi) et le parc PV. Notons que la récupération est ici limitée (~0,989 M\$, issu des batteries et convertisseurs) et qu'il n'y a pas de remplacement de panneaux PV considérés. Les coûts d'O&M sont comparables à l'éolien (~1,909 M\$).

La Figure 4.24 et la Figure 4.25 représentent les graphiques des phases de coût du projet pour chaque année de la durée de 25 ans du projet. Nous notons qu'ils sont divisés aussi en quatre grandes étapes, le coût en capital la première année (13 160 631 \$), un léger coût de remplacement les dixième et vingtième année due au convertisseur (920 098,7 \$), un surcoût de remplacement des batteries à la quatorzième année (5 329 573,3 \$) bien plus importante que les configurations précédentes.

Étude technico-économique d'un système hybride de production d'électricité pour l'alimentation autonome du village lacustre Ganvié

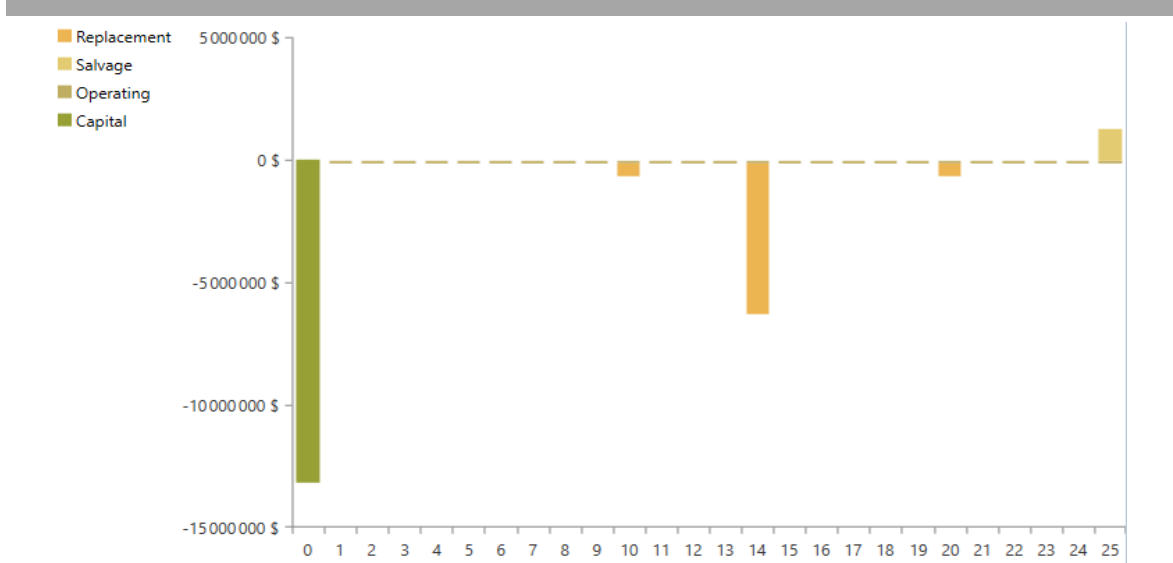


Figure 4.24: Flux de trésorerie par type de coût de la configuration PV

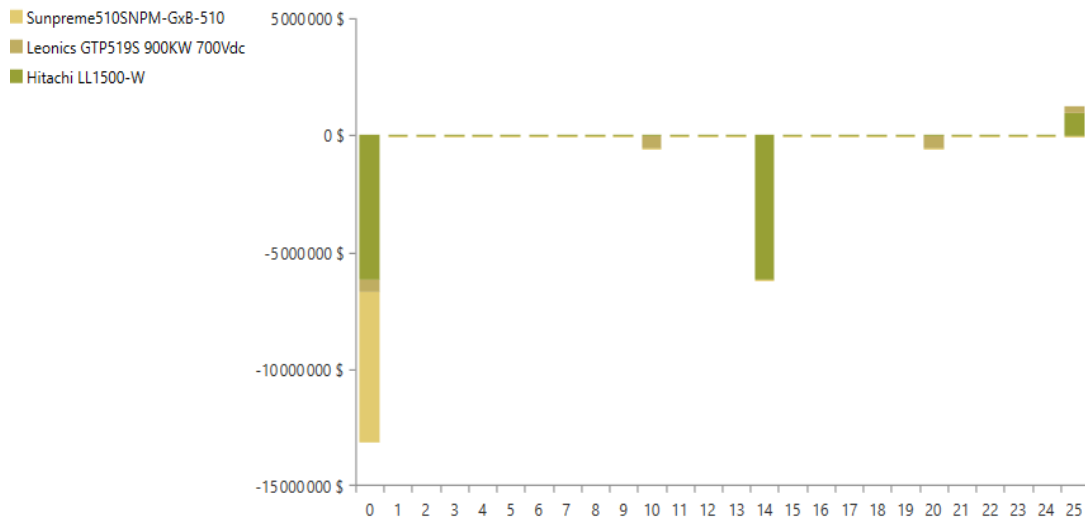


Figure 4.25: Flux de trésorerie par type de composant de la configuration PV

4.8. Analyse Comparative des Performances Énergétiques

D'après les résultats de la production et consommation obtenu et indiqués dans le Tableau 4.22, nous présentons les analyses de performances énergétiques liées au système.

4.8.1. Production Annuelle et Profils Mensuels

Le système PV seul (Configuration 6) génère la plus grande quantité d'énergie annuelle (5 263 726 kWh), suivi de près par le système éolien (Config 3 : 5 189 666 kWh). Le système hybride (Configuration 1) produit moins au total (4 156 895 kWh). Cependant, la quantité brute d'énergie n'est pas le seul indicateur de performance.

L'analyse des profils de production mensuels (Figure 4.26 ; Figure 4.27 ; Figure 4.28) est cruciale. La production PV (Figure 4.28) est relativement stable et atteint ses pics de production les mois de fort ensoleillement (Octobre à Mars) mais intrinsèquement limitée aux heures d'ensoleillement. La production éolienne (Figure 4.27) montre une variabilité saisonnière plus marquée, avec un pic notable en août (près de 1 MW) mais des creux potentiels surtout en période de saison sèche.

Le profil du système hybride (Figure 4.26) illustre la synergie : le PV domine pendant les mois de fort ensoleillement tandis que l'éolien contribue significativement toute l'année, compensant potentiellement les baisses de production solaire (nuits, jours nuageux, saisons moins ensoleillées) et vice-versa pour le vent. Cette complémentarité saisonnière et journalière conduit à un profil de production global plus régulier, même si la production totale est inférieure aux systèmes mono-source surdimensionnés.

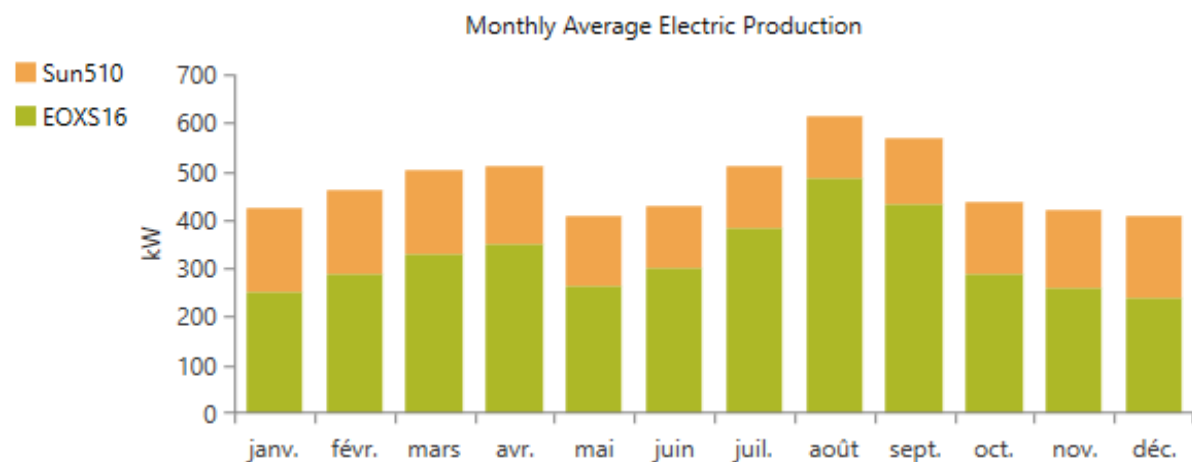


Figure 4.26: Production électrique moyenne mensuelle de la configuration 1

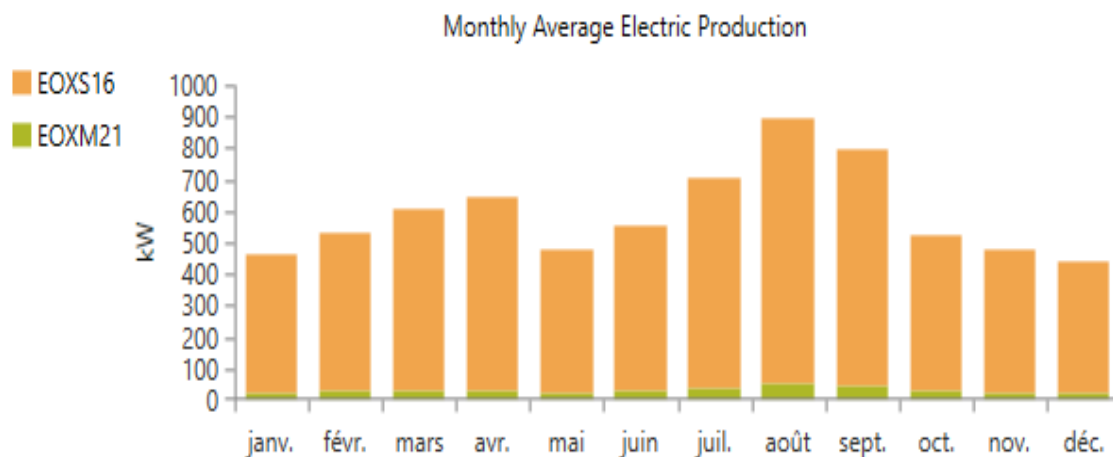


Figure 4.27: Production électrique moyenne mensuelle de la configuration 3

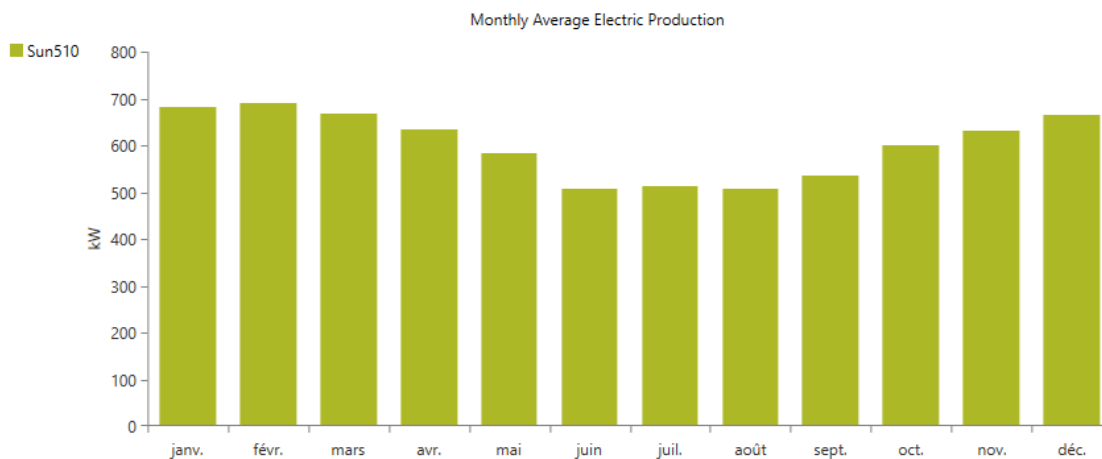


Figure 4.28: Production électrique moyenne mensuelle de la configuration 6

4.8.2. Gestion de l'Énergie (Excédents et Fiabilité)

4.8.2.1. Fiabilité (Charge non couverte)

Le critère le plus important pour l'utilisateur final est la continuité de l'approvisionnement. Le système hybride excelle ici avec le plus faible taux de charge non couverte (0,069 %), signifiant seulement 6 heures de déficit énergétique potentiel sur une année entière. C'est mieux que l'éolien (0,076 %, ~6.7 heures) et nettement mieux que le PV seul (0,0879 %, ~7.7 heures). Cette fiabilité accrue est une conséquence directe de la complémentarité des sources réduisant les périodes sans production.

4.8.2.2. Excédents d'électricité

L'hybride présente le taux d'excédent le plus bas (27,2 %). Les systèmes éolien (42,5 %) et PV (37,6 %) produisent beaucoup plus d'énergie qu'il n'en faut à certains moments.

Un taux d'excédent plus faible (comme pour l'hybride) peut indiquer une meilleure adéquation entre la production et la demande, limitant le besoin de stratégies de délestage de la production et optimisant potentiellement l'usage des composants. Bien qu'un excédent garantisse que le stockage est plein, un excédent excessif représente une énergie potentiellement "perdue" ou sous-valorisée dans un système autonome, et peut aussi indiquer un surdimensionnement relatif des générateurs par rapport au stockage ou à la charge.

4.8.2.3. Sollicitation du Stockage

Les besoins en stockage varient considérablement. Le système PV seul requiert le plus grand parc de batteries (2200 unités, 121 h d'autonomie) pour compenser l'absence de production nocturne.

L'éolien demande 1672 batteries (91,9 h). L'hybride n'en nécessite que 1320 (72,5 h).

La réduction significative de la capacité de stockage (-40% par rapport au PV seul) dans le système hybride est un avantage majeur. Elle s'explique par le fait que les sources se relaient : l'éolien peut produire la nuit ou par temps couvert, limitant la profondeur et la fréquence des décharges de la batterie par rapport à un système purement solaire. Le transit énergétique annuel dans les batteries le confirme (Tableau 4.22) : 2,66 GWh reçus par rapport à 2,19 GWh transmis pour le PV seul ; contre seulement 1,41 GWh reçus par rapport à 1,15 GWh transmis pour l'hybride. Une sollicitation moindre des batteries (moins d'énergie transitée, cycles de décharge moins profonds grâce à la production éolienne nocturne) peut se traduire par une durée de vie accrue ou une dégradation moins rapide. Bien que le logiciel HOMER Pro estime une durée de vie similaire pour les batteries dans cette configuration (environ 13 à 14 ans), il est plausible qu'en pratique, leur robustesse et leur longévité soient accrues dans le système hybride.

4.8.3. Analyse Économique des Configurations

L'évaluation économique sur la durée de vie du projet (25 ans, avec un taux d'actualisation de 2.6% et un taux d'inflation de 1.5%) est cruciale pour identifier la configuration techniquement viable et économiquement soutenable pour Ganvié afin d'attirer les investisseurs. Les Tableau 4.12 et Tableau 4.23 présentent cette étude réalisée.

4.8.3.1. Coûts Globaux du Cycle de Vie (NPC et LCOE comme indicateurs clés)

Le Coût Actualisé Net (NPC), qui représente la somme de tous les coûts engagés (investissement initial, remplacements, opération et maintenance) moins les valeurs de récupération, actualisée sur la durée de vie du projet, positionne clairement la Configuration 1 (Hybride) comme la plus avantageuse. Son NPC s'élève à 13,99 M\$, ce qui est nettement inférieur à celui de la Configuration 3 (Éolien) à 16,84 M\$ et de la Configuration 6 (PV seul) à 20,33 M\$ (voir le Tableau 4.13). La différence de NPC est substantielle : le système hybride permettrait une économie de 2,85 M\$ par rapport à l'option éolienne et de 6,34 M\$ par rapport à l'option PV seul sur 25 ans. Il est important de noter que cette performance économique globale ne découle pas d'une minimisation extrême du coût d'un composant unique, mais d'une optimisation de l'architecture système qui réduit les coûts futurs, notamment le remplacement et l'O&M. Bien que l'hybride combine plusieurs technologies, son capital initial (9,7 M\$) est d'ailleurs le plus bas des trois options étudiées. (Voir le Tableau 4.23).

Le Coût Actualisé de l'Énergie (LCOE), qui rapporte le coût total actualisé à l'énergie totale produite et consommée, confirme cette tendance. Pour le système hybride, il est de 0,24 \$/KWh (voir le Tableau 4.12). Ce coût est le plus bas (contre 0,29 \$/KWh pour l'éolien et 0,35 \$/kWh pour le PV), le rendant très compétitif pour une électrification hors-réseau et potentiellement plus abordable pour les usagers finaux comparé aux alternatives souvent coûteuses comme les générateurs diesel.

4.8.3.2. Structure Détaillée des Coûts et Implications sur la Viabilité à Long Terme

L'analyse de la structure des coûts (Tableau 4.23) et des flux de trésorerie associés (Figure 4.29, Figure 4.30, Figure 4.31) permet de comprendre d'où proviennent les économies du système hybride. La sélection de composants de qualité et un entretien préventif sont cruciaux pour minimiser les coûts à long terme. En termes de coût annualisé, le HYBRID confirme sa supériorité avec 642 207 \$/an, contre 772 759 \$/an pour l'EOLIEN et 932 713 \$/an pour le PV. À l'inverse, le PV souffre de coûts annualisés prohibitifs, en grande partie liés aux panneaux solaire (361 400 \$/an) qui ne génèrent aucune récupération ainsi que pour les remplacements récurrents des batterie (244511 \$/an).

Le système hybride combine un NPC bas et des dépenses annuelles maîtrisées (Tableau 4.24), grâce à une récupération efficace. Malgré une récupération notable, l'EOLIEN souffre de coûts initiaux (12369632 \$) pour le capital, et de remplacement trop élevé tel que ceux du pack de batteries (183 312 \$/an) alourdissant le budget annuel pour être compétitif.

4.8.3.3. Maîtrise des coûts de remplacement

Le coût total de remplacement prévu sur 25 ans est significativement plus faible pour le système hybride (4,11 M\$), contre 4,92 M\$ pour l'éolien et 6,25 M\$ pour le PV seul. Cette réduction est une conséquence directe de la taille optimisée du parc de batteries (1320 unités pour l'hybride vs 2200 pour le PV seul) permise par la complémentarité des sources. Des coûts de remplacement inférieurs réduisent le risque financier à moyen terme et allègent la charge des réinvestissements majeurs, qui interviennent typiquement après 10 à 15 ans pour les batteries et les convertisseurs.

Étude technico-économique d'un système hybride de production d'électricité pour l'alimentation autonome du village lacustre Ganvié

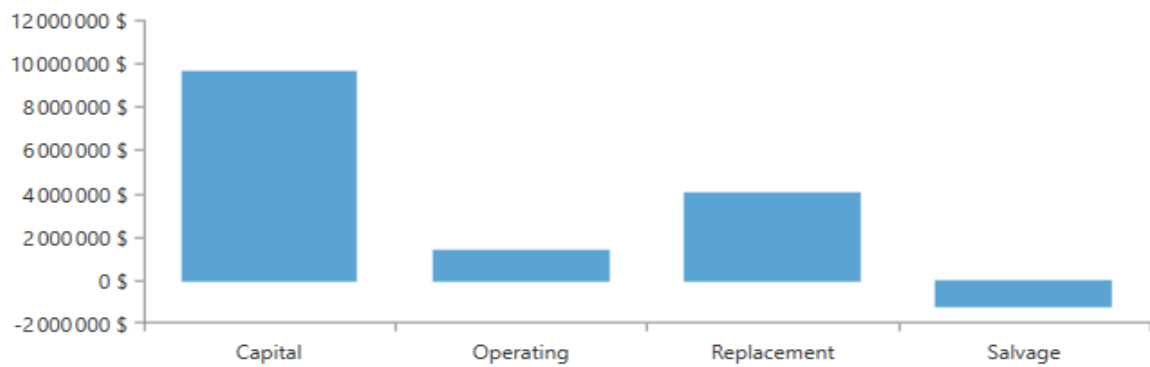


Figure 4.29: Graphique de flux de trésorerie des sortie configuration 1

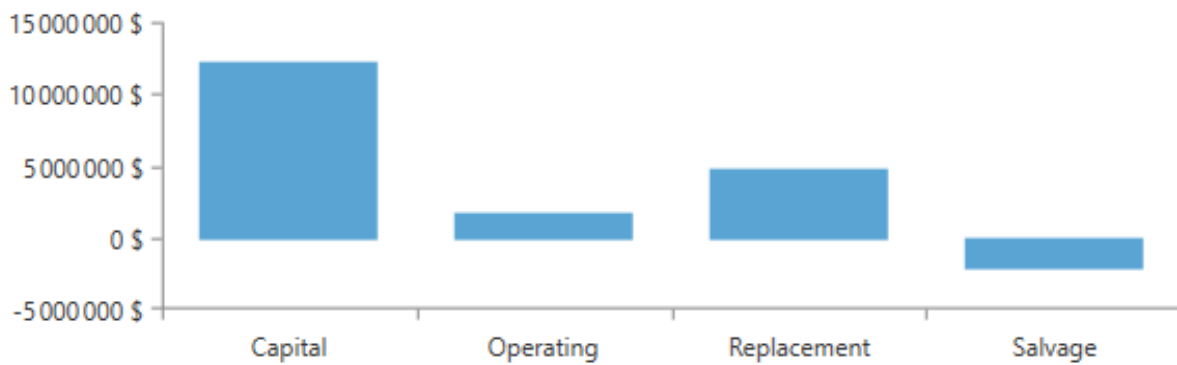


Figure 4.30: Graphique de flux de trésorerie des sortie configuration 3

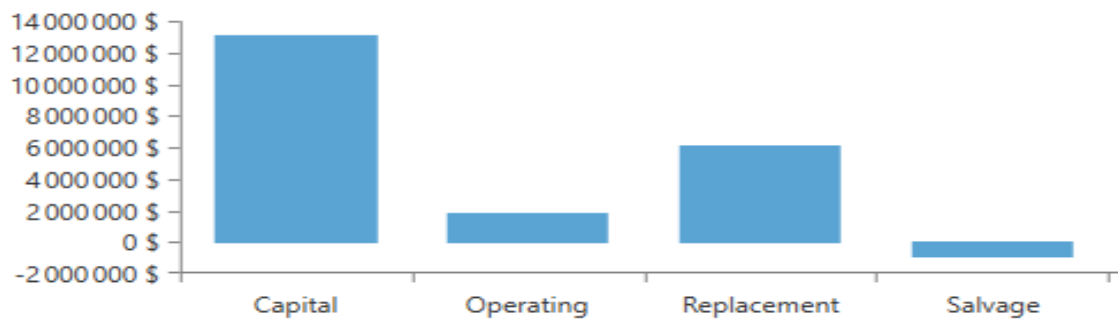


Figure 4.31: Graphique de flux de trésorerie des sortie configuration 6

4.8.3.4. Optimisation des coûts d'Opération et Maintenance (O&M)

Le système hybride affiche également les coûts d'O&M cumulés les plus bas (1,44 M\$) sur la durée du projet, comparés à 1,83 M\$ pour l'éolien et 1,91 M\$ pour le PV seul. Des coûts d'exploitation plus faibles et prévisibles sont essentiels pour la soutenabilité opérationnelle du système. Cette performance peut s'expliquer par une moindre sollicitation des composants (en particulier les batteries, comme vu dans l'analyse énergétique) et une architecture globalement plus équilibrée nécessitant potentiellement moins d'interventions.

4.8.3.5. Le rôle central du stockage

Il est évident que le stockage par batteries (Hitachi LL1500-W) est un facteur déterminant des coûts dans toutes les configurations. En examinant le coût total associé aux batteries sur 25 ans (Capital + Remplacement + O&M - Récupération, d'après le Tableau 4.23), on constate qu'il représente 6,59 M\$ pour l'hybride, 7,90 M\$ pour l'éolien, et culmine à 11,20 M\$ pour le PV seul. Les graphiques de flux de trésorerie par composant (Figure 4.32, Figure 4.33, Figure 4.34) illustrent visuellement cette prépondérance, surtout pour le système PV (Figure 4.34) où le coût des batteries domine largement.

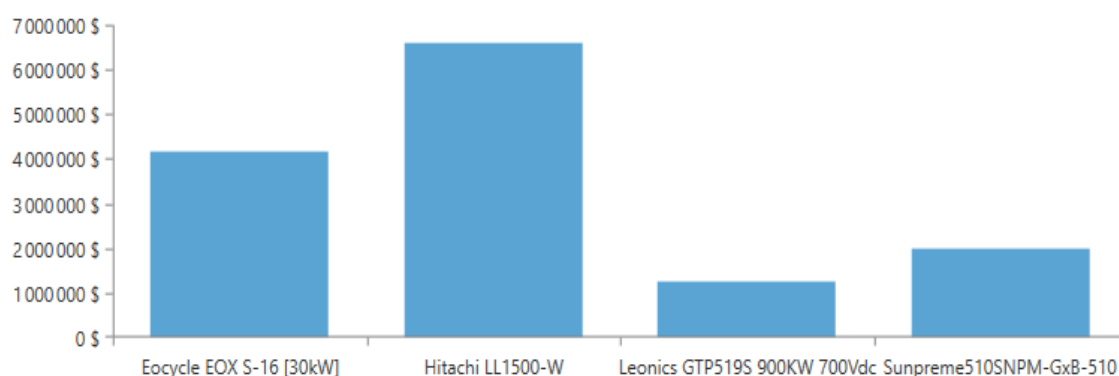


Figure 4.32: graphique de flux de trésorerie par composant configuration 1

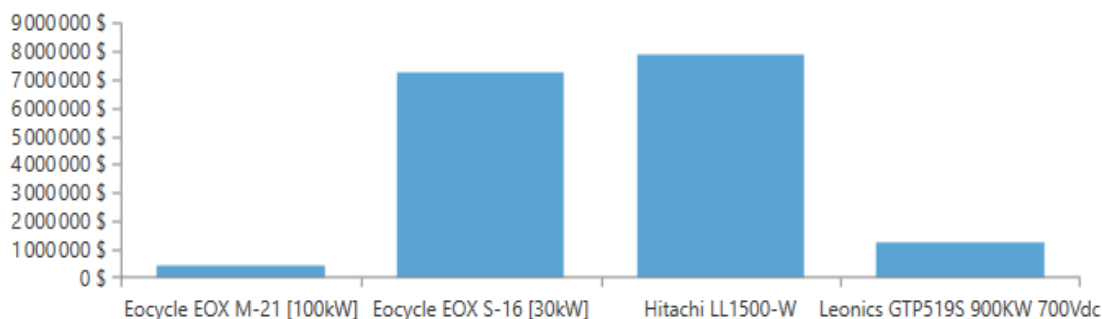


Figure 4.33: Graphique de flux de trésorerie par composant configuration 3

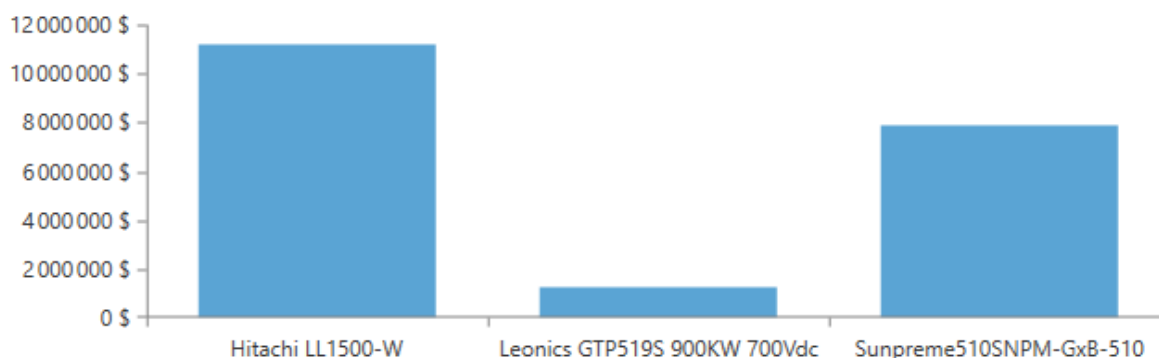


Figure 4.34: Graphique de flux de trésorerie par composant configuration 6

En synthèse, l'analyse économique approfondie démontre que la configuration hybride ne se contente pas d'être techniquement fiable, elle est aussi la plus robuste et la plus prudente d'un point de vue financier sur le long terme, grâce à une maîtrise significative des coûts de remplacement et d'opération découlant d'une conception système optimisée autour de la complémentarité des ressources renouvelables.

4.9. Conclusion Partielle :

L'analyse approfondie des performances techniques et des indicateurs économiques converge clairement vers la Configuration 1 (Hybride PV/Éolien) comme étant la solution optimale et la plus robuste pour l'électrification de Ganvié.

- Techniquement : Elle offre la meilleure fiabilité (taux de charge non couverte le plus bas) grâce à la synergie des sources PV et éolienne, tout en nécessitant une capacité de stockage significativement réduite par rapport au PV seul, ce qui diminue la sollicitation des batteries. Sa production excédentaire modérée suggère une bonne adéquation production/consommation.
- Économiquement : Elle présente le coût total actualisé (NPC) et le coût par kWh (LCOE) les plus bas sur la durée de vie du projet. Ceci est principalement dû à des coûts de remplacement et d'O&M inférieurs, largement attribuables à la taille optimisée du parc de batteries permise par l'hybridation.

En conclusion, bien que d'autres configurations puissent maximiser la production brute (PV seul) ou avoir des coûts initiaux de certains composants inférieurs, le système hybride représente le meilleur compromis global. Il équilibre efficacement la fiabilité technique, l'optimisation de l'utilisation des ressources renouvelables locales (solaires et éoliennes), et la viabilité économique à long terme, ce qui en fait le choix le plus pertinent et durable pour répondre aux besoins énergétiques spécifiques du village lacustre de Ganvié.

Conclusion Générale

Les résultats de cette étude confirment pleinement les attentes liées à notre thème : le système hybride solaire-éolien émerge comme la solution optimale pour l'électrification durable de Ganvié, validant ainsi la pertinence des énergies renouvelables hybrides dans les zones isolées. Avec une production annuelle de 4156895 kWh, un taux de production excédentaire modéré (27,2 %) et une fiabilité accrue (0,069 % de charge non couverte), cette configuration illustre l'avantage stratégique de combiner des sources complémentaires pour stabiliser l'approvisionnement énergétique. Sur le plan économique, son NPC de 13998090 \$ et son LCOE compétitif (0,24\$/kWh) démontrent qu'un système hybride peut concilier performance technique et rentabilité.

Cette réussite ouvre des perspectives prometteuses pour les énergies renouvelables hybrides au-delà de Ganvié. Le modèle développé pourrait être adapté à d'autres villages lacustres ou zones rurales d'Afrique de l'Ouest, où l'ensoleillement et le vent sont abondants mais sous-exploités. Par ailleurs, l'intégration future de technologies complémentaires (stockage avancé, hydrogène vert, ou micro-hydraulique) renforcerait l'autonomie énergétique.

Bien que robuste, cette recherche comporte certaines limites :

- Données météorologiques : Les vitesses de vent et l'ensoleillement proviennent majoritairement de bases de données satellitaires de la NASA.
- Hypothèses de charge : Les besoins énergétiques sont estimés à partir d'enquêtes et d'une base ancienne, sans suivi continu des habitudes de consommation.
- Modélisation économique : Les coûts de maintenance et les aléas climatiques sont supposés constants, ce qui pourrait sous-estimer les risques opérationnels.

Ces contraintes ouvrent la voie à des études complémentaires, notamment une campagne de mesure locale des ressources ; une analyse dynamique des profils de charge ainsi qu'une extension du modèle aux infrastructures critiques de Ganvié (écoles, centres de santé, marchés) pour renforcer l'impact socio-économique.

En synthèse, ce mémoire ne se limite pas à une modélisation académique : il offre un plan opérationnel pour transformer Ganvié en modèle d'électrification durable en Afrique de l'Ouest. En associant innovation technologique, partenariats inclusifs et ancrage local, ce projet incarne une réponse aux défis énergétiques et climatiques du XXI^e siècle, tout en valorisant les ressources naturelles locales.

Références bibliographiques

- [1] « World Bank Open Data », World Bank Open Data. Consulté le: 12 juillet 2024. [En ligne]. Disponible sur: <https://data.worldbank.org>
- [2] S. Africa, « Benin Republic: Why is Ganvié, a floating city, replacing fishing with tourism? », Susa Africa. Consulté le: 21 avril 2025. [En ligne]. Disponible sur: <https://susafrica.com/2023/05/12/benin-republic-why-is-ganvie-a-floating-city-replacing-fishing-with-tourism/>
- [3] « L'accès à l'énergie est au cœur du développement », World Bank. Consulté le: 12 juillet 2024. [En ligne]. Disponible sur: <https://www.banquemondiale.org/fr/news/feature/2018/04/18/access-energy-sustainable-development-goal-7>
- [4] J. Peters et M. Sievert, « Électrification rurale en réseau et hors réseau : réexamen des impacts et des considérations de coût: Commentaires sur « L'impact de l'électrification rurale : enjeux et perspectives » », *Rev. Déconomie Dév.*, vol. Vol. 23, n° 3, p. 85-104, sept. 2016, doi: 10.3917/edd.293.0085.
- [5] D. générale du Trésor, « A la une d'Objectif Afrique : L'accès à l'énergie en Afrique subsaharienne », Direction générale du Trésor. Consulté le: 12 juillet 2024. [En ligne]. Disponible sur: <https://www.tresor.economie.gouv.fr/Articles/2023/07/06/a-la-une-d-objectif-afrique-l-acces-a-l-energie-en-afrique-subsaaharienne>
- [6] S. Srivastava, « Generation of Hybrid Energy System (Solar-Wind) Supported with Battery Energy Storage », *Int. J. Res. Appl. Sci. Eng. Technol.*, vol. 10, p. 1439-1446, sept. 2022, doi: 10.22214/ijraset.2022.46864.
- [7] I. Vechiu, « MODELISATION ET ANALYSE DE L'INTEGRATION DES ENERGIES RENOUVELABLES DANS UN RESEAU AUTONOME », phdthesis, Université du Havre, 2005. Consulté le: 23 novembre 2023. [En ligne]. Disponible sur: <https://theses.hal.science/tel-00179164>
- [8] « Out of the darkness and into the light? Development effects of rural electrification », The Institute for Climate and Sustainable Growth. Consulté le: 21 avril 2025. [En ligne]. Disponible sur: <https://climate.uchicago.edu/insights/out-of-the-darkness-and-into-the-light-development-effects-of-rural-electrification/>
- [9] J. Amakali, Sunde ,Tafirenyika, et G. and Kaisara, « Assessing the socio-economic impact of the rural electrification programme on rural communities in Namibia: A case study in Tsumkwe area », *Dev. South. Afr.*, vol. 42, n° 1, p. 119-135, janv. 2025, doi: 10.1080/0376835X.2024.2434924.
- [10] R. A. J. Mori, « Development Effects of Rural Electrification », *IDB Publ.*, janv. 2017, doi: 10.18235/0000629.
- [11] « Chapter 1 • access to electricity - World Bank Documents and Reports ». [En ligne]. Disponible sur: <https://documents1.worldbank.org/curated/en/099122223123530408/pdf/P1744811ffd0c0f1b0f71ebda9ad18828.pdf>
- [12] « TRACKING SDG 7: The Energy Progress Report 2022-ch1-access_to_electricity.pdf ». Consulté le: 21 avril 2025. [En ligne]. Disponible sur: https://trackingsdg7.esmap.org/data/files/download-documents/sdg7-report2022-ch1-access_to_electricity.pdf
- [13] « Tracking SDG 7: The Energy Progress Report 2023-ch1-access_to_electricity.pdf ». Consulté le: 21 avril 2025. [En ligne]. Disponible sur: https://trackingsdg7.esmap.org/data/files/download-documents/sdg7-report2023-ch1._access_to_electricity.pdf

-
- [14] « Progress on Basic Energy Access Reverses for First Time in a Decade ». Consulté le: 21 avril 2025. [En ligne]. Disponible sur: <https://www.irena.org/News/pressreleases/2024/Jun/Progress-on-basic-energy-access-reverses-for-first-time-in-a-decade>
- [15] « Rural Electrification: Challenges and Solutions | AusEco Electrical & Data ». Consulté le: 3 avril 2025. [En ligne]. Disponible sur: <https://ausecoelectrical.com.au/articles/rural-electrification-challenges-and-solutions/>
- [16] IED, ABERME, et SBEE, « Programme d'électrification rurale par raccordement au réseau SBEE ». mai 2010.
- [17] « The Top 5 Rural Electrification Challenges - Qmerit », <https://qmerit.com/>. Consulté le: 3 avril 2025. [En ligne]. Disponible sur: <https://qmerit.com/blog/the-top-5-rural-electrification-challenges/>
- [18] F. O. Omole, O. K. Olajiga, et T. M. Olatunde, « CHALLENGES AND SUCCESSES IN RURAL ELECTRIFICATION: A REVIEW OF GLOBAL POLICIES AND CASE STUDIES », *Eng. Sci. Technol. J.*, vol. 5, n° 3, Art. n° 3, mars 2024, doi: 10.51594/estj.v5i3.956.
- [19] E. N. Mbinkar, D. A. Asoh, R. Tchuidjan, et A. Baldeh, « Design of a Photovoltaic Mini-Grid System for Rural Electrification in Sub-Saharan Africa », *Energy Power Eng.*, vol. 13, n° 3, Art. n° 3, mars 2021, doi: 10.4236/epe.2021.133007.
- [20] D. N. Karamov, P. V. Ilyushin, et K. V. Suslov, « Electrification of Rural Remote Areas Using Renewable Energy Sources: Literature Review », *Energies*, vol. 15, n° 16, Art. n° 16, janv. 2022, doi: 10.3390/en15165881.
- [21] P. Anne, « Wind Energy for Rural Development: Empowering Communities », *J. Fundam. Renew. Energy Appl.*, vol. 14, n° 1, p. 1-2, mars 2024, doi: 10.35248/2090-4541.24.14.332.
- [22] I. H. Masenge et F. Mwasilu, « Modeling and Control of Solar PV with Battery Energy Storage for Rural Electrification », *Tanzan. J. Eng. Technol.*, vol. 39, n° 1, Art. n° 1, juin 2020, doi: 10.52339/tjet.v39i1.518.
- [23] shubhra, « Solar Energy Empowering Remote Villages », Solar Products Information. Consulté le: 3 avril 2025. [En ligne]. Disponible sur: <https://blog.solarclue.com/blog/how-solar-energy-is-powering-remote-villages-without-electricity-grids/>
- [24] « (PDF) Design of an Off-Grid Solar PV System for a Rural Shelter ». Consulté le: 3 avril 2025. [En ligne]. Disponible sur: https://www.researchgate.net/publication/322738988_Design_of_an_Off-Grid_Solar_PV_System_for_a_Rural_Shelter
- [25] F. Canziani, R. Vargas, et J. A. Gastelo-Roque, « Hybrid Photovoltaic-Wind Microgrid With Battery Storage for Rural Electrification: A Case Study in Perú », *Front. Energy Res.*, vol. 8, févr. 2021, doi: 10.3389/fenrg.2020.528571.
- [26] R. Murali *et al.*, « Socio-technical assessment of solar photovoltaic systems implemented for rural electrification in selected villages of Sundarbans region of India », *AIMS Energy*, vol. 3, n° 4, Art. n° 201504612, 2015, doi: 10.3934/energy.2015.4.612.
- [27] shubhra, « Solar Energy Empowering Remote Villages », Solar Products Information. Consulté le: 3 avril 2025. [En ligne]. Disponible sur: <https://blog.solarclue.com/blog/how-solar-energy-is-powering-remote-villages-without-electricity-grids/>
-

- [28] M. Ali, « The Implementation of PV-Battery Storage-Wind Turbine-Load- on Grid System », *Brill. Res. Artif. Intell.*, vol. 3, n° 1, Art. n° 1, janv. 2023, doi: 10.47709/brilliance.v3i1.2157.
- [29] J. Backup, « Energy Storage Systems for Wind Turbines », Ampowr. Consulté le: 3 avril 2025. [En ligne]. Disponible sur: <https://ampowr.com/energy-storage-systems-wind-turbines/>
- [30] P. Anne, « Wind Energy for Rural Development: Empowering Communities », *J. Fundam. Renew. Energy Appl.*, vol. 14, n° 1, p. 1-2, mars 2024, doi: 10.35248/2090-4541.24.14.332.
- [31] R. K. Akikur, R. Saidur, H. W. Ping, et K. R. Ullah, « Comparative study of stand-alone and hybrid solar energy systems suitable for off-grid rural electrification: A review », *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 27, n° C, p. 738-752, 2013.
- [32] A. Rahimi Ariaei, M. Haghgoo Fakhr, R. Ahmadi, et M. Jahangiri, « Comparative Analysis of Hybrid and Single-Source Power Systems for Sustainable Electricity Generation for Remote Areas: A Case Study in Zahedan », *Int. J. Photoenergy*, vol. 2024, oct. 2024, doi: 10.1155/2024/1929512.
- [33] « Ganvié : accompagner la remise à flot de la Venise africaine | AFD - Agence Française de Développement ». Consulté le: 24 décembre 2023. [En ligne]. Disponible sur: <https://www.afd.fr/fr/actualites/ganvie-accompagner-la-remise-flot-de-la-venise-africaine>
- [34] « Le Bénin promeut le tourisme durable à Ganvié alors que le village flottant historique d'Afrique de l'Ouest acquiert une reconnaissance mondiale pour son patrimoine unique - Travel And Tour World ». Consulté le: 21 avril 2025. [En ligne]. Disponible sur: <https://www.travelandtourworld.fr/nouvelles/article/Le-B%C3%A9nin-promeut-le-tourisme-durable-%C3%A0-Ganvie%2C-le-village-flottant-historique-d%27Afrique-de-l%27Ouest-%C3%A9tant-reconnu-mondialement-pour-son-patrimoine-unique/>
- [35] L. Rédaction, « Tourisme au Bénin : Investir dans les atouts pour dégager un actif économique », *LE MATINAL*. Consulté le: 19 juin 2025. [En ligne]. Disponible sur: <https://lematinal.bj/tourisme-au-benin-investir-dans-les-atouts-pour-degager-un-actif-economique/>
- [36] « Eiffage Énergie Systèmes orchestrate the electrification of lakeside city Ganvié in Benin for ANPT », Clemessy. Consulté le: 21 avril 2025. [En ligne]. Disponible sur: <https://www.clemessy.com/en/news/eiffage-energie-systemes-orchestrates-the-electrification-of-lakeside-city-ganvie-in-benin-for-anpt>
- [37] I. SALANON, « MODELISATION ET SIMULATION D'UN SYSTEME HYBRIDE D'ENERGIE PV/DIESEL AVEC BATTERIES POUR L'ELECTRIFICATION DE GANVIE. » UNIVERSITE D'ABOMEY – CALAVI, 2018.
- [38] « ANPT - République du Bénin », ANPT - République du Bénin. Consulté le: 13 juillet 2024. [En ligne]. Disponible sur: <https://anpt.bj/projet/2/projet-ganvie/>
- [39] INSTITUT NATIONAL DE LA STATISTIQUE ET DE L'ANALYSE ECONOMIQUE, « EFFECTIFS DE LA POPULATION DES VILLAGES ET QUARTIERS DE VILLE DU BENIN (RGPH-4, 2013) ». INSAE, 2013.
- [40] « NASA POWER | Data Access Viewer (DAV) ». Consulté le: 19 juin 2025. [En ligne]. Disponible sur: <https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/>
- [41] K. J. Djromadji, « Étude d'un système hybride pour l'alimentation d'un site isolé et optimisation de la charge : cas du camp Esker », masters, Université du Québec à Rimouski, Rimouski, 2022. Consulté le: 27 novembre 2023. [En ligne]. Disponible sur: <https://semaphore.uqar.ca/id/eprint/2045/>

-
- [42] R. A. Al Hasibi et A. Haris, « An analysis of the implementation of a hybrid renewable-energy system in a building by considering the reduction in electricity price subsidies and the reliability of the grid », *Clean Energy*, vol. 7, n° 5, p. 1125-1135, oct. 2023, doi: 10.1093/ce/zkad053.
- [43] S. Diaf, M. Haddadi, et M. Belhamel, « Analyse technico économique d'un système hybride (photovoltaïque/éolien) autonome pour le site d'Adrar », *Revue Energ. Renouvelables*, vol. 9, n° 3, p. 127-134, sept. 2006.
- [44] S. Djohra, « Etude Technico-Economique D'Un Systeme Hybride (Eolien – Photovoltaïque-Diesel) De Production D'Electricite Sans Interruption », Consulté le: 21 avril 2025. [En ligne]. Disponible sur: https://www.academia.edu/65659248/Etude_Technico_Economique_DUn_Systeme_Hybride_Eolien_Photovolta%C3%AFque_Diesel_De_Production_DElectricite_Sans_Interruption
- [45] A. Kaabeche, M. Belhamel, et R. Ibtouen, « Techno-economic valuation and optimization of integrated photovoltaic/wind energy conversion system », *Sol. Energy*, vol. 85, n° 10, p. 2407-2420, oct. 2011, doi: 10.1016/j.solener.2011.06.032.
- [46] M. A. Cisse, « Etude technico-économique pour la réalisation d'une installation hybride solaire PV/RESEAU/GE : cas du siège de l'entreprise ZED-SA », *BURKINA FASO*.
- [47] D. Koussa et M. Belhamel, « ETUDE TECHNICO- ECONOMIQUE D'UN SYSTEME HYBRIDE (EOLIEN – PHOTOVOLTAÏQUE-DIESEL) DE PRODUCTION D'ELECTRICITE SANS INTERRUPTION ».
- [48] « Logiciel homer pour la conception des projets exemple », SlideShare. Consulté le: 21 avril 2025. [En ligne]. Disponible sur: <https://fr.slideshare.net/slideshow/logiciel-homer-pour-la-conception-des-projets-exemple/250613203>

Table des matières

Dédicaces.....	i
REMERCIEMENTS	ii
Hommages aux membres de jury	iii
Liste des abréviations, acronymes et sigles	iv
Liste des tableaux	v
Liste des figures.....	vi
Liste des symboles et unités de mesures	viii
Résumé	ix
Abstract.....	x
Sommaire.....	xi
Introduction Générale	1
Contexte et Problématique.....	1
Objectifs et Portée de l'Étude	1
Aperçu des Solutions et Méthodologie.....	2
Chapitre 1 Revue bibliographique sur les systèmes hybrides	3
Introduction Partielle	4
1.1. Le Rôle Fondamental de l'Accès à l'Électricité pour le Développement Rural.....	4
1.2. Les Obstacles Multifacettes à l'Électrification Rurale et la Promesse des Solutions Renouvelables.....	5
1.3. Systèmes d'Énergie Renouvelable pour les Applications Hors Réseau : Un Aperçu Concis	7
1.4. Conclusion partielle.....	9
Chapitre 2 Méthodologie de conception et d'évaluation des besoins énergétiques de Ganvié	10
Introduction Partielle	11
2.1. Présentation et Contexte Énergétique actuel de Ganvié	11
2.2. Méthodologie adoptée	14
2.3. Définition du système d'alimentation	15
2.4. Définition de la charge du site et des ressources en vent et solaire.....	15
2.5. Définition des paramètres et contraintes économiques	21
2.6. Exécution de la simulation	26
2.7. Réalisation de l'optimisation et de l'analyse technico-économique	26

**Étude technico-économique d'un système hybride de production d'électricité pour
l'alimentation autonome du village lacustre Ganvié**

Conclusion partielle.....	26
Chapitre 3 Modélisation du système	27
Introduction partielle	28
3.1. Modélisation des composants du système	28
3.2. Modélisation Économique et Formules Associées	33
3.3. Intégration des Formules Techniques et Économiques	35
3.4. Intégration et Coordination des Composants	35
Conclusion partielle.....	35
Chapitre 4 Résultats et analyses	36
Introduction partielle	37
4.1. Données d'entrée et paramètres de la simulation.....	37
4.2. Définition des paramètres et contraintes économiques	39
4.3. Exécution de la simulation	45
4.4. Réalisation de l'optimisation et de l'analyse technico-économique	47
4.5. Présentation des configurations optimales issues de la simulation	47
4.6. Présentation des résultats technico-économique	50
4.7. Analyse du Cash-Flow.....	64
4.8. Analyse Comparative des Performances Énergétiques.....	69
4.9. Conclusion Partielle :	76
Conclusion Générale.....	77
Références bibliographiques.....	78
Table des matières	82

Annexes

Annexe 1 : Fiche d'enquête énergétique réalisé à Ganvié

Fiche de Collecte de Données Révisée : Enquête Énergétique à Ganvié

I. Informations sur le Ménage

- ID du Ménage :
- Localisation (Zone/Quartier) :
- Nombre de Membres du Ménage :
- Principale Source de Revenu :

II. Consommation Énergétique Actuelle

- Avez-vous accès à l'électricité (Oui/Non) ? []
 - Si Oui, source (Groupe électrogène, Système solaire domestique, Autre) :
 - Si Non, raisons (Coût, Disponibilité, etc.) :
- Liste des appareils électriques utilisés et nombre moyen d'heures d'utilisation par jour :
 - Appareil 1 : [], Heures/Jour : []
 - Appareil 2 : [], Heures/Jour : []
 - Appareil 3 : [], Heures/Jour : []
 - Appareil 4 : [], Heures/Jour : []
- Dépenses énergétiques mensuelles :
- Satisfaction concernant l'accès actuel à l'énergie : []
(Échelle : Très satisfait à Très insatisfait)

III. Besoins et Préférences Énergétiques

- Quels sont vos principaux besoins énergétiques ? []
(Éclairage, Réfrigération, Télévision, Utilisations productives)
- Êtes-vous disposé à utiliser des sources d'énergie renouvelable ? []
(Oui/Non)
- Si Oui, quelles sources sont préférées (Solaire, Éolien, Les deux) ? []
- Montant que vous seriez prêt à payer pour un meilleur accès à l'énergie
(Montant par mois) :

IV. Informations sur l'Enquêteur

- Nom de l'Enquêteur :
- Date de l'Entretien :
- Heure de l'Entretien :

Annexe 2 : Résultats de l'Enquête Énergétique des Ménages de Ganvié

I. Informations sur le Ménage	Données	Notes
Total des Ménages Enquêtés	150	Ceci est un exemple ; votre nombre réel variera.
Taille Moyenne du Ménage	6,1	Calculé à partir des données de l'enquête (similaire à la moyenne de 6 personnes dans le mémoire).
Principale Source de Revenu (% des ménages)	Pêche (40%), Tourisme (30%), Commerce (20%), Autre (10%)	Pourcentages d'exemple ; votre enquête montrera la distribution réelle.
Revenu Mensuel Moyen (FCFA)	55 000	Moyenne d'exemple ; votre enquête fournira ceci.
II. Consommation Énergétique Actuelle	Exemple de Données	Notes/Calculs
Ménages ayant Accès à l'Électricité (%)	60%	Cela inclut toute forme d'accès (groupe électrogène, solaire).
Source d'Électricité (% des ménages)	Groupe électrogène (40%), Système solaire domestique (55%), Autre (5%)	Ces pourcentages sont <i>parmi</i> les 60% qui ont accès.
Ménages utilisant du Kérosène pour l'Éclairage (%)	30%	Cela proviendrait des 40% sans accès à l'électricité + certains avec accès l'utilisant comme solution de secours.
Appareils Couramment Utilisés (% des ménages)	Recharge de téléphone portable (95%), Éclairage (80%), Télévision (30%), Réfrigérateur (5%)	Pourcentages d'exemple de ménages possédant ces appareils.
Nombre Moyen d'Heures d'Éclairage par Jour	4 heures	Moyenne d'exemple de l'enquête.
Dépenses Énergétiques Mensuelles Moyennes (FCFA)	4 000	Pour ceux qui paient pour l'énergie (par exemple, le carburant du groupe électrogène).
Satisfaction concernant l'Accès à l'Énergie (Score Moyen sur une échelle de 1 à 5, 1=Très Insatisfait, 5=Très Satisfait)	2	Moyenne d'exemple ; indique une insatisfaction générale.
III. Besoins et Préférences Énergétiques	Exemple de Données	Notes
Besoins Énergétiques Primaires (% des ménages)	Éclairage (90%), Utilisations Productives (70%), Réfrigération (10%), Télévision (40%)	Pourcentages de ménages identifiant ces éléments comme importants.
Volonté d'Utiliser des Énergies Renouvelables (%)	95%	Forte acceptation, comme prévu.
Source Renouvelable Préférée (% de ceux qui sont volontaires)	Solaire (70%), Solaire/Éolien (30%)	Préférences parmi les options renouvelables.
Montant Moyen que les Ménages sont Prêts à Payer (FCFA/mois)	6 000	Montant moyen que les ménages sont prêts à payer pour un meilleur accès.