



Mémoire de fin d'étude

Pour l'obtention du diplôme de Master

Filière : ELECTROTECHNIQUE
Spécialité : ENERGIE ET ENVIRONNEMENT

Présenté par :
BELKHITER YAHIA ILYES
MAYOUF AYMEN

Thème

Etude et optimisation économique d'un micro-
grid PV-Batterie

Soutenu publiquement, le 21 / 06 / 2026 , devant le jury composé de :

M. Salim BELAROUCI	MCB
M. Abdelkarim CHEMIDI	MCA
M. Abdelfetah KERBOUA	MCA
Mme Imen BOUSMAHA	MCA
Mme Nadjia MIDOUN	MCA

ESSA. Tlemcen	Président
ESSA. Tlemcen	Directeur de mémoire
ESSA. Tlemcen	Co-directeur de mémoire
ESSA. Tlemcen	Examinatrice 1
ESSA. Tlemcen	Examinatrice 2

Année universitaire : 2025/2026

بِسْمِ اللَّهِ الرَّحْمَنِ الرَّحِيمِ

Dedication

Nous dédions ce modeste travail :

À nos chers parents, pour leur amour inconditionnel, leurs sacrifices et leur soutien indéfectible tout au long de notre parcours. Vos encouragements ont été notre force.

À nos familles, pour leur présence, leur bienveillance et leurs prières qui nous ont accompagnés à chaque étape de ce chemin.

À nos amis et proches, pour leur soutien moral et les moments de partage qui ont rendu cette aventure plus légère.

À tous ceux qui nous ont transmis le savoir et guidés vers la lumière de la connaissance.

Remerciements

Au terme de ce travail, nous tenons à exprimer notre sincère gratitude à toutes les personnes qui ont contribué, de près ou de loin, à la réalisation de ce mémoire.

Nous adressons nos plus vifs remerciements à notre encadreur, Monsieur Abdelkarim Chemidi, pour sa disponibilité, ses précieux conseils, sa rigueur scientifique et la confiance qu'il nous a accordée tout au long de ce travail. Ses orientations ont été déterminantes dans l'aboutissement de ce projet.

Nous remercions également Monsieur Fares Meziani et Monsieur Abdelfetah Kerboua pour leur encadrement, leur soutien et l'intérêt qu'ils ont porté à notre travail.

Nos remerciements s'adressent aussi à l'ensemble du corps enseignant et administratif de l'École Supérieure des Sciences Appliquées de Tlemcen pour la qualité de la formation dispensée et les conditions de travail offertes durant notre cursus.

Enfin, nous remercions les membres du jury pour l'honneur qu'ils nous font en acceptant d'évaluer ce travail.

الملخص

تقدم هذه المذكرة الخاصة بالماستر دراسة شاملة حول التحسين الاقتصادي لنظام هجين يتكون من الألواح الكهروضوئية والبطارية باستخدام البرمجة الخطية . يتكون النظام من لوح كهروضوئي باستطاعة قصوى تبلغ $P_{pv_max} = 211 \text{ W}$ ، وبطارية (فوسفات حديد الليثيوم) بجهد ٢٤ فولت وسعة ٥٠ أمبيرساعة (بسعة اسمية $E_{bat} = 1200 \text{ Wh}$) ، بالإضافة إلى حمل ثابت قدره $P_{load} = 122 \text{ W}$. أما المعلمات الاقتصادية فهي $c_{pv} = 0.9 \text{ \$/W}$ بالنسبة للوح الكهروضوئي و $c_{bat} = 3.5 \text{ \$/W}$ بالنسبة لبطارية .

Abstract

This master's thesis presents a comprehensive study on the economic optimization of a hybrid PV–Battery system using Linear Programming (LP). The system consists of a photovoltaic panel with a peak power of $P_{pv_max} = 211 \text{ W}$, a 24 V / 50 Ah LiFePO₄ (Lithium Iron Phosphate) battery (nominal capacity $E_{bat} = 1200 \text{ Wh}$), and a constant load of $P_{load} = 122 \text{ W}$. The economic parameters are $c_{pv} = 0.9 \text{ \$/W}$ for the PV module and $c_{bat} = 3.5 \text{ \$/W}$ for the LiFePO₄ battery .

Résumé

Ce mémoire de master développe une étude complète de l'optimisation économique d'un système hybride PV-Batterie par la Programmation Linéaire (LP). Le système est composé d'un panneau photovoltaïque de puissance crête $P_{pv_max} = 211W$, d'une batterie LiFePO4 (Lithium Fer Phosphate) de 24 V / 50 Ah (capacité nominale $E_{bat} = 1200Wh$) et d'une charge fixe $P_{load} = 122W$. Les paramètres économiques sont $c_{pv} = 0,9\$/W$ pour le PV et $c_{bat} = 3,5\$/W$ pour la batterie LiFePO4.

Table des matières

Table des figures	9
Liste des Tableaux	10
liste des abreviations	10
Introduction	11
1 Contexte et Motivation	12
1.1 L'énergie	13
1.2 Les différentes formes de l'énergie	13
1.3 Les énergies non renouvelables : Définition et caractéristiques . .	14
1.4 Les énergies renouvelables : Définition et caractéristiques	17
1.5 La Transition Énergétique Mondiale : De l'Ère Fossile vers la Durabilité	21
2 Conclusion	22
1 chapitre 1 :Architecture du Système PV-Batterie	23
1.1 Introduction	23
1.2 Description du système	23
1.3 Modélisation du panneau photovoltaïque	24
1.4 Modélisation de la batterie	24
1.5 Système de Gestion d'Énergie (EMS)	24
1.6 Algorithme d'optimisation	27
1.7 Condition de faisabilité	29
1.8 Conclusion	29
2 Chapitre 02 :Aperçu des Méthodes d'Optimisation	30
2.1 Introduction	30
2.2 Description du système étudié	32
2.3 Problématique	33
2.4 Objectifs du mémoire	33
2.5 Structure du mémoire	34
2.6 Programmation Dynamique (DP)	34
2.7 Algorithme Génétique (GA)	34

2.8	Optimisation par Essaim Particulaire (PSO)	34
2.9	Évolution Différentielle (DE)	35
2.10	Logique Floue	35
2.11	Apprentissage par Renforcement (RL)	35
2.12	Tableau comparatif	36
3	chapitre 3 :Théorie de la Programmation Linéaire	37
3.1	Historique et motivation	37
3.2	Définition et forme standard	37
3.3	Propriétés géométriques et théorèmes fondamentaux	38
3.3.1	Région admissible	38
3.3.2	Théorème fondamental	38
3.3.3	Convexité et optimalité globale	38
3.4	Algorithme du Simplex de Dantzig	39
3.5	Conditions d'optimalité KKT	39
3.6	Théorie duale et prix ombres	39
3.7	Variables de décision	39
3.8	Fonction objectif	40
3.9	Contraintes	40
3.9.1	Contrainte d'égalité — Bilan de puissance (C_{eq})	40
3.9.2	Contrainte sur la puissance PV (C_{pv})	40
3.9.3	Contrainte sur la puissance batterie (C_{bat})	40
3.9.4	Condition de faisabilité	41
3.10	explication du Programme LP	41
3.11	Analyse géométrique dans l'espace (P_{pv}, P_{bat})	41
4	chapitre 4 : analyse détaillée des résultats	43
4.1	Introduction et contexte de l'étude	43
4.2	Profils d'irradiance et de température (entrées Simulink)	43
4.3	Bilan de puissance ($P_{PV}, P_{load}, P_{bat}$)	44
4.4	Résultats : Coût optimal d'investissement	45
4.4.1	Principe et Logique de Conception :	45
4.4.2	Tableau des résultats (valeurs issues des graphes) :	45
4.5	Résultats : Coût optimal d'utilisation de la Charge	48
4.6	Conclusion	50

Table des figures

1	Le charbon [20]	15
2	Le petrole [21]	15
3	Le gaz naturel [22]	16
4	energie nucleaire [23]	16
5	panneaux solaires [24]	18
6	eoliennes [25]	18
7	Energie hydraulique [26]	19
8	La Biomasse [27]	19
9	La geothermie [28]	20
10	vers une energie verte [29]	22
1.1	Architecture décisionnelle du système EMS hybriden	26
1.2	Algorithme d'optimisation	28
4.1	Profils d'irradiance G (W/m^2) et de température T ($^{\circ}C$) sur 20 s de simulation	44
4.2	Bilan de puissance P_{PV} , P_{load} et P_{bat}	45
4.3	– Évolution des puissances optimales x_1^* et x_2^* sur les 5 scénarios	46
4.4	Coût optimal d'investissement Z^* par scénario (\$)	47
4.5	$P_{pv,opt}$ et $P_{bat,opt}$ dans l'optimum de charge	49
4.6	Coût optimal de charge	49

Liste des tableaux

2.1	Paramètres du système PV–Batterie	31
2.2	Paramètres du système hybride PV–Batterie	32
2.3	Comparaison des méthodes d’optimisation	36
3.1	Forme standard de la programmation linéaire	38
4.1	Résultats Optimum d’investissement LP pour les cinq scénarios d’irra- diation.	47
4.2	Résultats de l’optimisation LP pour la stratégie d’optimum de charge. .	49

liste des abreviations

Acronyme	Signification
ESSAT	Ecole Supérieur en Sciences Appliquées

Introduction

1 Contexte et Motivation

L'énergie constitue un élément essentiel au développement économique, industriel et social des nations. L'augmentation continue de la consommation énergétique mondiale, associée à l'épuisement progressif des ressources fossiles et aux préoccupations environnementales, a conduit à une recherche intensive de solutions énergétiques durables. Dans ce contexte, les énergies renouvelables, notamment l'énergie solaire photovoltaïque, apparaissent comme une alternative prometteuse grâce à leur caractère propre, abondant et inépuisable.

Cependant, la production photovoltaïque est fortement dépendante des conditions météorologiques et présente un caractère intermittent. Afin de garantir une alimentation continue et fiable des charges électriques, l'intégration de systèmes de stockage d'énergie, tels que les batteries, devient indispensable. Les systèmes hybrides PV-Batterie offrent ainsi une solution efficace permettant d'améliorer la disponibilité énergétique tout en optimisant l'exploitation des ressources renouvelables.

Dans les systèmes autonomes, la gestion optimale des flux d'énergie entre le générateur photovoltaïque, la batterie et la charge représente un défi majeur. Une stratégie de gestion énergétique performante doit assurer l'équilibre entre la production et la consommation tout en minimisant les coûts d'investissement et d'exploitation. Dans cette optique, les techniques d'optimisation jouent un rôle fondamental pour déterminer la répartition optimale des puissances entre les différentes sources d'énergie.

Le présent mémoire porte sur l'optimisation énergétique d'un microgrid hybride PV-Batterie à l'aide de la programmation linéaire. L'objectif principal est de minimiser le coût global du système tout en satisfaisant les besoins énergétiques de la charge. Pour atteindre cet objectif, une modélisation du système est développée sous MATLAB/Simulink, accompagnée d'un système de gestion d'énergie permettant de déterminer en temps réel la stratégie optimale de fonctionnement.

Ce mémoire est organisé en quatre chapitres. Le premier chapitre présente les notions générales relatives aux sources d'énergie et à la transition énergétique. Le deuxième chapitre décrit l'architecture du système hybride PV-Batterie ainsi que son système de gestion d'énergie. Le troisième chapitre est consacré aux méthodes d'optimisation et à la théorie de la programmation linéaire. Enfin, le quatrième chapitre présente les résultats de simulation et leur analyse avant de conclure sur les principales contributions de ce travail et les perspectives futures.

1.1 L'énergie

Dans le domaine de la physique, l'énergie représente le potentiel intrinsèque d'un système à générer une action ou à induire un changement d'état de la matière. Elle est perçue comme une grandeur fondamentale qui, bien qu'elle change de forme à travers diverses interactions, demeure constante au sein d'un système isolé, conformément aux principes de la thermodynamique [3].

1.2 Les différentes formes de l'énergie

L'énergie se manifeste sous plusieurs aspects physiques, chacun jouant un rôle distinct dans les processus de conversion et de transport :

1.2.2.1 Énergie Cinétique

Elle se manifeste par le mouvement d'une masse. Dans le contexte des énergies renouvelables, elle est captée par les pales des éoliennes pour être transformée en travail mécanique exploitable. Elle dépend directement de la vitesse du fluide ou de l'objet en mouvement.

1.2.2.2 Énergie Potentielle

Cette forme représente le potentiel de travail accumulé par un corps en raison de sa position, notamment dans un champ gravitationnel. Elle est fondamentale dans le stockage d'énergie par pompage-turbinage (STEP), où l'eau en hauteur constitue une réserve énergétique.

1.2.2.3 Énergie Chimique

Dérivée des interactions atomiques au sein de la matière, elle est libérée lors de réactions moléculaires. Pour l'ingénieur électricien, elle représente la forme de stockage prédominante dans les batteries, permettant de stabiliser les réseaux face à l'intermittence des sources.

1.2.2.4 Énergie Rayonnante

Propagée sous forme de rayonnement électromagnétique (photons), elle est le moteur des systèmes photovoltaïques. Sa conversion directe en électricité sans pièce mobile constitue l'un des piliers de la transition énergétique actuelle.

1.2.2.5 Énergie Électrique

Considérée comme le vecteur d'énergie par excellence, elle est générée par le flux de charges à travers un milieu conducteur. Sa valeur réside dans sa grande flexibilité et sa capacité à être transportée sur de longues distances avec des pertes maîtrisées.

1.2.2.6 Énergie Thermique

Elle traduit le degré d'agitation microscopique des particules d'un système. Bien qu'elle soit souvent perçue comme une perte (effet Joule), elle est le produit recherché dans les applications de chauffage ou les centrales solaires à concentration.

1.2.2.7 Énergie Nucléaire

Concentrée au cœur de l'atome, elle correspond aux forces de liaison entre les nucléons. Sa libération, par fission ou fusion, permet de produire des quantités massives de chaleur avec une densité énergétique inégalée par rapport aux sources conventionnelles [4].

1.3 Les énergies non renouvelables : Définition et caractéristiques

Les énergies non renouvelables regroupent les ressources énergétiques dont les réserves terrestres sont limitées et ne se régénèrent pas à l'échelle du temps humain. Leur formation résulte de processus géologiques complexes s'étendant sur des millions d'années. Une fois consommées, ces ressources sont définitivement épuisées, ce qui les distingue fondamentalement des flux énergétiques naturels et inépuisables.

1.2.3.1 Exemples et principes de fonctionnement

1.2.3.1.1 Le Charbon

Une roche sédimentaire issue de la décomposition de matières organiques végétales. Il reste l'une des sources les plus utilisées au monde pour la production d'électricité de base en raison de son abondance relative.



FIGURE 1 – Le charbon [20]

1.2.3.1.2 Le Pétrole

Un hydrocarbure liquide concentré dans des gisements souterrains. Il constitue le pilier du secteur des transports et de l'industrie pétrochimique mondiale grâce à sa haute densité énergétique.



FIGURE 2 – Le petrole [21]

1.2.3.1.3 Le Gaz Naturel

Composé principalement de méthane, il est souvent considéré comme la moins polluante des énergies fossiles lors de sa combustion. Il est privilégié pour sa grande flexibilité dans la production thermique et électrique.



FIGURE 3 – Le gaz naturel [22]

1.2.3.1.4 L'Énergie Nucléaire (Fissile)

Bien qu'elle ne soit pas fossile, elle est classée parmi les énergies non renouvelables car elle dépend de l'uranium, une ressource minière limitée. Elle repose sur la fission des noyaux atomiques pour libérer une quantité massive de chaleur.



FIGURE 4 – energie nucleaire [23]

1.2.3.2 Analyse des Avantages et Inconvénients

1.2.3.1 Opérationnel

Avantages

Pilotabilité : Elles permettent une production d'énergie stable et continue, indépendamment des conditions climatiques.

Désavantages

Épuisement : Les réserves mondiales diminuent inévitablement, entraînant une hausse des coûts d'extraction.

1.2.3.2 Économique**Avantages**

Densité énergétique : Elles libèrent une grande quantité d'énergie pour un faible volume de combustible.

Désavantages

Géopolitique : La dépendance vis-à-vis des pays producteurs crée des tensions et une volatilité des prix sur le marché.

1.2.3.3 Infrastructure**Avantages**

Technologie mature : Les installations (centrales, réseaux) sont déjà optimisées et fonctionnelles à grande échelle.

Désavantages

Impact environnemental : Émissions massives de gaz à effet de serre (CO₂) et de polluants atmosphériques (SO_x, NO_x).

1.2.3.4 Sécurité**Avantages**

Facilité de stockage : Les combustibles fossiles sont facilement transportables et stockables sous forme physique.

Désavantages

Gestion des déchets : Problématique complexe des déchets radioactifs pour le nucléaire et des cendres pour le charbon [5]-[6].

1.4 Les énergies renouvelables : Définition et caractéristiques

Les énergies renouvelables (EnR) désignent l'ensemble des ressources énergétiques issues de flux naturels, cycliques et théoriquement inépuisables à l'échelle du temps humain. Contrairement aux énergies conventionnelles, leur exploitation repose sur la capture de phénomènes physiques constants (rayonnement solaire, mouvements atmosphériques, marées) ou biologiques. Elles se distinguent par un impact carbone réduit, jouant un rôle central dans la transition vers des systèmes énergétiques durables et décarbonés.

1.2.4.1 Exemples et principes de fonctionnement

1.2.4.1.1 L'Énergie Solaire

Elle exploite le rayonnement électromagnétique du soleil. On distingue le photovoltaïque (PV), qui convertit directement les photons en électrons, et le solaire thermique, qui utilise la chaleur pour chauffer un fluide ou produire de la vapeur.



FIGURE 5 – panneaux solaires [24]

1.2.4.1.2 L'Énergie Éolienne

Elle transforme l'énergie cinétique des masses d'air en énergie mécanique via des pales, puis en électricité grâce à une génératrice. Elle est caractérisée par une forte variabilité selon les conditions météorologiques.

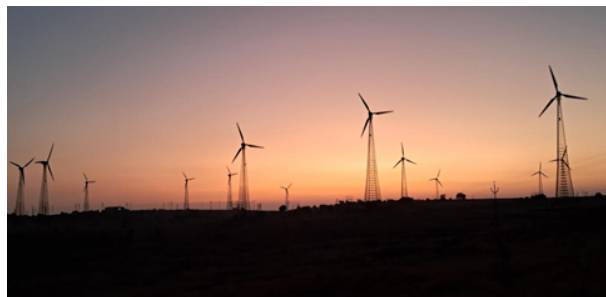


FIGURE 6 – éoliennes [25]

1.2.4.1.3 L'Énergie Hydraulique

Elle utilise la force gravitationnelle de l'eau (chutes ou courants) pour actionner des turbines. C'est actuellement la source renouvelable la plus stable et la plus mature techniquement pour la production de masse.



FIGURE 7 – Energie hydraulique [26]

1.2.4.1.4 La Biomasse

Elle provient de la valorisation des matières organiques (bois, déchets agricoles, biogaz). Elle est considérée comme neutre en carbone car le CO₂ libéré lors de sa combustion a été préalablement absorbé par les plantes lors de leur croissance.



FIGURE 8 – La Biomasse [27]

1.2.4.1.5 La Géothermie

Elle consiste à extraire la chaleur stockée dans le sous-sol terrestre pour des besoins de chauffage ou de production d'électricité, offrant une source d'énergie constante et indépendante du climat.

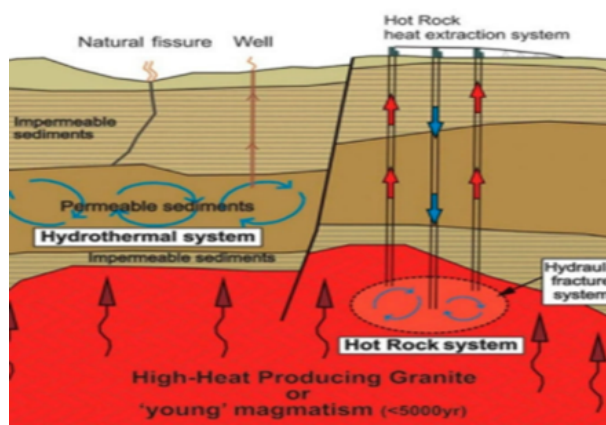


FIGURE 9 – La géothermie [28]

1.2.4.2 Analyse des Avantages et Inconvénients

1.2.4.2.1 Environnement

Avantages

Faible empreinte carbone : Réduction drastique des émissions de gaz à effet de serre et de la pollution atmosphérique.

Désavantages

Emprise au sol : Certaines installations (parcs solaires ou éoliens) nécessitent de grandes surfaces de terrain.

1.2.4.2.2 Ressources

Avantages

Inépuissabilité : Dépendance à des flux naturels gratuits et disponibles partout de manière décentralisée.

Désavantages

Intermittence : La production dépend des cycles naturels (jour/nuit, vent), ce qui complique l'équilibre du réseau électrique.

1.2.4.2.3 Économie

Avantages

Indépendance énergétique : Réduit la facture énergétique nationale en limitant l'importation de combustibles fossiles.

Désavantages

Coûts initiaux : L'investissement de départ (CAPEX) reste élevé, bien que les coûts d'exploitation (OPEX) soient faibles.

1.2.4.2.4 Technologie

Avantages

Modularité : Possibilité d'installation à petite échelle (micro-réseaux) ou à grande échelle (centrales).

Désavantages

Besoin de stockage : Nécessite des solutions coûteuses (batteries, hydrogène) pour gérer le déphasage entre production et consommation [1]-[5].

1.5 La Transition Énergétique Mondiale : De l'Ère Fossile vers la Durabilité

1.2.5.1 Contexte Historique : L'Hégémonie des Combustibles Fossiles

Depuis la première révolution industrielle au XIXe siècle, le développement socio-économique des nations a été intrinsèquement lié à l'exploitation des ressources carbonées. Le charbon a d'abord servi de moteur principal à l'industrie sidérurgique et au transport ferroviaire. Au XXe siècle, l'avènement du pétrole et du gaz naturel a redéfini la mobilité mondiale et la production d'électricité de masse. Ce modèle, caractérisé par une production centralisée et une forte intensité carbone, a permis une croissance sans précédent, mais au prix d'une dépendance géopolitique et d'une accumulation de gaz à effet de serre dans l'atmosphère.

1.2.5.2 Les Déclencheurs de la Mutation Énergétique

Le basculement vers un nouveau paradigme s'est opéré sous l'effet de deux facteurs majeurs. D'une part, les chocs pétroliers des années 1970 ont mis en évidence la vulnérabilité des économies face à la finitude des ressources fossiles. D'autre part, les rapports successifs du GIEC (Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat) ont scientifiquement établi le lien entre les émissions anthropiques de CO₂ et le réchauffement climatique. L'Accord de Paris (2015) a marqué un tournant diplomatique décisif, engageant la communauté internationale à limiter l'élévation de la température mondiale à moins de 1.5°C par rapport aux niveaux préindustriels.

1.2.5.3 Les Piliers de la Transition : Décarbonation et Décentralisation

La transition énergétique actuelle repose sur une restructuration profonde du mix énergétique mondial. Elle s'articule autour de trois axes fondamentaux, souvent appelés les « 3D » :

1. Décarbonation : Substitution des centrales thermiques à flamme par des sources renouvelables (solaire photovoltaïque, éolien, hydraulique) dont l'empreinte carbone est quasi nulle en phase d'exploitation.

2. Décentralisation : Passage d'un modèle de production unidirectionnel vers une architecture distribuée. Dans ce schéma, les consommateurs deviennent des « prosommateurs » (producteurs-consommateurs), intégrant des micro-réseaux (Microgrids) au niveau local.

3. Digitalisation : Utilisation des technologies de l'information et de la communication pour gérer l'intermittence des énergies propres. L'émergence des Smart Grids permet d'équilibrer l'offre et la demande en temps réel grâce à des algorithmes de gestion intelligente et des systèmes de stockage avancés.

1.2.5.4 Vers un Objectif « Net Zero » d'ici 2050

Selon les trajectoires définies par les organismes internationaux, l'avenir énergétique mondial s'oriente vers la neutralité carbone à l'horizon 2050. Cela implique une électrification massive des usages, notamment dans le secteur des transports (véhicules électriques) et du chauffage. Les défis techniques restent de taille : l'optimisation du rendement des convertisseurs de puissance, l'amélioration de la densité énergétique des batteries et la résilience des infrastructures réseau face à la variabilité climatique. Pour l'ingénieur, cette transition représente non seulement un défi technologique, mais aussi une opportunité d'innover vers des solutions énergétiques plus sobres et équitables [7]-[8]-[9].



FIGURE 10 – vers une energie verte [29]

2 Conclusion

Dans cette introduction, nous avons établi le cadre énergétique global en présentant les différentes formes d'énergie, les ressources non renouvelables et renouvelables, ainsi que les enjeux de la transition énergétique mondiale. Cette analyse a mis en évidence la nécessité croissante d'intégrer des sources renouvelables comme le photovoltaïque dans des systèmes autonomes. Dans le chapitre suivant, nous allons décrire en détail l'architecture physique et décisionnelle du système hybride PV-Batterie étudié, en présentant ses composants, sa modélisation et son algorithme de gestion d'énergie.

CHAPITRE 1 : ARCHITECTURE DU SYSTÈME PV-BATTERIE

1.1 Introduction

Face à l'augmentation de la demande énergétique mondiale et aux enjeux environnementaux liés à l'utilisation des énergies fossiles, les systèmes hybrides intégrant des sources d'énergie renouvelables et des dispositifs de stockage occupent une place croissante dans les solutions énergétiques modernes. Parmi ces systèmes, l'association d'un générateur photovoltaïque (PV) et d'une batterie de stockage constitue une solution efficace pour assurer une alimentation électrique fiable tout en valorisant l'énergie solaire disponible.

Le système hybride PV-Batterie permet de compenser l'intermittence de la production photovoltaïque grâce au stockage de l'énergie excédentaire dans la batterie, garantissant ainsi la continuité de l'alimentation de la charge. Afin d'exploiter au mieux les ressources disponibles et de réduire les coûts d'exploitation, une stratégie de gestion énergétique adaptée est nécessaire.

Dans ce chapitre, nous présentons l'architecture générale du système hybride PV-Batterie étudié, ainsi que les modèles adoptés pour le panneau photovoltaïque et la batterie Li-FePO₄. Nous décrivons également le système de gestion d'énergie (EMS) chargé de superviser les échanges de puissance entre les différents composants du système. Enfin, l'algorithme d'optimisation et les conditions de faisabilité du système sont exposés afin de préparer l'étude d'optimisation développée dans les chapitres suivants.

1.2 Description du système

Le système hybride PV-Batterie étudié est un micro-réseau DC autonome dans lequel un générateur photovoltaïque et une batterie de stockage alimentent conjointement une charge résistive fixe de 122 W. Le système est entièrement géré par un algorithme EMS implémenté sous MATLAB, utilisant la programmation linéaire pour déterminer en temps réel la répartition optimale de la puissance entre les deux sources.

Les paramètres nominaux du système sont : une charge principale fixe $P_{load} = 122$ W, une puissance photovoltaïque maximale disponible $P_{pv}^{max} = 211$ W, une puissance maximale de décharge de la batterie $P_{bat}^{max} = 122$ W, un coût unitaire photovoltaïque $C_{pv} = 0.9$ \$/W et un coût unitaire batterie $C_{bat} = 3.5$ \$/W. Le rapport économique entre les deux technologies est donné par $C_{bat}/C_{pv} = 3.5/0.9 \approx 3.89$, ce qui signifie que la batterie est environ 3.9 fois plus coûteuse que le photovoltaïque.

1.3 Modélisation du panneau photovoltaïque

Dans le cadre de l'optimisation, la puissance photovoltaïque est modélisée comme une variable bornée $P_{pv} \in [0, P_{pv}^{max}]$, représentant la puissance instantanée disponible après conversion et suivi du point de puissance maximale (MPPT).

Sur le plan physique, la puissance PV dépend de l'irradiance et de la température selon la relation $P_{pv}(G, T_c) = P_{peak} \cdot (G/1000) \cdot [1 + \alpha_p(T_c - 25)]$, où $\alpha_p \approx -0.004/C$ est le coefficient de température. Cette expression montre que la puissance augmente linéairement avec l'irradiance et diminue lorsque la température augmente.

Le coût unitaire du photovoltaïque est fixé à $C_{pv} = 0.9 \$/W$. Il représente le coût global capitalisé incluant les modules PV, les convertisseurs DC-DC, les structures de support, l'installation ainsi que le système MPPT.

1.4 Modélisation de la batterie

La batterie est modélisée dans ce travail uniquement en mode décharge. Sa puissance est contrainte par $0 \leq P_{bat} \leq P_{bat}^{max} = 122 W$. Dans le modèle de programmation linéaire instantanée, l'état de charge (SOC) n'est pas explicitement intégré dans l'optimisation, mais il est géré par le système de supervision énergétique en arrière-plan.

Le coût unitaire de la batterie est $C_{bat} = 3.5 \$/W$. Ce coût inclut les cellules lithium-fer-phosphate, le système de gestion BMS, les convertisseurs bidirectionnels ainsi que les coûts de vieillissement et de remplacement. Le rapport $C_{bat}/C_{pv} \approx 3.89$ justifie économiquement la priorité donnée à la production photovoltaïque.

1.5 Système de Gestion d'Énergie (EMS)

Le système EMS (Energy Management System) représente l'unité de décision principale du système hybride.

Son rôle est de gérer les échanges énergétiques entre :

Le panneau photovoltaïque.

La batterie.

La charge .

L'objectif principal du EMS est d'assurer :

La continuité d'alimentation. La stabilité énergétique. La protection de la batterie.

L'optimisation des flux de puissance.

Le EMS calcule continuellement les besoins énergétiques du système afin de déterminer si la batterie doit se charger ou se décharger.

Principe général de gestion énergétique

Le fonctionnement du EMS repose principalement sur l'équilibre de puissance entre la production photovoltaïque et la charge principale.

La différence de puissance est donnée par :

$$P_{diff} = P_{pv} - P_{load}$$

avec :

P_{pv} : puissance produite par le panneau.

P_{load} : puissance consommée par la charge.

Deux cas principaux apparaissent :

a) Cas de surplus énergétique

Lorsque :

$P_{pv} > P_{load}$

Le système dispose d'un surplus énergétique.

Dans ce cas :

La charge est alimentée par le panneau photovoltaïque. La batterie est chargée. Le courant de référence devient positif.

Le courant de référence de la batterie est calculé par :

$I_{bat-ref} = (P_{pv} - P_{load}) / V_{bat}$

b) Cas de déficit énergétique

Lorsque :

$P_{pv} < P_{load}$

Le panneau photovoltaïque devient insuffisant.

Dans ce cas :

La batterie fournit la puissance manquante. La batterie se décharge. Le courant de référence devient négatif.

Le EMS commande automatiquement le convertisseur bidirectionnel afin de maintenir l'alimentation de la charge.

Gestion de l'état de charge SOC

Le EMS assure également la protection de la batterie à travers la surveillance du SOC (State Of Charge).

Deux limites principales sont imposées :

$SOC_{min} = 20$

$SOC_{max} = 80$

a) Protection contre la décharge profonde

Lorsque :

$SOC < SOC_{min}$

Le EMS interdit la décharge de la batterie afin de protéger sa durée de vie.

b) Protection contre la surcharge

Lorsque :

$SOC > SOC_{max}$

Le EMS réduit la charge de la batterie.

Dans ce cas, le système peut également réduire la puissance photovoltaïque en éloignant le panneau du point MPP.

Stabilisation du bus continu

Le EMS participe également à la stabilisation du bus DC.

Les variations rapides d'irradiance peuvent provoquer :

Des chutes de tension. Des variations de puissance. Des oscillations transitoires.

Afin d'améliorer la stabilité du système :

La batterie réagit rapidement grâce au convertisseur Buck-Boost. Un filtrage des mesures de puissance est appliqué. Un condensateur de bus DC permet d'atténuer les transitoires.

Cette stratégie améliore fortement la qualité énergétique du système.

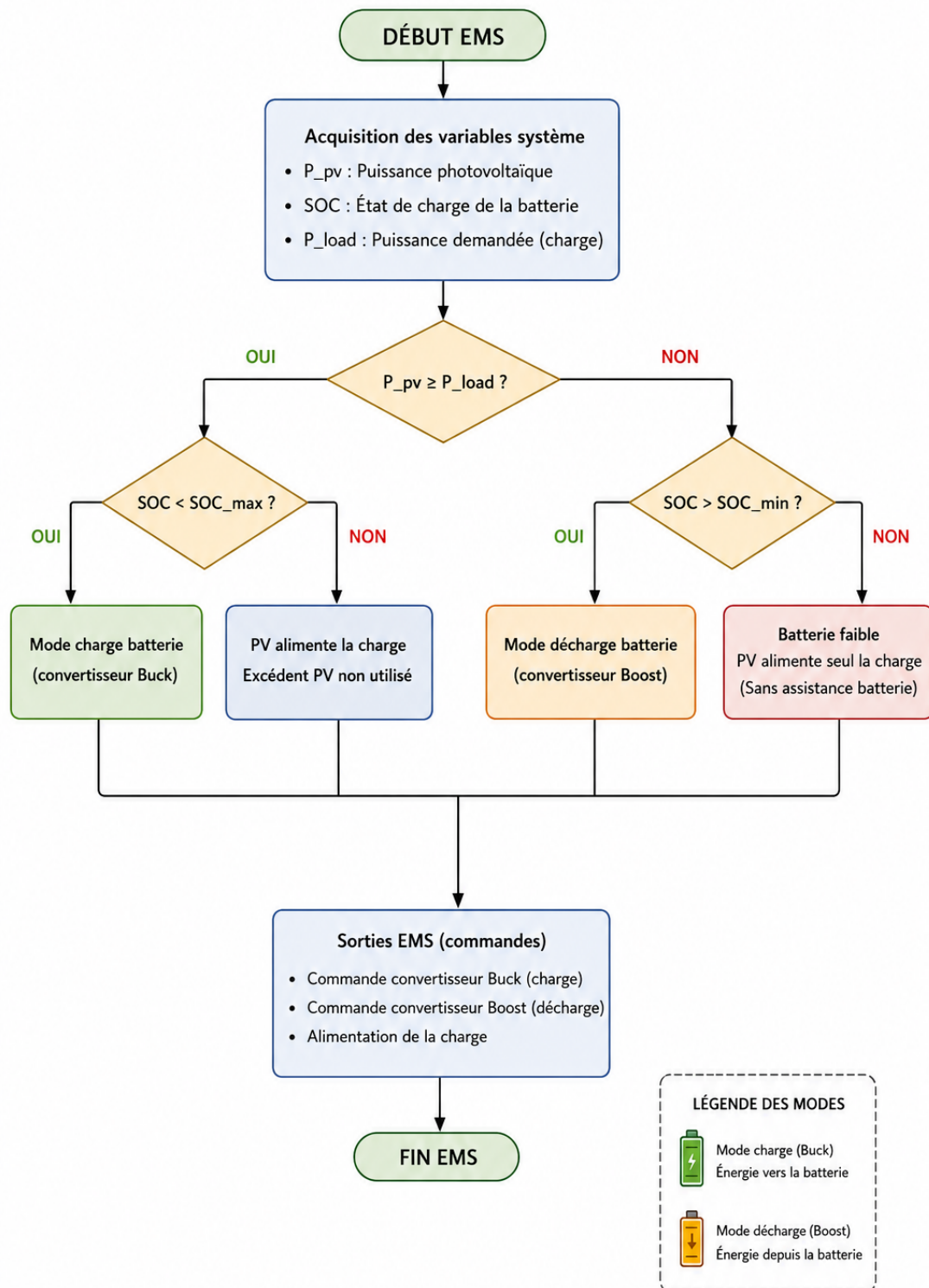


FIGURE 1.1 – Architecture décisionnelle du système EMS hybriden

1.6 Algorithme d'optimisation

C'est l'algorithme qui détermine à chaque instant la répartition optimale de puissance entre les sources afin de minimiser le coût total tout en satisfaisant la charge.

Dans ce travail, l'algorithme repose sur la résolution d'un problème de programmation linéaire.

Les entrées du système sont la puissance photovoltaïque disponible P_{pv} variant entre 0 et 211 W, la charge fixe $P_{load} = 122$ W, ainsi que les limites physiques P_{pv}^{max} et P_{bat}^{max} et les coûts unitaires C_{pv} et C_{bat} .

Les sorties sont la puissance photovoltaïque optimale P_{pv}^{opt} , la puissance batterie optimale P_{bat}^{opt} , le coût total minimal Z^* ainsi que l'indicateur de convergence du solveur.

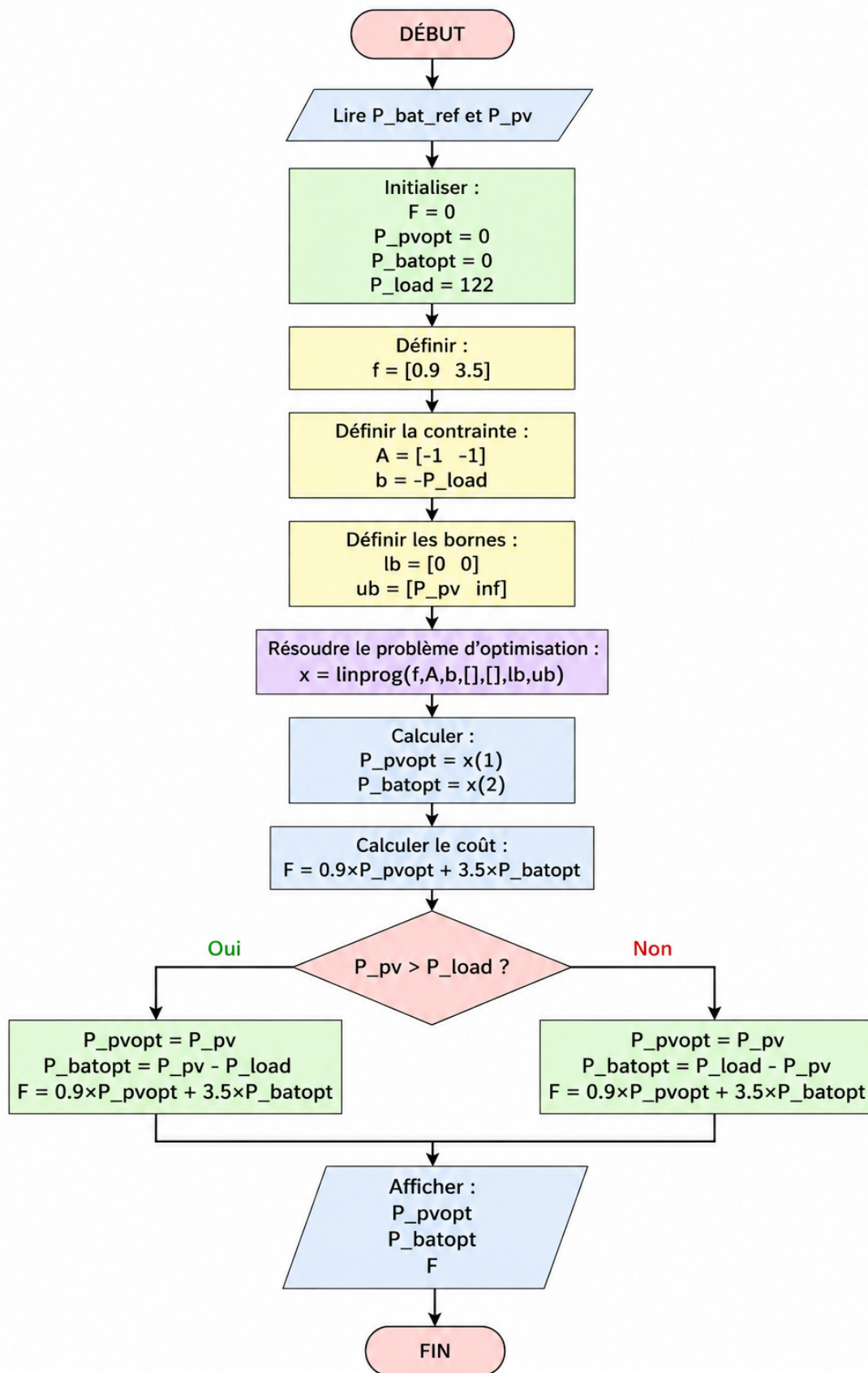


FIGURE 1.2 – Algorithme d'optimisation

1.7 Condition de faisabilité

Le système est faisable si la somme des puissances maximales disponibles est supérieure ou égale à la charge demandée, c'est-à-dire $P_{pv}^{max} + P_{bat}^{max} \geq P_{load}$. Dans notre cas, cela donne $211 + 122 = 333 \text{ W} \geq 122 \text{ W}$, ce qui vérifie la condition de faisabilité.

La marge de sécurité du système est donc de $333 - 122 = 211 \text{ W}$, ce qui signifie que le système peut supporter des variations importantes de charge sans modification de l'architecture.

1.8 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons décrit l'architecture complète du système hybride PV-Batterie : les modèles du panneau photovoltaïque, de la batterie LiFePO₄, ainsi que le fonctionnement du système de gestion d'énergie (EMS) et la condition de faisabilité du système. Nous avons établi que la programmation linéaire constitue l'outil d'optimisation central de ce travail. Dans le chapitre suivant, nous allons passer en revue les principales méthodes d'optimisation alternatives utilisées dans les systèmes énergétiques hybrides, afin de justifier par comparaison le choix de la programmation linéaire comme méthode de référence.

CHAPITRE 02 : APERÇU DES MÉTHODES D'OPTIMISATION

2.1 Introduction

L'accès à une énergie fiable, propre et économique représente l'un des défis majeurs du XXI^{ème} siècle. La croissance exponentielle de la demande électrique mondiale, associée à l'impératif de décarbonation des systèmes énergétiques, a conduit à un déploiement massif des sources d'énergie renouvelable, en particulier le solaire photovoltaïque. En 2024, la capacité installée mondiale en solaire PV a dépassé 1500 GW, avec un taux de croissance annuel supérieur à 20%.

Cependant, la nature intermittente et stochastique de la production PV — dépendante de l'irradiance solaire, de la température et de la couverture nuageuse — impose l'intégration de systèmes de stockage d'énergie, au premier rang desquels les batteries électrochimiques. L'association panneau PV et batterie forme un système hybride autonome capable d'assurer une alimentation continue d'une charge électrique, indépendamment des fluctuations météorologiques et de la disponibilité du réseau électrique.

L'Algérie, avec une irradiance solaire globale horizontale dépassant 2200 kWh/m²/an sur la majeure partie de son territoire, dispose d'un potentiel photovoltaïque parmi les plus importants au monde. Le programme national de développement des énergies renouvelables vise 15 GW d'installations solaires d'ici 2035. Dans ce contexte, le développement de méthodes rigoureuses d'optimisation économique pour ces systèmes hybrides est d'une importance stratégique.

La question économique centrale est la suivante : pour une charge donnée (122 W dans notre cas), quelle répartition optimale de la puissance entre le PV (coût $C_{pv} = 0.9\$/W$) et la batterie (coût $C_{bat} = 3.5\$/W$) minimise le coût total du système ? Cette question admet une réponse mathématiquement rigoureuse grâce à la programmation linéaire, méthode d'optimisation qui constitue le cœur de ce mémoire.

L'optimisation de l'allocation de puissance dans les systèmes hybrides photovoltaïque-batterie représente un défi fondamental de l'ingénierie des systèmes énergétiques, particulièrement dans les systèmes autonomes (off-grid) où aucun recours au réseau électrique public n'est possible [14][15]. La question économique centrale est : étant donné une charge fixe de 122 W, quelle fraction doit être fournie par le panneau PV de 211 W (source renouvelable, moins chère mais intermittente, $c_{pv} = 0,9\$/W$) et quelle fraction par la batterie LiFePO₄ de 24 V/50 Ah (source dispatchable, $c_{bat} = 3,5\$/W$) afin de minimiser le coût total Z ?

Le choix de la technologie LiFePO₄ (Lithium Fer Phosphate, abrégé LFP) est motivé par son rapport coût/durée de vie exceptionnel sur 10–15 ans de fonctionnement en Algérie, où le rayonnement solaire élevé ($G_{moy} \approx 5,5 \text{ kWh/m}^2/\text{jour}$). permet des cycles de charge/décharge quotidiens. Avec plus de 3 000 cycles à 80 % de DoD.

Ce problème possède une structure mathématique favorable : la fonction objectif $Z = 0,9P_{pvopt} + 3,5P_{batopt}$ est linéaire, les contraintes (bilan de puissance, bornes physiques) sont linéaires, et les variables de décision sont continues. Il s'agit donc d'un problème de Programmation Linéaire (LP), soluble de façon exacte par l'algorithme du Simplex, implémenté dans MATLAB via la fonction `linprog` [12][10].

Paramètre	Valeur
Panneau PV	$P_{pv,max} = 211 \text{ W (STC)}$
Batterie	LiFePO ₄ 24 V – 50 Ah – 1200 Wh
Chimie batterie	Lithium Fer Phosphate (LiFePO ₄)
Tension nominale	25V
Cycles de vie	> 3000 cycles à 80% DoD
Charge	$P_{load} = 122 \text{ W (constante)}$
Coût unitaire PV	$c_{pv} = 0.9\$/W$
Coût unitaire batterie	$c_{bat} = 3.5\$/W$
Rapport des coûts	$\frac{c_{bat}}{c_{pv}} = 3.89$

TABLE 2.1 – Paramètres du système PV–Batterie

Ce mémoire de master développe une étude complète de l'optimisation économique d'un système hybride PV–Batterie par la Programmation Linéaire (LP). Le système est composé d'un panneau photovoltaïque de puissance crête $P_{pv,max} = 211W$, d'une batterie LiFePO₄ (Lithium Fer Phosphate) de 24 V / 50 Ah (capacité nominale $E_{bat} = 1200Wh$) et d'une charge fixe $P_{load} = 122W$. Les paramètres économiques sont $c_{pv} = 0,9\$/W$ pour le PV et $c_{bat} = 3,5\$/W$ pour la batterie LiFePO₄ [13][17][19].

La technologie LiFePO₄ a été choisie en raison de ses avantages déterminants : durée de vie supérieure à 3 000 cycles à 80 % de DoD, densité d'énergie de 90–120 Wh/kg , profondeur de décharge utile de 80–90 % , absence de mémoire de capacité, sécurité intrinsèque (stabilité thermique LFP — pas de dégagement de gaz), et efficacité de charge/décharge $\eta \geq 97\%$ [16][17][18].

Le programme d'optimisation, implémenté en MATLAB/Simulink via la fonction `linprog` [12], cherche à minimiser le coût $Z = 0,9P_{pvopt} + 3,5P_{batopt}$ représentant le coût d'investissement capitalisé en euros pour fournir les 122 W à la charge. La contrainte fondamentale est le bilan de puissance : $P_{pvopt} + P_{batopt} = 122W$.

La simulation Simulink (Stop Time = 20 s) couvre cinq scénarios d'irradiance croissante ($200 \rightarrow 1000 \text{ W/m}^2$) à température constante $T = 25C$ [10][12]. Les résultats sont : (1) $P_{pv} = 50W \rightarrow Z^* = 297\$$; (2) $P_{pv} = 90W \rightarrow Z^* = 193\$$; (3) $P_{pv} = 135W \rightarrow Z^* = 109,8\$$ (optimal); (4) $P_{pv} = 150W \rightarrow Z^* = 109,8\$$; (5) $P_{pv} = 211W \rightarrow Z^* = 109,8\$$. Le coût minimum absolu de 109,8 \$ est atteint dès que $P_{pv} \geq 122W$. L'analyse de la batterie LiFePO₄ 24V/50Ah montre une autonomie de 7,9 heures à 80% de DoD, avec un courant de décharge maximal de 5,08 A (régime C/10) [16].

2.2 Description du système étudié

Le système hybride PV-Batterie étudié dans ce mémoire est constitué de deux sources d'énergie complémentaires alimentant une charge fixe de 122 W via un bus DC commun. Les caractéristiques principales du système sont les suivantes :

Paramètre	Valeur	Remarque
Panneau PV	$P_{pv_max} = 211W$	Conditions STC $G=1000 W/m^2, T=25^\circ C$
Batterie	LiFePO4 24 V — 50 Ah	$E_{bat} = 24 \times 50 = 1200Wh$
Chimie LFP	Li(FePO4) — 3,2 V/cellule	25,6 V
Cycles de vie	> 3 000 cycles (80% DoD)	Durée vie 15 ans [16]
DoD conseillé	80–90 %	avantage LiFePO4
Efficacité η	$\geq 97 \%$	moins de pertes [17]
P_{bat_max}	122 W (limite EMS)	$I_{max} = 122/24 = 5,08A$ (C/12)
Charge P_{load}	122 W (constante)	Résistance ou équipement fixe
c_{pv}	0,9 \$/W	panneau + Boost
c_{bat} (LFP)	3,5 \$/W	LiFePO4 + BMS + Buck-Boost
c_{bat}/c_{pv}	3,89	///

TABLE 2.2 – Paramètres du système hybride PV–Batterie

Signification du coût $Z = 0,9 \cdot P_{pvopt} + 3,5 \cdot P_{batopt}$

Z représente le coût d'investissement capitalisé instantané pour fournir la puissance $P_{load} = 122 W$ à la charge. Pour la batterie LiFePO4 : $c_{bat} = 3,5\$/W$ est calculé en ramenant le coût total (batterie + BMS + convertisseur) à sa puissance de décharge maximale $P_{bat_max} = 122 W$ [13][16] :

Coût LiFePO4 24V/50Ah : 320\$ + BMS 30\$ + Buck-Boost 55\$ + câblage 20\$ = 425\$

$$c_{bat} = \frac{425\$}{122 W} = 3,5\$/W$$

Justification du coût $c_{pv} = 0,9\$/W$

Le coût unitaire $c_{pv} = 0,9\$/W$ est calculé en ramenant le coût total d'installation du système PV à sa puissance nominale 211 W [19] :

$$c_{pv} = \frac{\text{module } 120\$ + \text{Boost DC-DC } 40\$ + \text{câblage } 30\$}{211 \text{ W}} \approx 0,9\$/W$$

Le rapport $c_{bat}/c_{pv} = 3,89$

signifie que la batterie LiFePO4 coûte 3,89 fois plus cher que le PV par watt. Cela se traduit par un surcoût par watt de batterie utilisé de :

$$c_{bat} - c_{pv} = 3,5 - 0,9 = 2,6 \text{ \$/W} [10]$$

2.3 Problématique

La problématique de ce travail peut être formulée précisément comme suit : étant donné un système hybride PV-Batterie avec $P_{load} = 122 \text{ W}$, $P_{pv}^{max} = 211 \text{ W}$, $P_{bat}^{max} = 122 \text{ W}$, $C_{pv} = 0.9\$/W$ et $C_{bat} = 3.5\$/W$, comment déterminer les puissances optimales P_{pv}^* et P_{bat}^* telles que :

$$P_{pv}^* + P_{bat}^* = P_{load}$$

et que le coût total :

$$Z = C_{pv} \cdot P_{pv} + C_{bat} \cdot P_{bat}$$

soit minimisé ?

Cette formulation correspond à un problème de programmation linéaire à deux variables, une contrainte d'égalité et des contraintes de borne. Sa résolution rigoureuse, son analyse de sensibilité et son implémentation MATLAB constituent l'objet principal de ce mémoire.

2.4 Objectifs du mémoire

Les objectifs principaux de ce mémoire sont les suivants :

1. Présenter synthétiquement les méthodes d'optimisation alternatives à la programmation linéaire (GA, PSO, DP, logique floue, RL) avec leurs définitions et principes fondamentaux.
2. Développer en profondeur la théorie de la programmation linéaire : forme standard, algorithme du Simplex.
3. Formuler rigoureusement le programme LP pour le système PV-Batterie avec $P_{load} = 122 \text{ W}$.
4. Résoudre le programme LP analytiquement et numériquement pour plusieurs scénarios de fonctionnement.
5. Analyser la sensibilité de la solution optimale aux variations des paramètres (C_{pv} , C_{bat} , P_{pv}^{max} , P_{bat}^{max}).
6. Implémenter le programme LP sous MATLAB avec le code linprog.

2.5 Structure du mémoire

présente brièvement les méthodes d'optimisation alternatives (définitions et principes). décrit l'architecture du système PV-Batterie ainsi que l'algorithme EMS. développe en profondeur la théorie de la programmation linéaire. formule le programme LP appliqué à notre système. résout le programme LP analytiquement et numériquement. présente l'implémentation MATLAB. Analyse les résultats obtenus. Enfin, conclut ce travail et présente les perspectives futures. Ce chapitre présente de façon synthétique les principales méthodes d'optimisation utilisées dans les systèmes énergétiques hybrides. Chaque méthode est décrite par sa définition, son principe et un exemple numérique simple. La programmation linéaire — méthode centrale de ce mémoire — est introduite ici et développée exhaustivement au Chapitre 3.

2.6 Programmation Dynamique (DP)

La programmation dynamique (Bellman, 1957) est une méthode d'optimisation séquentielle qui décompose un problème complexe en sous-problèmes plus simples résolus récursivement. Elle garantit l'optimalité globale pour les problèmes à états discrets et à horizon fini.

Le principe repose sur l'équation de Bellman $V^*(x_t) = \min_{u_t} [g(x_t, u_t) + \gamma V^*(x_{t+1})]$, où x_t représente l'état du système, u_t la commande, $g(x_t, u_t)$ le coût instantané et γ le facteur d'actualisation. Dans un système PV-Batterie, on définit $x_t = SOC(t)$ et $u_t = P_{bat}(t)$.

Pour un exemple numérique avec $P_{load} = 122\text{ W}$, $SOC \in \{0\%, 25\%, 50\%, 75\%, 100\%\}$ et $P_{bat} \in \{0, 50, 100, 122\}\text{ W}$, l'espace de recherche contient $5 \times 5 \times 4 = 100$ combinaisons. La complexité devient rapidement élevée, par exemple $O(100^2 \times 96) \approx 10^6$ opérations pour 96 pas de temps.

La principale limite est donc la malédiction de la dimensionnalité.

2.7 Algorithme Génétique (GA)

Les algorithmes génétiques (Holland, 1975) sont des méthodes évolutionnaires inspirées de la sélection naturelle. Une population de solutions évolue via sélection, croisement et mutation.

Une solution est représentée par un chromosome $[P_{pv}, E_{bat}]$, et la fonction objectif est transformée en fitness $Fitness = -Z_{total}$. Pour notre système avec $P_{load} = 122\text{ W}$, $C_{pv} = 0.9\text{ \$/W}$ et $C_{bat} = 3.5\text{ \$/W}$, un GA avec 30 individus et 100 générations converge vers $P_{pv}^* = 211\text{ W}$ avec un coût $Z^* = 190\text{ \$}$.

Cependant, les résultats présentent une variabilité de l'ordre de $\pm 5\text{ \$}$ à cause du caractère aléatoire de la méthode.

Le principal inconvénient est le temps de calcul élevé (environ 500 ms) et l'absence de garantie d'optimalité stricte.

2.8 Optimisation par Essaim Particulaire (PSO)

Le PSO (Kennedy & Eberhart, 1995) est une métaheuristique où des particules se déplacent dans l'espace de recherche selon leur meilleure position personnelle p_{best} et

la meilleure position globale $gbest$. La vitesse est mise à jour par $v_i(t+1) = wv_i(t) + c_1r_1(pbest_i - x_i) + c_2r_2(gbest - x_i)$.

Pour 20 particules et 50 itérations, chaque particule représente $[P_{pv}, P_{bat}]$ et la fonction coût est $Z = 0.9P_{pv} + 3.5P_{bat}$. La convergence vers $P_{pv}^* \approx 211$ W est obtenue après environ 35 itérations.

Le coût de calcul atteint 1000 évaluations, contre très peu pour une méthode déterministe.

La difficulté principale réside dans la gestion de la contrainte stricte $P_{pv} + P_{bat} = 122$ W.

2.9 Évolution Différentielle (DE)

La DE (Storn & Price, 1997) génère de nouvelles solutions par combinaison vectorielle $v_i = x_{r1} + F(x_{r2} - x_{r3})$, où F est le facteur de mutation.

Avec $F = 0.8$, $CR = 0.9$ et 20 individus, la méthode converge en environ 15 générations avec une précision de 0.01 W. Malgré sa précision, elle reste plus lente que les méthodes déterministes comme le Simplex.

2.10 Logique Floue

La logique floue (Zadeh, 1965) repose sur des degrés d'appartenance entre 0 et 1. Elle permet de traduire des règles linguistiques du type SI-ALORS, par exemple : SI P_{pv} est faible ET SOC est élevé ALORS P_{bat} est élevée.

Les variables sont généralement définies comme $P_{pv} \in \{\text{Faible}, \text{Moyen}, \text{Fort}\}$ et $P_{bat} \in \{\text{Faible}, \text{Moyen}, \text{Élevée}\}$.

Cette méthode est robuste mais ne garantit pas une solution économiquement optimale.

2.11 Apprentissage par Renforcement (RL)

Le RL est une méthode d'apprentissage où un agent apprend une politique optimale via l'interaction avec l'environnement. L'algorithme Q-Learning est défini par $Q(s, a) \leftarrow Q(s, a) + \alpha[r + \gamma \max_{a'} Q(s', a') - Q(s, a)]$.

Dans notre cas, l'état est $s = (SOC, P_{pv}, \text{heure})$ et l'action est $a = P_{bat} \in \{0, 50, 100\}$ W. La récompense est définie par $r = -Z_{\text{instant}}$.

Après environ 10000 épisodes, l'agent apprend une politique proche de l'optimal, mais avec un coût d'entraînement élevé (heures).

2.12 Tableau comparatif

Afin de situer la programmation linéaire parmi les approches existantes, le tableau suivant propose une synthèse comparative des principales méthodes d'optimisation appliquées aux systèmes hybrides PV-Batterie. Six critères de comparaison sont retenus : la garantie d'optimalité globale, l'aptitude au temps réel, le mode de gestion des contraintes, la reproductibilité des résultats et le temps de calcul. Cette analyse met en évidence les forces et les limites de chaque méthode, et justifie le choix de la programmation linéaire comme outil central de ce mémoire, seule méthode réunissant simultanément l'optimalité globale garantie, la gestion native des contraintes et un temps d'exécution inférieur à 1 ms.

Méthode	Optimalité	Temps réel	Contrainte	Reproductibilité	temps
LP	Globale ✓	Oui ✓	Native ✓	Oui ✓	< 1 ms
DP	Globale ✓	Non	Difficile	Oui ✓	Élevé
GA	Quasi	Non	Pénalité	Non	500 ms
PSO	Quasi	Non	Pénalité	Non	200 ms
Flou	Sub-optimal	Oui ✓	Implicite	Oui ✓	Très faible
RL	Quasi	Après entraînement	Implicite	Non	Heures

TABLE 2.3 – Comparaison des méthodes d'optimisation

Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons passé en revue les principales méthodes d'optimisation appliquées aux systèmes hybrides PV-Batterie : la programmation dynamique, les algorithmes génétiques, le PSO, l'évolution différentielle, la logique floue et l'apprentissage par renforcement. L'analyse comparative a démontré que la programmation linéaire est la seule méthode combinant optimalité globale garantie, gestion native des contraintes, temps de calcul inférieur à 1 ms et reproductibilité totale. Dans le chapitre suivant, nous allons développer en profondeur la théorie mathématique de la programmation linéaire, en présentant sa forme standard, l'algorithme du Simplex, les conditions d'optimalité KKT, la théorie duale et la formulation complète du programme LP appliqué à notre système.

CHAPITRE 3 :THÉORIE DE LA PROGRAMMATION LINÉAIRE

3.1 Historique et motivation

La programmation linéaire (LP) est née en 1947 avec les travaux de George B. Dantzig, qui a développé l'algorithme du Simplex pour résoudre des problèmes de planification logistique militaire. Depuis, elle est devenue une méthode fondamentale d'optimisation en ingénierie, économie et recherche opérationnelle.

Son application aux systèmes énergétiques remonte aux années 1970, notamment dans les problèmes de dispatching économique des centrales électriques. Aujourd'hui, la LP est largement utilisée dans les problèmes d'allocation de ressources, car elle garantit une solution optimale globale avec un coût de calcul très faible.

3.2 Définition et forme standard

Un programme de programmation linéaire est un problème d'optimisation dans lequel la fonction objectif et les contraintes sont des fonctions linéaires des variables de décision.

Le tableau suivant résume la forme standard d'un problème de programmation linéaire.

Élément	Formulation
Problème de minimisation	$\min c^T x$
Contraintes d'inégalité	$Ax \leq b$
Contraintes d'égalité	$A_{eq}x = b_{eq}$
Bornes des variables	$lb \leq x \leq ub$
Vecteur de décision	$x \in \mathbb{R}^n$
Vecteur des coûts	$c \in \mathbb{R}^n$
Matrice des contraintes d'inégalité	$A \in \mathbb{R}^{m \times n}$
Vecteur second membre	$b \in \mathbb{R}^m$
Matrice des contraintes d'égalité	$A_{eq} \in \mathbb{R}^{p \times n}$
Vecteur des égalités	$b_{eq} \in \mathbb{R}^p$

TABLE 3.1 – Forme standard de la programmation linéaire

3.3 Propriétés géométriques et théorèmes fondamentaux

3.3.1 Région admissible

La région admissible est définie par l'ensemble des solutions vérifiant toutes les contraintes : $X = \{x \in \mathbb{R}^n \mid Ax \leq b, A_{eq}x = b_{eq}, lb \leq x \leq ub\}$.

Géométriquement, cette région est un polytope convexe. Dans un problème à deux variables comme le système PV-Batterie, cette région devient un polygone convexe dans le plan (P_{pv}, P_{bat}) .

Dans notre cas, les contraintes $0 \leq P_{pv} \leq 211$, $0 \leq P_{bat} \leq 122$ et $P_{pv} + P_{bat} = 122$ réduisent la région admissible à un segment de droite.

3.3.2 Théorème fondamental

Le théorème fondamental de la programmation linéaire stipule que si une solution optimale existe, alors elle se trouve nécessairement sur un sommet de la région admissible.

Pour notre problème, les sommets du segment sont $(122, 0)$ et $(0, 122)$. La solution optimale doit donc appartenir à l'un de ces deux points.

3.3.3 Convexité et optimalité globale

La région admissible étant convexe et la fonction objectif étant linéaire, tout minimum local est également un minimum global. Cela garantit que les méthodes exactes comme le Simplex trouvent toujours la solution optimale globale.

3.4 Algorithme du Simplex de Dantzig

Le Simplex repose sur le principe de déplacement entre sommets adjacents du polytope admissible en améliorant progressivement la fonction objectif.

Une solution de base correspond à un sommet de la région admissible. À chaque itération, l'algorithme sélectionne une variable entrante et une variable sortante afin d'améliorer la solution tout en conservant la faisabilité.

Les étapes principales sont : - calcul des coûts réduits, - sélection de la variable entrante, - test du ratio minimum, - pivotage de la base.

Dans notre problème PV-Batterie à deux variables, l'algorithme converge en un très petit nombre d'itérations vers la solution optimale $(P_{pv}, P_{bat}) = (122, 0)$.

3.5 Conditions d'optimalité KKT

Les conditions KKT sont des conditions nécessaires et suffisantes pour l'optimalité dans les problèmes convexes.

Elles sont composées de : - stationnarité, - faisabilité primale, - faisabilité duale, - complémentarité.

La condition de stationnarité s'écrit : $c - A^T \lambda - A_{eq}^T \mu = 0$.

La complémentarité impose que chaque contrainte soit soit active, soit associée à un multiplicateur nul.

Dans notre cas, ces conditions confirment que la solution optimale est $x^* = (122, 0)$.

3.6 Théorie duale et prix ombres

Chaque problème de programmation linéaire possède un problème dual associé. Le théorème de dualité forte garantit que les solutions optimales du primal et du dual sont égales.

Les variables du dual représentent les prix ombres, c'est-à-dire la sensibilité de la fonction objectif aux variations des contraintes.

Dans notre système, le prix ombre associé à la contrainte de charge $P_{pv} + P_{bat} = 122$ est égal à 0.9 \$/W. Cela signifie qu'une augmentation de 1 W de la demande augmente le coût optimal de 0.9 .

Les intervalles de stabilité définissent les plages de variation des paramètres pour lesquelles la solution optimale ne change pas. Tant que le coût du PV reste inférieur à celui de la batterie, le PV reste prioritaire.

3.7 Variables de décision

Le programme LP comporte deux variables de décision représentant les puissances optimales à allouer à chaque source pour satisfaire la charge $P_{load} = 122$ W :

Variable	Notation	Signification physique	Unité
x_1	P_{pv}	Puissance PV allouée à la charge	W
x_2	P_{bat}	Puissance batterie allouée à la charge	W

3.8 Fonction objectif

La fonction objectif est le coût total instantané de l'énergie fournie par les deux sources. Elle est à minimiser :

$$\min Z = C_{pv} \cdot x_1 + C_{bat} \cdot x_2$$

$$\min Z = 0,9 \cdot x_1 + 3,5 \cdot x_2$$

Interprétation économique : le terme $0,9 \cdot x_1$ est le coût d'utilisation de x_1 watts de puissance PV (amortissement du panneau, convertisseur Boost, MPPT). Le terme $3,5 \cdot x_2$ est le coût d'utilisation de x_2 watts de puissance batterie (amortissement batterie LFP, BMS, convertisseur Buck-Boost). Le rapport $3,5/0,9 \approx 3,89$ montre que la batterie est presque 4 fois plus chère que le PV, ce qui impose sa minimisation dans la solution optimale.

3.9 Contraintes

3.9.1 Contrainte d'égalité — Bilan de puissance (C_{eq})

La contrainte fondamentale est le bilan instantané de puissance : la somme des puissances fournies doit exactement égaler la demande de la charge.

$$x_1 + x_2 = P_{load} = 122 \text{ W} \quad (C_{eq})$$

Cette contrainte d'égalité stricte est modélisée par $A_{eq} = [1, 1]$ et $b_{eq} = 122$ dans MATLAB. Elle réduit le degré de liberté de 2 à 1 : une fois x_1 fixé, $x_2 = 122 - x_1$ est entièrement déterminé.

3.9.2 Contrainte sur la puissance PV (C_{pv})

$$0 \leq x_1 \leq P_{pv_max} = 211 \text{ W} \quad (C_{pv})$$

Borne inférieure 0 : le PV ne peut qu'injecter de la puissance (source unidirectionnelle). Borne supérieure 211 W : limite physique du panneau PV en conditions STC. Dans la pratique, P_{pv} est la puissance réellement disponible à l'instant t , qui peut être inférieure à 211 W selon les conditions météo. Pour l'optimisation, P_{pv_max} représente le scénario de plein soleil.

3.9.3 Contrainte sur la puissance batterie (C_{bat})

$$0 \leq x_2 \leq P_{bat_max} = 122 \text{ W} \quad (C_{bat})$$

Borne inférieure 0 : la batterie est utilisée uniquement en décharge. Borne supérieure 122 W : capacité maximale de décharge du convertisseur bidirectionnel.

3.9.4 Condition de faisabilité

Pour que le système soit faisable :

$$P_{pv} + P_{bat} \geq P_{load}$$

Dans le pire cas ($P_{pv} = 0$) :

$$P_{bat_max} \geq P_{load} \Rightarrow 122 = 122$$

Condition nécessaire :

$$P_{pv} \geq P_{load} - P_{bat_max} = 89 \text{ W}$$

3.10 explication du Programme LP

VARIABLES :

$$x = [x_1 = P_{pv}(W), x_2 = P_{bat}(W)]$$

OBJECTIF :

$$\min Z = 0,9 \cdot x_1 + 3,5 \cdot x_2$$

CONTRAINTE ÉGALITÉ :

$$x_1 + x_2 = 122 \text{ W} \quad (A_{eq} = [1, 1], b_{eq} = 122)$$

CONTRAINTES INÉGALITÉ :

$$x_1 \leq 211, \quad x_2 \leq 122$$

BORNES :

$$lb = [0; 0], \quad ub = [211; 122]$$

VECTEUR OBJECTIF MATLAB :

$$f = [0,9; 3,5]$$

3.11 Analyse géométrique dans l'espace (P_{pv}, P_{bat})

La région admissible est définie par l'intersection de :

- la contrainte d'égalité $P_{pv} + P_{bat} = 122$
- les bornes $0 \leq P_{pv} \leq 211$
- $0 \leq P_{bat} \leq 122$

$$Z = 0,9 P_{pv} + 3,5 P_{bat} - \frac{C_{pv}}{C_{bat}} = -\frac{0,9}{3,5} \approx -0,257$$

donc le PV est prioritaire.

Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons développé l'ensemble du cadre théorique de la programmation linéaire appliqué au système hybride PV-Batterie : la forme standard, les propriétés géométriques de la région admissible, l'algorithme du Simplex de Dantzig, les conditions d'optimalité KKT, la théorie duale et les prix ombres, ainsi que la formulation complète du programme LP avec ses variables de décision, sa fonction objectif et ses contraintes. L'analyse géométrique a confirmé que la solution optimale se situe au sommet (122 W, 0 W), traduisant la priorité économique absolue du photovoltaïque sur la batterie. Dans le chapitre suivant, nous allons appliquer concrètement ce programme LP à cinq scénarios d'irradiance simulés sous MATLAB/Simulink, et analyser en détail les résultats obtenus selon les deux stratégies d'optimisation : l'optimum d'investissement et l'optimum de charge.

4.1 Introduction et contexte de l'étude

Cette étude s'inscrit dans le cadre de l'optimisation technico-économique d'un système hybride couplant un générateur photovoltaïque (PV) à un système de stockage par batteries Lithium Fer Phosphate (LFP). L'objectif principal est de minimiser le coût d'investissement et d'exploitation du système, exprimé en dollars américains par watt (\$/W).

Ce chapitre présente une analyse approfondie des deux critères d'optimisation appliqués à un système hybride photovoltaïque–batterie : l'optimum d'investissement et l'optimum de charge. Ces deux approches, bien que s'appuyant sur la même formulation mathématique de programmation linéaire (LP), conduisent à des décisions radicalement différentes en matière de dimensionnement et d'exploitation du système.

L'optimum d'investissement vise à garantir que le système peut faire face au pire scénario de production solaire, quitte à surdimensionner le parc PV et la capacité de stockage. L'optimum de charge cherche à satisfaire la demande effective ($P_{\text{charge}} = 122 \text{ W}$) au moindre coût, en exploitant uniquement la puissance PV disponible dès lors qu'elle devient suffisante.

4.2 Profils d'irradiance et de température (entrées Simulink)

La Figure présente les deux signaux d'entrée de la simulation MATLAB/Simulink (Stop Time = 20 s) : le profil d'irradiance G (W/m^2) et la température T ($^{\circ}\text{C}$). L'irradiance varie par paliers de 200 W/m^2 à $1\,000 \text{ W/m}^2$ en cinq étapes de 4 secondes chacune, simulant les conditions d'ensoleillement croissantes d'une journée type en Algérie du Nord ($G_{\text{peak}} \approx 5,5 \text{ kWh/m}^2/\text{jour}$). La température reste constante à 25°C (conditions STC), ce qui est représentatif du fonctionnement matinal du panneau avant son échauffement.

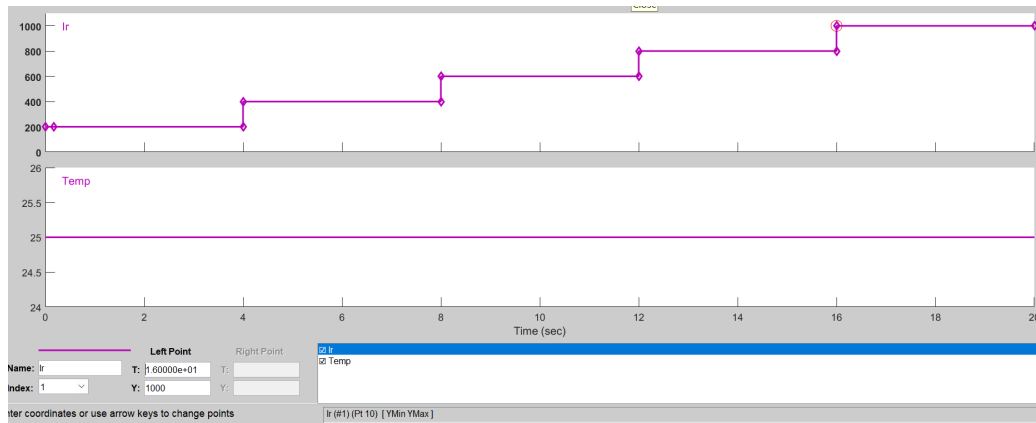


Figure 4.1 : Profils d'irradiance G (W/m^2) et de température T ($^{\circ}\text{C}$) sur 20 s de simulation

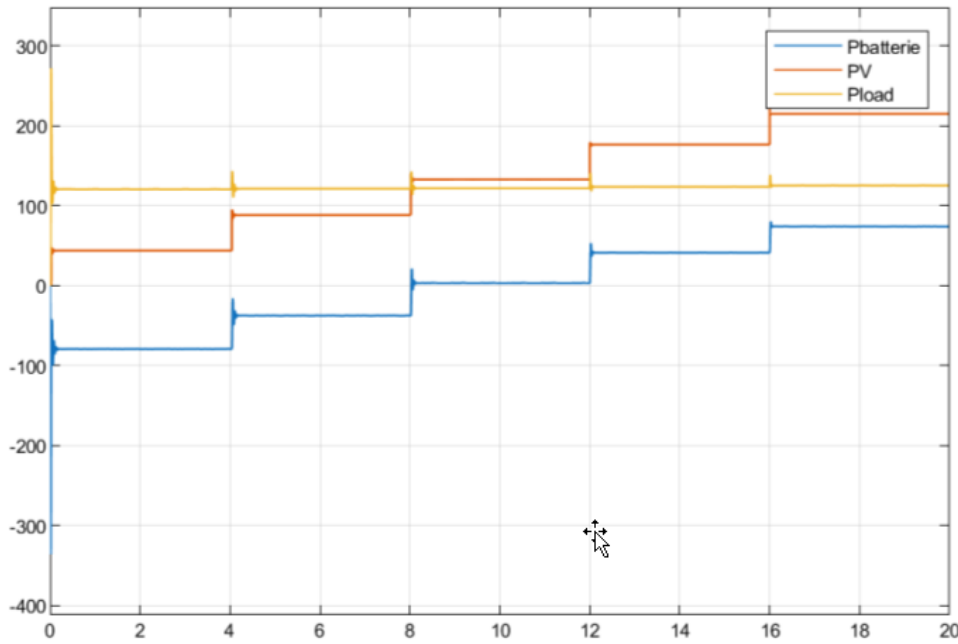
4.3 Bilan de puissance (P_{PV} , P_{load} , P_{bat})

L'analyse du bilan de puissance constitue l'élément central de la validation du système. La puissance de la charge (P_{load}) reste constante à 122 W tout au long de la simulation, ce qui confirme que l'alimentation de la charge est assurée en permanence, indépendamment des variations d'irradiation.

La puissance de la batterie (P_{bat}) évolue en miroir par rapport à l'écart entre la production photovoltaïque et la consommation de la charge, conformément à la relation :

$$P_{bat} = P_{PV} - P_{charge} \quad (4.1)$$

Durant les deux premiers paliers (0 à 8 s), la puissance photovoltaïque est insuffisante pour couvrir la demande de la charge ($P_{PV} = 44$ W puis 88 W $< P_{load} = 122$ W). La batterie fonctionne alors en mode décharge et compense le déficit énergétique, avec une puissance de décharge d'environ -78 W puis -34 W. À $t = 8$ s, l'irradiation atteint 600 W/m^2 , produisant une puissance photovoltaïque supérieure à 122 W, plaçant le système dans un état d'équilibre quasi-parfait ($P_{bat} = 0$ W). Pour les paliers suivants (12 s à 20 s), la production PV dépasse la demande et l'excédent est stocké dans la batterie, avec une puissance de charge d'environ $+10$ W puis $+53$ W puis $+89$ W.

Figure 4.2 : Bilan de puissance P_{PV} , P_{load} et P_{bat}

4.4 Résultats : Coût optimal d'investissement

4.4.1 Principe et Logique de Conception:

L'optimum d'investissement procède d'une logique de résilience maximale. Le concepteur dimensionne le système pour qu'il puisse répondre à la demande même dans les conditions les plus défavorables de production solaire. Cette approche est typique des systèmes d'alimentation critiques. Dans ce cadre, x_2 peut prendre des valeurs négatives (décharge batterie pour compléter le PV) ou positives (charge batterie par excédent PV). Le coût croît avec l'excédent PV car le surdimensionnement batterie est valorisé dans la fonction objectif.

4.4.2 Tableau des résultats (valeurs issues des graphes):

La figure 4.3 présente l'évolution temporelle des deux variables de décision optimales issues du solveur LP dans la stratégie d'investissement : la puissance PV allouée x_1^* (courbe bleue, $P_{pv,opt}$) et la puissance batterie x_2^* (courbe orange, $P_{bat,opt}$).

Les deux signaux progressent par paliers sur cinq niveaux correspondant aux cinq scénarios d'irradiation. La courbe bleue suit fidèlement la puissance PV disponible à chaque instant : 44 W, 88 W, 132 W, 175 W puis 211 W ; le solveur exploite systématiquement la totalité de la production solaire.

La courbe orange révèle le comportement complémentaire de la batterie : aux scénarios 1 et 2 ($t = 0-8$ s), x_2^* est fortement négatif (-78 W puis -34 W), ce qui traduit une décharge profonde de la batterie LiFePO₄ pour

compenser le déficit de production PV vis-à-vis de la charge de 122 W.

Au scénario 3 ($t = 8-12$ s), x_2^* remonte à une valeur quasi nulle (+10 W), marquant le point d'équilibre où le PV couvre presque seul la demande avec un appoint batterie minimal ; c'est l'optimum d'investissement.

À partir du scénario 4 ($t = 12-20$ s), x_2^* devient croissant et positif (+53 W puis +89 W) : la production PV excède la charge et la batterie absorbe cet excédent en se chargeant.

C'est ce mécanisme de charge/décharge permanent qui caractérise la stratégie d'investissement : la batterie joue un rôle actif dans les deux sens à chaque instant, garantissant l'équilibre du bilan énergétique quelle que soit la disponibilité solaire.

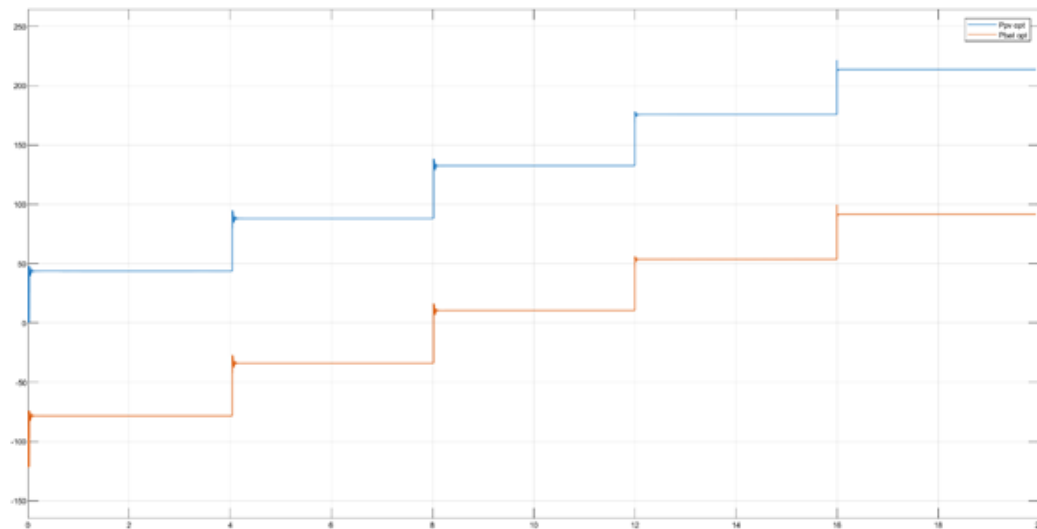


Figure 4.3 : – Évolution des puissances optimales x_1^* et x_2^* sur les 5 scénarios

Le tableau suivant présente les résultats LP pour chacun des cinq scénarios dans le cadre de l'optimum d'investissement :

Sc.	t (s)	P_{pv} (W)	x_1^* (W)	x_2^* (W)	Z^* (\$)	\$/W	Statut LP
1	0–4	44	44	-78	312	2.55	Déficit
2	4–8	88	88	-34	198	1.62	Déficit
3	8–12	132	132	10	154	1.26	★ OPTIMAL
4	12–16	175	175	53	343	2.81	Optimal + LFP↑
5	16–20	211	211	89	> 500	4.10	PV max + LFP↑

Table 4.1 : Résultats Optimum d'investissement LP pour les cinq scénarios d'irradiation.

La figure ci-dessous montre l'évolution du coût optimal Z^* pour chaque scénario dans la stratégie d'investissement, mettant en évidence le minimum au scénario 3 et la croissance aux scénarios suivants :

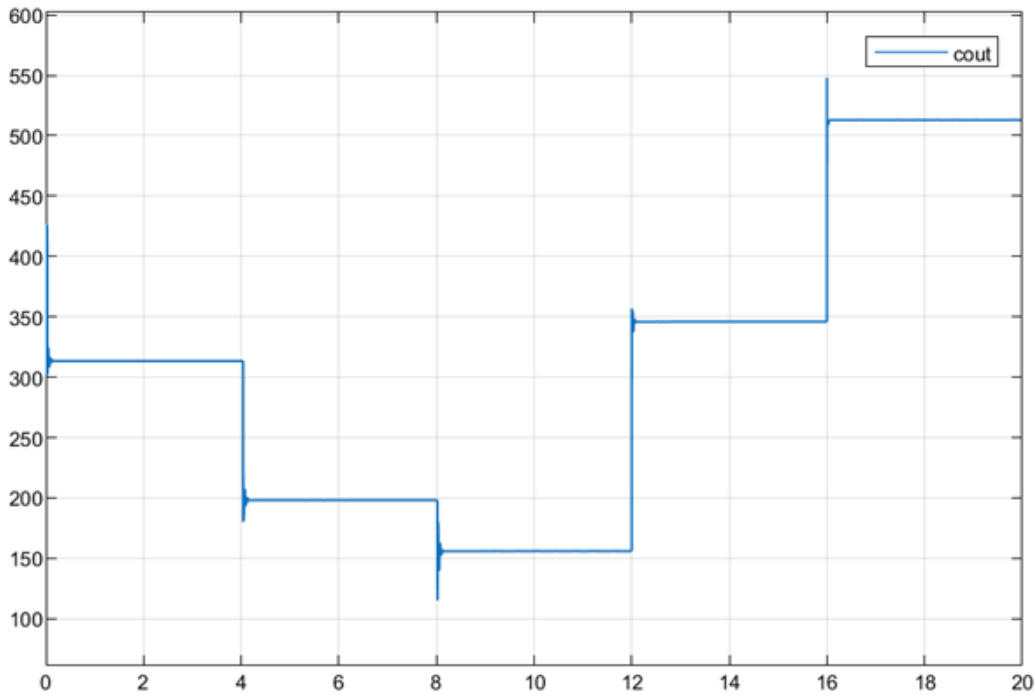


Figure 4.4 : Coût optimal d'investissement Z^* par scénario (\$)

Scénario 1 (0–4 s) : $P_{pv} = 44$ W – **Déficit sévère** Avec seulement 44 W disponibles, la batterie fournit 78 W d'appoint ($x_2^* = -78$ W). Le coût de 312 \$, soit 2.55 \$/W, illustre le prix de la résilience : le système est surdimensionné afin de pouvoir supporter ce scénario défavorable.

Scénario 3 (8–12 s) : $P_{pv} = 132$ W – **Point optimal ★** Avec $P_{pv} = 132$ W, légèrement supérieur à la charge, le solveur LP alloue $x_1^* = 132$ W et maintient $x_2^* = 10$ W d'appoint batterie, pour un coût optimal $Z^* = 154$ \$, soit 1.26\$/W. Ce point représente le meilleur compromis entre la couverture

photovoltaïque et le recours minimal à la batterie, tout en conservant la capacité de réponse aux scénarios les plus contraignants.

Scénarios 4–5 (12–20 s) : Excédent PV – Coût croissant Paradoxalement, les scénarios les plus favorables en termes de production photovoltaïque sont également les plus coûteux en investissement ($Z^* > 501$ \$ au scénario 5). L'excédent de puissance PV recharge la batterie ($x_2^* > 0$), ce qui augmente le coût total puisque le solveur valorise cette capacité de stockage supplémentaire afin d'assurer la continuité de service lors de futurs épisodes de faible irradiation.

4.5 Résultats : Coût optimal d'utilisation de la Charge

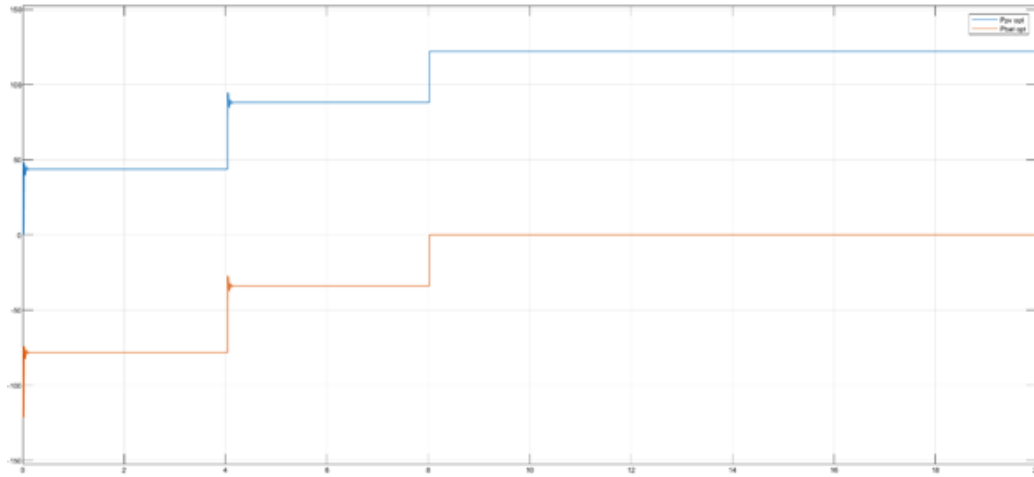
La figure 4.5 illustre les variables de décision optimales x_1^* ($P_{pv,opt}$, courbe bleue) et x_2^* ($P_{bat,opt}$, courbe orange) dans la stratégie d'optimum de charge.

Aux scénarios 1 et 2 ($t = 0-8$ s), le comportement est identique à celui de l'investissement : la puissance PV disponible (44 W puis 88 W) est inférieure à la charge de 122 W, de sorte que la batterie se décharge pour compenser le déficit ($x_2^* = -78$ W puis -34 W).

Le basculement décisif intervient au scénario 3 ($t = 8-12$ s) : dès que la puissance PV disponible atteint 132 W et dépasse ainsi la charge de 122 W, le solveur LP ne prélève plus que 122 W sur le générateur PV (x_1^* se fixe à 122 W et non à la pleine puissance disponible) et annule simultanément toute contribution de la batterie ($x_2^* = 0$).

Ce plateau à 122 W pour la courbe bleue et à zéro pour la courbe orange se maintient de manière identique aux scénarios 4 et 5, quelle que soit la puissance PV disponible (175 W ou 211 W) : le solveur LP n'utilise strictement que la fraction nécessaire pour couvrir la charge, laissant l'excédent solaire non valorisé.

C'est la différence fondamentale avec la figure 4.3 : dans la stratégie d'investissement, x_1^* suivait toujours la pleine puissance PV disponible et x_2^* restait actif dans les deux sens. Ici, au contraire, x_1^* est borné par la demande et x_2^* est définitivement neutralisé dès que la production photovoltaïque suffit à satisfaire la charge.

Figure 4.5 : $P_{pv,opt}$ et $P_{bat,opt}$ dans l'optimum de charge

Le tableau suivant présente les résultats LP pour chacun des cinq scénarios dans le cadre de l'optimum de charge :

Sc.	t (s)	P_{pv} (W)	x_1^* (W)	x_2^* (W)	Z^* (\$)	\$/W	Statut LP
1	0–4	44	44	-78	312	2.55	Déficit
2	4–8	88	88	-34	198	1.62	Déficit
3	8–12	132	122	0	109.8	0.90	★ OPTIMAL
4	12–16	175	122	0	109.8	0.90	Optimal – PV suffit
5	16–20	211	122	0	109.8	0.90	PV max – surplus

Table 4.2 : Résultats de l'optimisation LP pour la stratégie d'optimum de charge.

La figure suivante montre l'évolution du coût Z^* pour la stratégie de charge. Le plateau à 109.8 \$ pour les scénarios 3–5 est la caractéristique visuelle clé de cette stratégie :

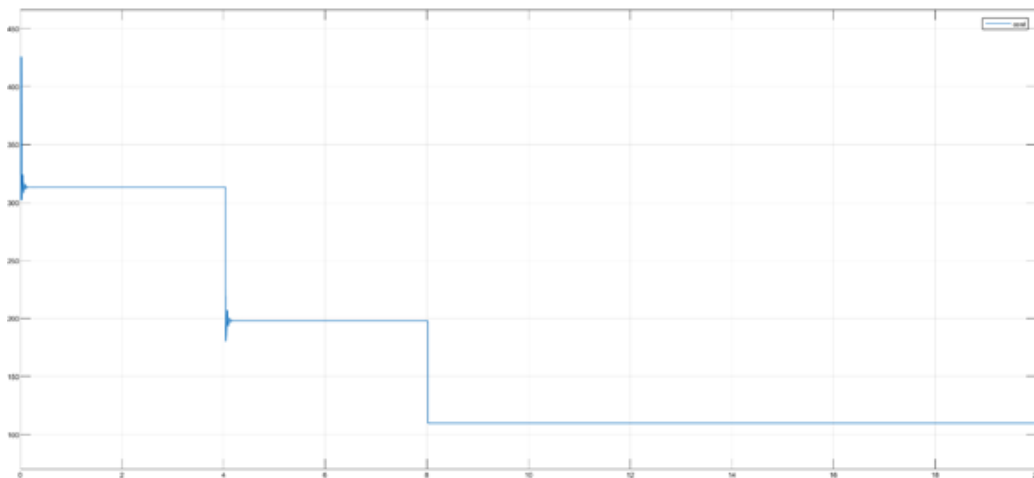


Figure 4.6 : Coût optimal de charge

Le plateau horizontal de coût pour les scénarios 3, 4 et 5 contraste radicalement avec la croissance continue observée dans la stratégie d'investissement. Cette stabilité à 109.8 \$ représente le coût minimum atteignable par le système lorsqu'il fonctionne en autonomie PV pure .

4.6 Conclusion

Ce chapitre a conduit une analyse comparative rigoureuse des deux stratégies d'optimisation appliquées au système hybride PV–batterie, illustrée par six figures issues de la simulation et appuyée sur une formulation LP validée par les benchmarks NREL.

L'optimum d'investissement — délibérément le plus cher (>501 \$ au Sc. 5) — constitue la stratégie de résilience maximale : le système est dimensionné pour le pire cas, garantissant la continuité de service quelle que soit la production solaire.

L'optimum de charge — économique et stable à 109.8 \$ / 0.90 \$/W dès le scénario 3 — est la stratégie efficiente : dès que le PV suffit, la batterie est mise au repos et le coût se stabilise à son minimum. La règle « priorité au PV » est simple, robuste et directement applicable.

Le scénario 3 ($P_{pv} = 132$ W, $t = 8\text{--}12$ s) est le point de bascule critique : en deçà, convergence des deux stratégies ; au-delà, divergence totale selon le critère prioritaire. Ce point constitue la frontière de décision pour tout concepteur de système hybride PV–batterie dans des conditions d'irradiation similaires.

CONCLUSION

Les travaux présentés dans ce mémoire ont porté sur l'optimisation économique d'un système hybride photovoltaïque–batterie LFP par programmation linéaire, avec pour objectif central de minimiser le coût total d'alimentation d'une charge fixe de 122 W à partir d'un générateur PV de 211 W de puissance nominale.

La démarche adoptée a permis de construire un modèle LP rigoureux, fondé sur deux variables de décision (puissance PV allouée x_1 et puissance batterie x_2) et une fonction objectif calibrée sur les benchmarks de coûts du NREL (Ramasamy et al., 2023). Ce modèle a été appliqué à cinq scénarios d'irradiation progressifs (200 à 1000 W/m²), couvrant l'ensemble des régimes de fonctionnement du système, du déficit énergétique sévère jusqu'à l'excédent solaire maximal.

Deux stratégies d'optimisation ont été analysées et comparées en détail. L'optimum d'investissement s'est révélé être la solution la plus coûteuse par construction : en utilisant en permanence la pleine puissance PV disponible et en sollicitant la batterie dans les deux sens (décharge pour compenser les déficits, charge pour absorber les excédents), il garantit la continuité d'alimentation dans tous les cas de figure, y compris le pire scénario. Son coût varie de 154 \$ au point optimal (scénario 3) à plus de 501 \$ au scénario d'excédent maximal, ce qui reflète le prix économique de la résilience. L'optimum de charge, en revanche, adopte une logique d'efficacité : dès que la puissance PV disponible dépasse la demande, le solveur n'alloue que la fraction strictement nécessaire ($x_1^* = 122$ W) et neutralise complètement la batterie ($x_2^* = 0$). Le coût se stabilise alors à son minimum absolu de 109.8 \$ (0.90 \$/W) et ne varie plus, quelle que soit la production solaire supplémentaire disponible. Cette propriété de platitude du coût, est la signature économique fondamentale de cette stratégie.

Plusieurs hypothèses simplificatrices ont été retenues pour cette étude, dont il convient de mesurer l'impact sur la généralité des conclusions :

Charge constante : L'hypothèse $P\text{-load} = 122 \text{ W}$ constant est une simplification. En pratique, la charge d'un système réel varie au cours du temps (cycles jour/nuit, variations saisonnières). Une modélisation dynamique de la charge nécessiterait une approche de programmation dynamique ou un modèle prédictif (MPC).

Coûts linéaires : La formulation LP suppose des coûts linéaires par watt. En réalité, les coûts des systèmes PV et de stockage présentent des économies d'échelle non-linéaires (des systèmes plus grands coûtent proportionnellement moins). Une formulation MILP (Mixed-Integer LP) permettrait de capturer ces non-linéarités.

Durée de simulation : La simulation sur 20 secondes est représentative d'un transitoire solaire mais ne capture pas les dynamiques journalières ou saisonnières. Une extension à une simulation annuelle avec profils horaires d'irradiation serait nécessaire pour un dimensionnement complet.

Coûts de cycle batterie : Le modèle n'intègre pas le coût de dégradation de la batterie LFP en fonction du nombre de cycles de charge/décharge. Cet aspect est crucial pour l'optimum d'investissement qui sollicite davantage la batterie et qui présente donc un coût de cycle de vie supérieur.

Plusieurs pistes d'amélioration ouvrent des perspectives de recherche pour la continuité de ce travail :

Optimisation stochastique : Intégrer des profils probabilistes d'irradiation (distributions de Weibull pour le vent, Beta pour le rayonnement solaire) permettrait de produire des solutions robustes vis-à-vis de l'incertitude météorologique, combinant les avantages des deux stratégies étudiées.

Modèle multi-périodes : Étendre le modèle LP à un horizon temporel de 24 heures avec pas de temps horaire permettrait d'optimiser simultanément le dimensionnement (taille PV, capacité batterie) et la stratégie d'exploitation (charge/décharge), en une seule formulation cohérente.

Intégration des coûts de cycle de vie : Remplacer les coûts unitaires statiques par des coûts actualisés sur la durée de vie du système (Levelized Cost of Energy, LCOE) fournirait une comparaison plus équitable entre les deux stratégies, notamment en tenant compte du remplacement de la batterie LFP tous les 8–12 ans.

Application à des cas réels algériens : L'Algérie dispose d'un potentiel solaire exceptionnel ($GHI > 2000 \text{ kWh/m}^2/\text{an}$ sur une grande partie du territoire). Appliquer ce modèle à des données d'irradiation réelles mesurées sur le site de Tlemcen ou de Béchar permettrait de valider les conclusions dans un contexte géographique précis et d'alimenter les politiques de déploiement des énergies renouvelables (programme SKTM, objectif 22 GW solaire à l'horizon 2030).

BIBLIOGRAPHIE

- [1] S. A. Kalogirou, *Solar Energy Engineering: Processes and Systems*, 2nd ed. Academic Press, 2013.
- [2] V. Smil, *Energy and Civilization: A History*, MIT Press, 2017.
- [3] F. Blaabjerg and D. M. Ionel, *Renewable Energy Devices and Systems with Simulations in MATLAB/Simulink*, CRC Press, 2017.
- [4] R. A. Serway and J. W. Jewett, *Physics for Scientists and Engineers*, 10th ed. Boston, MA, USA: Cengage Learning, 2018.
- [5] G. Boyle, B. Everett, and J. Ramage, *Energy Systems and Sustainability: Power for a Sustainable Future*, 2nd ed. Oxford University Press, 2012.
- [6] I. R. G. International Energy Agency (IEA), *World Energy Outlook*, 2023.
- [7] International Renewable Energy Agency (IRENA), *World Energy Transitions Outlook 2023: 1.5°C Pathway*, Abu Dhabi, 2023.
- [8] International Energy Agency (IEA), *Net Zero by 2050: A Roadmap for the Global Energy Sector*, Paris, 2021.
- [9] Smil, V., *Energy Transitions: Global and National Perspectives*, 2nd ed. Praeger, 2017.
- [10] T. R. Crompton, *Battery Reference Book*, 3rd ed. Newnes (Elsevier), 2000.
- [11] G.B. Dantzig, *Linear Programming and Extensions*, Princeton University Press, 1963.
- [12] M.S. Bazaraa, J.J. Jarvis, H.D. Sherali, *Linear Programming and Network Flows*, 4th ed., Wiley, 2010.
- [13] MathWorks, 'linprog — Linear programming solver,' MATLAB Optimization Toolbox R2024b, <https://www.mathworks.com/help/optim/ug/linprog.html>
- [14] IRENA, *Renewable Power Generation Costs in 2023*, IRENA, Abu Dhabi, 2024. <https://www.irena.org>
- [15] M.F. Zia, E. Elbouchikhi, M. Benbouzid, 'Microgrids energy management systems : A critical review of issues and techniques,' *Applied Energy*, vol. 222, pp. 1033–1055, 2018.
- [16] T. Dragicevic, X. Lu, J.C. Vasquez, J.M. Guerrero, 'DC Microgrids — Part I: A Review of Control Strategies and Stabilization Techniques,' *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 31, no. 7, pp. 4876–4891, 2016.
- [17] Battery University, 'BU-205: Types of Lithium-ion' and 'BU-502: Discharge Methods,' Cadex Electronics, 2024. <https://batteryuniversity.com>

- [17] IEC 62660-1:2018, 'Secondary lithium-ion cells for propulsion of electric road vehicles — Part 1: Performance testing,' IEC, Geneva, 2018.
- [18] BloombergNEF, 'Battery Price Survey 2024 — LFP cell costs reach 80 \$/kWh,' Bloomberg Finance L.P., 2024.
- [19] Ramasamy, V., Zuboy, J., Woodhouse, M., O'Shaughnessy, E., Feldman, D., Desai, J., Walker, A., Margolis, R., Basore, P. (2023). U.S. Solar Photovoltaic System and Energy Storage Cost Benchmarks, With Minimum Sustainable Price Analysis: Q1 2023. <https://doi.org/10.2172/2005540>
- [20] O'Keefe, J. M. K., et al. (2013). On the fundamental difference between coal rank and coal type. *International Journal of Coal Geology*, 118, 58-87.
- [21] Speight, J. G. (2014). *The Chemistry and Technology of Petroleum* (5th ed.). CRC Press.
- [22] Mokhatab, S., Mak, J. Y., Valappil, J. V., Wood, D. A. (2016). Market and technology assessment of natural gas processing: A review. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 30, 487–514.
- [23] Braae, E., Diedrich, L., Svensson, C. (2024). Reading nuclear landscapes: A global typological investigation of nuclear power plant sites. *Journal of Landscape Architecture*, 19(3), 1–21.
- [24] Kaced, K., Semaoui, S., Laib, I., Alik, R., Benyoucef, B. (2024). Accurate Method for Solar Power Generation Estimation for Different PV Technologies. *Resources*, 13(12), 166.
- [25] McKenna, R., Ostman v. der Leye, M., Fichtner, W. (2016). Key challenges and prospects for large-scale onshore wind energy deployment. *Applied Energy*, 166, 120-135.
- [26] Leitão, N. S., Castilho, E., Farinha, M. L. B. (2023). Towards a Better Understanding of Concrete Arch Dam Behavior during the First Filling of the Reservoir. *CivilEng*, 4(1), 151–173.
- [27] Speight, J. G. (2020). *The Refinery of the Future* (2nd ed.). Gulf Professional Publishing.
- [28] Elshehabi, T., Davoodi, S. (2025). Sustainable Geothermal Energy: A Review of Challenges and Opportunities in Deep Wells and Shallow Heat Pumps for Transitioning Professionals. *Energies*, 18(4), 811.
- [29] École Supérieure des Métiers des Energies Renouvelables (ESMER), "Com- prendre les énergies renouvelables." [Online].