



REPUBLIQUE DU BENIN

-----@-----

MINISTRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE
SCIENTIFIQUE (MESRS)

-----@-----

UNIVERSITE D'ABOMEY-CALAVI (UAC)

-----@-----

ECOLE POLYTECHNIQUE D'ABOMEY-CALAVI (EPAC)

-----@-----

CENTRE DE PERFECTIONNEMENT (CAP)

-----@-----

DEPARTEMENT DE GENIE ELECTRIQUE

-----@-----

**MEMOIRE DE FIN DE FORMATION POUR L'OBTENTION DU DIPLOME
D'INGENIEUR DE CONCEPTION / GRADE MASTER**

THEME :

**ÉTUDE ET MISE EN ŒUVRE D'UNE STRATÉGIE D'HYBRIDATION
AUTOMATISÉE POUR LA RÉDUCTION DE LA CONSOMMATION
SPÉCIFIQUE D'UN GROUPE ÉLECTROGÈNE : CAS DE LA SOCIÉTÉ
FIFA BÉNIN**

Rédigé et soutenu par :

AHISSIN Jules

Le 17 Avril 2026

Sous la direction de :

Pr AGBOMAHENA B. Macaire Enseignant-Chercheur à l'EPAC/UAC

MEMBRES DE JURY

Président : Dr (MC) CHETANGNY Patrice, Enseignant à l'EPAC/UAC

Membre : 1°) Pr AGBOMAHENAN Macaire, Maître de Mémoire

2°) Dr (MC) SANYA Max Fréjus, Enseignant à l'EPAC

3°) Dr (MA) ZOGBOCHI Victor, Enseignant à l'EPAC

Année académique : 2025-2026

i

REPUBLIQUE DU BENIN

-----@-----

MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE
SCIENTIFIQUE (MESRS)

-----@-----

UNIVERSITE D'ABOMEY-CALAVI (UAC)

-----@-----

ECOLE POLYTECHNIQUE D'ABOMEY-CALAVI (EPAC)

-----@-----

CENTRE DE PERFECTIONNEMENT

-----@-----

DEPARTEMENT DE GENIE ELECTRIQUE (GE)

-----@-----

DIRECTEUR :

Dr Victorien Tamègnon **DOUGNON**
(Maître de Conférences des Universités du CAMES)

DIRECTRICE ADJOINTE :

Dr Chakirath Folakè Arikè **SALIFOU**
(Chargé des affaires académiques)
(Maître de Conférences des Universités du CAMES)

CHEF DE DEPARTEMENT :

Dr Patrice Koffi **CHETANGNY**
(Maître de Conférences des Universités du CAMES)
Année Académique 2025-2026

LISTE DES ENSEIGNANTS AYANT INTERVENUS DE 2021-2025

NOM	PRENOMS	MATIERES ENSEIGNEES
FIFATIN	François-Xavier	Electronique de puissance Electricité générale
HOUNGAN	Théophile	Asservissement et régulation Modélisation des machines électriques
AGBOMAHENA	Macaire	Energie et Environnement
AZA-GNANDJI	Morel	Automatisme
KIKI	Probus	Projet en tutorat
D'ALMEIDA	Renaud	Traitement de signal Technologie générale
SINMENOUE	Dagbégnon	Base et contrôle de qualité
YOVO	Mahudjro	Initiation à la recherche scientifique
ZOGBOCHI	Victor	Commande des actionneurs par convertisseur
CHETANGNY	Patrice K.	Dynamique et protection des réseaux électriques ; Machines électriques ; Compatibilité électromagnétique
NOUNANGNONHOU	C. Téléspore	Electricité Industrielle
DIDAVI	Audace	Capteurs et Instrumentation
NOUNAGNON	M. Maximin	Microprocesseurs et Interfaces
ASSAN	Todéman	Energie renouvelable
AGUEMON	D. Pierre	Electronique de puissance avancée
MIAVOA	Ferdinand	Matlab
OLOULADE	Arouna	Production, Transport et Distribution de l'énergie électrique
ISSIAKO	Faras	Magnétisme
AMOUSSA	Carmel	Télégestion des réseaux électriques

IN MEMORIUM

Je dédie ce travail, en signe de profonde reconnaissance, à l'Éternel Dieu Tout-Puissant, source de force, de sagesse et de persévérance tout au long de ce parcours et surtout à ma mère Cécile AHOSSIN et à mon père AGONVONON AHISSIN Dominique.

Recevez depuis l'Au-delà, à travers ce modeste travail, l'expression de ma profonde et éternelle gratitude.

DEDICACE

A

Mon épouse Jacqueline DEGAN ainsi que mes enfants Exaucée, Aéla, Aélyls et Océane AHISSIN, pour leur soutien moral et leur patience tout au long de ce parcours.

REMERCIEMENTS

Je tiens à exprimer ma profonde gratitude à l'ensemble des personnes qui ont contribué, de près ou de loin, à la réalisation de ce travail scientifique. Nous voudrions particulièrement remercier :

- le Directeur de l'EPAC, Dr (MC) Victorien Tamègnon DOUGNON, ainsi que la Directrice Adjointe de l'EPAC, Dr (MC) SALIFOU Chakirath Folakè Arikè, pour leur soutien institutionnel ;
- le Chef CAP, Professeur Fidèle Paul THOBO, pour ses orientations et ses conseils ;
- le Responsable division formation continue, Docteur (MC) Max Fréjus O. SANYA,
- le Chef Département Génie Electrique, le Docteur (MC) Patrice Koffi CHETANGNY ;
- le Professeur Marcaire Bienvenu AGBOMAHENA, maître de mémoire, pour avoir accepté de diriger ce travail et pour la qualité de son encadrement académique ;
- Dr (MA) Victor ZOGBOCHI, notre encadreur, pour son soutien constant, ses apports scientifiques, sa disponibilité et le temps qu'il a consacré à l'accompagnement de ce travail malgré ses multiples occupations ;
- l'ensemble des enseignants du Département de Génie Électrique, pour la qualité des enseignements dispensés et leurs précieux conseils ;
- mon tuteur de stage, Ingénieur Brahiman KONE, formateur Advance EPG Caterpillar du groupe NEEMBA ;
- l'Ingénieur Gaëtan ZOUNGBEDE pour leur accompagnement professionnel et leur encouragement ;
- mes frères et sœurs Baudouin, Charlemagne, Sylvain, Ernest, Nicole et Élisabeth AHISSIN AGONVONON, pour leur présence et leur soutien indéfectible ;
- à madame MIGAN Antoinette, Aurel, Pascal, Macaire, Mireille, ainsi que AGBODOSSINDJI Bruno, pour leur accompagnement et leur appui précieux dans l'aboutissement de ce travail ;
- mes amis GBEDAGBA Jacques et ZONLON Claude, pour leurs conseils et leurs

encouragements ;

- mes collègues de service de NEEMBA BÉNIN CAT : CHEOU Maxime, KPODEZIAOU Calixte, Nathan HOUNYE, KPODJEDO GBDJI Sylvestre, SOSSOU Léon, SETTIN César, Da COSTA Carlos Gildas, pour leur appui et leur soutien au quotidien ;
- nos camarades de promotion, en particulier Éloge Brice BOCO, Romuald Vignon KIKI, Achille EZIN, Harold SOGBO et Christ DOSSOU, pour la collaboration et les moments précieux partagés ;
- mes amis du groupe de sport AJES, pour leur soutien permanent et leur fraternité en particulier AVOSSE Jaurès, BOSSOU Arno et AMOUSSOU Gaston.

LISTE DES ABRÉVIATIONS, ACRONYMES ET SIGLES

AC	:	Alternating Current
AVR	:	Automatic Voltage Regulator
BESS	:	Battery Energy Storage System
BT	:	Basse Tension
CAES	:	Compressed Air Energy Storage
DC	:	Direct Current
DoD		Depth of Discharge
ECM	:	Engine Control Module
EMCP	:	Engine Monitoring and Control Panel
EMS	:	Energy Management System
F C	:	Facteur de Charge
FWES	:	Flywheel Energy Storage (Stockage d'énergie par volant d'inertie)
GE		Groupe Electrogène Diésel
HFC	:	Hydrogen Fuel Cell (Pile à combustible à hydrogène)
HT	:	Haute Tension
HTA		Haute Tension Catégorie A
Li-ion		Lithium-Ion Battery (Batterie lithium-ion)
LTES		Latent Thermal Energy Storage (Stockage thermique latent)
Metal-air		Metal-Air Battery (Batterie métal-air)
MEUI	:	Mechanical Electronic Unit Injector
MPC	:	Model Predictive Control
NaS	:	Sodium-Sulfur Battery (Batterie sodium-soufre)
Ni-Based		Nickel-Based Batteries (Batteries à base de nickel)
PbA	:	Lead-Acid Battery (Batterie plomb-acide)
PHS	:	Pumped Hydro Storage (Stockage hydraulique pompage-turbinage)
RMS	:	Root Mean Square
SBEE		Société Béninoise D'énergie Electrique
SCES	:	Supercapacitor Energy Storage (Stockage par supercondensateurs)
SIS	:	Service Information System
SMES	:	Superconducting Magnetic Energy Storage
SoC		State of Charge
STES	:	Sensible Thermal Energy Storage (Stockage thermique sensible)
TCES	:	Thermochemical Energy Storage (Stockage thermochimique)

LISTE DES SYMBOLES ET UNITÉS DE MESURES

GRANDEURS	UNITÉS	DESIGNATIONS
Tension	V	Volt
	kV	Kilo Volt
Energie	kWh	Kilo Watt Heure
	MWh	Mégawattheure
Puissance Active	kW	Kilowatt
Puissance Apparente	kVA	Kilo Volt Ampère
Tension	V	Volt
Intensité	A	Ampère
Volume	L	Litre
Débit	L/H	Litre par heure
Temps	s	Seconde
	H	Heure

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1.1 : Avantages et limites des groupes électrogènes diesel [5]	12
Tableau 1.2 : Coûts par kilowattheure d'énergie, de puissance, d'opération et de maintenance des TSE sélectionnés [17].....	21
Tableau 1.3 : Bilan comparatif des caractéristiques techniques, économiques et environnementales des TSE [18][19].	23
Tableau 1.4 : Principales approches de gestion automatisée de l'énergie dans les EMS [23], [24]	29
Tableau 2.1 : Principales caractéristiques du groupe électrogène CAT de E.T.E.....	34
Tableau 2.2 : Récapitulatif de la consommation mensuelle – Janvier à Juin 2025	34
Tableau 2.3 : Facteur de charge actuel du moteur - Moteur C18 du GE ELM05803 [26].	38
Tableau 2.4 : Récapitulatif des données issues de l'ECM moteur et de l'analyseur de réseau.....	45
Tableau 2.5 : Caractéristiques de la solution retenue	46
Tableau 2.6 : Caractéristiques de vie du système BESS [27], [28].....	46
Tableau 2.7 : Récapitulatif des caractéristiques du BESS [27].....	49
Tableau 3.1 : Récapitulatif du dimensionnement énergétique du système à BESS	72
Tableau 3.2 : Analyse de la charge du BESS selon le niveau de charge du GE et de l'usine	74
Tableau 3.3 : Analyse de la décharge du BESS et gains énergétiques et économiques selon le taux de charge de l'usine	75
Tableau 3.4 : Récapitulatif économique des phases de charge et de décharge du BESS ...	76
Tableau 3.5 : Estimation du coût d'investissement du système hybride GE–BESS	77
Tableau 3.6 : Indice de rentabilité du système hybride avec et sans EMS sur 6000 cycles	78

LISTE DES FIGURES

Figure 1.1 : Différentes parties du Groupe Electrogène Diesel C18-635 [1], [2]	6
Figure 1.2 : Système d'injection de type MEUI (Mechanical Electronic Unit Injector).....	7
Figure 1.3 : Composition du calculateur [1].....	8
Figure 1.4 : Circuit de contrôle des injections de carburant [3]	8
Figure 1.5 : Principe de fonctionnement de l'alternateur [1].....	9
Figure 1.6 : Fonctionnement de la régulation de tension [1].....	10
Figure 1.7 : Schéma de régulation de la production énergétique [4].....	11
Figure 1.8 : Partie contrôle et commande du Groupe.....	12
Figure 1.9 : Classification des systèmes d'énergie hybrides [6]	13
Figure 1.10 : Classification des technologies de stockage par forme d'énergie [7].....	15
Figure 1.11 : Principe de fonctionnement d'un accumulateur électrochimique [9]	16
Figure 1.12 : Chimie des batteries sodium-soufre : (a) lors de la décharge et de la charge, (b) vue du design tubulaire de la batterie Na-S, et (c) prototype de la batterie Na-S. [15].	19
Figure 1.13 : Système de batterie à flux redox au vanadium [16].....	20
Figure 1.14 : Gestion de l'énergie dans les unités de réseaux hybrides [21].....	25
Figure 1.15 : Stratégies de commande appliquées aux Systèmes de Gestion de l'Energie [22]	26
Figure 2.1 : Consommation en carburation du groupe électrogène ELM05803	35
Figure 2.2 : Répartition des coûts d'exploitation du groupe (Janvier – Juin 2025)	36
Figure 2.3 : Consommation énergétique – Janvier à Juin 2025.....	37
Figure 2.4 : Répartition de charges par source – Janvier à Juin 2025	37
Figure 2.5 : Architecture de l'installation SBEE, GE, BESS et EMS.....	63
Figure 2.6 : Graphe des courants – Analyseur de réseau C.A.8335	42
Figure 2.7 : Graphe de la puissance active de la charge de l'usine – Analyseur de réseau	43
Figure 2.8 : Graphe des puissances apparentes – Analyseur de réseau C.A.8335	43
Figure 2.9 : Facteur de puissance issu de l'analyseur de réseau.....	44
Figure 2.10 : Impact (théorique) des cycles sur la durée de vie des BESS	47
Figure 2.11 : Conteneur de batteries LiFePO4 modulaires pour stockage d'énergie.....	49
Figure 3.1 : Évolution de la consommation de carburant en fonction du taux de charge ..	56
Figure 3.2 : Relation de consommation en fonction de la puissance active.....	57

Figure 3.3 : Logigramme de gestion énergétique du système EMS pour la coordination Réseau – Groupe électrogène – BESS.....	60
Figure 3.4 : Graphe de l'évolution temporelle des puissances des sources SBEE, GE et BESS sous la gestion du système EMS	61
Figure 3.5 : Evolution de l'état de charge du système de BESS suivant les différentes phases de fonctionnement	62
Figure 3.6 : Architecture de l'installation SBEE, GE, BESS et EMS	65
Figure 3.7 : Schéma de simulation du système hybride : GE+BESS(stockage+ AC DC AC +filtre) - USINE.....
.....	Erreur ! Signet non défini.
Figure 3.8 : Graphes Tension et Courants à l'entrée du système – sortie GE	67
Figure 3.9 : Tension du bus DC	68
Figure 3.10 : Tension alternative en sortie de l'onduleur	69
Figure 3.11 : Tension alternative zoomée en sortie de l'onduleur	69
Figure 3.12 : Tension de sortie – aux bornes de la charge.....	70
Figure 3.13 : Graphe du courant de charge de l'usine.....	70
Figure 3.14 : Déphasage courant-tension de la charge de l'usine	71
Figure 3.15 : Tension et Courants à la sortie du GE – application du système de stockage et de l'usine	71
Figure 3.16 : Amélioration du système énergétique par l'intégration du BESS.....	79
Figure A.1 : Temps contre Régime et Facteur de charge du moteur - Moteur C18	88
Figure A.2 : Performances techniques de Groupe	88
Figure A.3 : Performances liées à la consommation du fuel en fonction du taux charge... ..	88
Figure A.4 : Groupe électrogène Caterpillar 660 kVA exploité par Fifa Bénin	89
Figure A.5 : Transformateur poste 400 kVA du réseau de la SBEE	89
Figure A.6 : Devis du Système de stockage de l'énergie de la société SUNPAL	90
Figure A.7 : Armoire inverseur Normal-Secours de 1000 Ampère	90
Figure A.8 : Graphe de l'évolution des puissances des sources par sous la gestion du système EMS.....	91

RESUME

Dans un contexte marqué par l'irrégularité de l'alimentation électrique et la forte dépendance des industries aux groupes électrogènes, la maîtrise des coûts énergétiques constitue un enjeu majeur pour la compétitivité des entreprises. Le présent mémoire porte sur l'optimisation du coût d'exploitation énergétique d'une installation industrielle à travers l'intégration d'un système hybride associant un groupe électrogène diesel à un système de stockage d'énergie par batteries lithium (BESS), piloté par un système de gestion de l'énergie (EMS). La méthodologie adoptée repose sur l'analyse du système énergétique existant, la détermination du profil réel de charge de l'usine et le dimensionnement d'un système BESS adapté aux besoins énergétiques. Des simulations réalisées sous Matlab/Simulink ont permis d'évaluer les performances énergétiques et économiques du système avant et après l'intégration de l'EMS.

Les résultats obtenus montrent une amélioration significative des performances du système hybride. L'étude économique indique qu'un profit unitaire pouvant atteindre 191 365,9 FCFA par cycle est obtenu avec EMS, contre 189 569,9 FCFA sans EMS. Sur une durée de vie estimée à 6000 cycles, les profits cumulés atteignent 1 148 195 193 FCFA avec EMS. L'investissement total du système est estimé à 81 076 982 FCFA, avec un indice de rentabilité maximal de 14,16, confirmant la rentabilité du projet.

Par ailleurs, la réduction de la consommation de carburant du groupe électrogène permet des économies pouvant dépasser 314 902 FCFA par cycle, avec des gains cumulés estimés à plus de 1 889 414 010 FCFA sur la durée de vie du système. L'intégration du système hybride GE-BESS piloté par EMS constitue ainsi une solution fiable et économiquement rentable permettant d'optimiser les coûts d'exploitation énergétique.

Mots-clés : groupe électrogène, BESS, EMS, stockage d'énergie, rentabilité.

ABSTRACT

In a context characterized by irregular power supply and strong dependence on diesel generators in industrial facilities, controlling energy operating costs has become a major challenge for maintaining industrial competitiveness. This study focuses on the optimization of energy operating costs through the integration of a hybrid energy system combining a diesel generator with a Battery Energy Storage System (BESS), controlled by an Energy Management System (EMS). The adopted methodology involved analyzing the existing energy system, determining the actual load profile of the industrial facility, and optimally sizing a BESS according to the identified energy requirements. Simulations were carried out using Matlab/Simulink to evaluate the technical and economic performance of the system before and after the integration of the EMS.

The obtained results show a significant improvement in both energy and economic performance of the hybrid system. The economic analysis indicates that a unit profit of up to 191,365.9 FCFA per cycle is achieved with the EMS, compared to 189,569.9 FCFA without EMS. Over an estimated lifetime of 6000 cycles, the cumulative profits reach 1,148,195,193 FCFA with EMS. The total investment cost of the hybrid system is estimated at 81,076,982 FCFA, with a maximum profitability index of 14.16, confirming the strong economic viability of the project.

Furthermore, the reduction in diesel fuel consumption leads to savings exceeding 314,902 FCFA per cycle, with cumulative gains estimated at more than 1,889,414,010 FCFA over the system lifetime. The integration of the GE-BESS hybrid system controlled by EMS therefore represents a reliable and economically profitable solution for optimizing energy operating costs and improving power supply reliability in industrial installations.

Keywords: diesel generator, BESS, EMS, energy storage, benefit.

CONTEXTE – PROBLÉMATIQUE

Au Bénin, l'accès fiable à l'électricité demeure un enjeu majeur pour le développement socio-économique. Le pays est confronté à une offre énergétique encore insuffisante, particulièrement dans les zones industrielles isolées. Face aux limitations du réseau national, notamment en termes de capacité et de stabilité, de nombreuses entreprises se tournent vers des solutions alternatives pour assurer leur autonomie énergétique.

Malgré les efforts à divers niveaux de la chaîne d'approvisionnement en énergie électrique, la qualité de l'énergie fournie reste instable, surtout dans les zones éloignées des centres urbains. Des variations fréquentes de tension et de fréquence y sont observées, en particulier dans certaines zones industrielles. Ces fluctuations représentent un danger réel pour les équipements sensibles des unités de production : arrêts intempestifs de machines, dérèglement des systèmes automatisés, surchauffe ou vieillissement prématuré des composants. Par mesure de précaution, des industries, telles que la société FIFA Bénin, ont opté pour un fonctionnement quasi-permanent sur groupe électrogène, malgré les coûts associés.

Les groupes électrogènes diesel demeurent aujourd'hui une solution couramment utilisée pour pallier les défaillances du réseau. Toutefois, leur fonctionnement prolongé entraîne une consommation spécifique élevée de carburant, une maintenance régulière ainsi qu'une pollution sonore et atmosphérique importante. En réponse à ces limites, la recherche scientifique s'oriente vers des approches hybrides visant à associer les groupes électrogènes à des sources d'énergie de stockage ou renouvelable, telles que les batteries, afin d'optimiser leur utilisation. Cette hybridation permet non seulement de réduire le temps de fonctionnement du groupe électrogène, la consommation de carburant, l'utilisation en sous charge du moteur diesel mais aussi d'améliorer la fiabilité, la qualité de l'alimentation électrique.

Des études antérieures, comme celle de Abdallah Brahim [4] puis celle de J. Niedzialkowski [6], ont proposé différentes configurations de systèmes hybrides combinant diesel, batteries, voire panneaux photovoltaïques, avec des résultats variables selon le contexte. La plupart de ces recherches portent sur des sites ruraux ou résidentiels, ou encore sur des micro-réseaux photovoltaïques, avec peu d'applications concrètes à des sites industriels fonctionnant

exclusivement au diesel. Par ailleurs, ces travaux intègrent rarement une commande automatisée dédiée à l'optimisation dynamique du système en fonction des besoins réels.

C'est dans ce contexte que s'inscrit la présente étude. Elle vise à concevoir une stratégie d'hybridation automatisée combinant groupe électrogène et batteries de stockage, dans un cadre industriel béninois réel. La démarche se concentre sur le cas de la société FIFA Bénin, dont l'unité de production dépend beaucoup plus d'un groupe électrogène.

HYPOTHÈSES D'ÉTUDE

L'intégration d'un système hybride diesel-batteries automatisée, permet de réduire la consommation spécifique en temps de fonctionnement et en carburant d'un groupe électrogène dans un site industriel.

OBJECTIFS DU TRAVAIL

Objectif Général :

Mettre en œuvre une stratégie d'hybridation automatisée du groupe électrogène de la société FIFA Bénin, en intégrant un système de stockage par batteries et une gestion optimisée de l'énergie, afin d'améliorer la performance énergétique de son unité industrielle.

Objectifs Spécifiques :

1. Analyser le profil de consommation énergétique du site industriel de la société FIFA.
2. Dimensionner une configuration hybride diesel-batteries adaptée aux besoins du site.
3. Optimiser le fonctionnement du groupe électrogène.
4. Simuler le système et relever ses performances énergétiques et économiques.

CHAPITRE I : REVUE BIBLIOGRAPHIQUE

Introduction 4

1.1. Les groupes électrogènes..... 4

1.2. L'hybridation énergétique..... 13

1.3. technologies de stockage d'énergie 14

1.4. Les systèmes de gestion automatisée de l'énergie 24

Conclusion..... 30

INTRODUCTION

Face à la croissance des besoins énergétiques des unités industrielles et aux contraintes liées au fonctionnement prolongé des groupes électrogènes diesel, de nouvelles approches technico-économiques sont explorées pour améliorer l'efficacité énergétique. L'hybridation des sources d'énergie et l'introduction de systèmes de gestion automatisée représentent aujourd'hui des solutions prometteuses pour réduire le temps de fonctionnement, la consommation spécifique de carburant tout en assurant la fiabilité de l'alimentation électrique.

Ce chapitre présente les fondements théoriques et les avancées scientifiques sur lesquels s'appuie la présente étude. Il est structuré autour de quatre axes : les groupes électrogènes diesel, l'hybridation énergétique, les systèmes de gestion automatisée, et les outils de simulation utilisés.

1.1. LES GROUPES ELECTROGENES

1.1.1. Principe de fonctionnement

C'est une machine de production d'énergie électrique, utilisée en production dans des lieux dépourvus d'électricité ou faiblement, soit en secours pour des pertes de réseaux plus ou moins fréquentes. Les hôpitaux, les sites isolés (comme les mines) et d'autres industries l'utilisent car ils reposent sur une source stable d'énergie.

Il fonctionne selon le principe de la conversion d'énergie : l'énergie chimique du carburant (gasoil) est d'abord transformée en énergie mécanique par un moteur à combustion interne, puis en énergie électrique grâce à un alternateur.

Le moteur diesel génère un mouvement de rotation par la combustion du carburant dans les cylindres. Cette rotation entraîne l'axe du rotor de l'alternateur. Le rotor, en tournant à l'intérieur du stator, crée un champ magnétique variable, ce qui induit une tension alternative selon la loi de Faraday. Cette tension est ensuite régulée par un régulateur automatique (AVR) pour garantir une tension stable adaptée aux équipements électriques.

Les groupes électrogènes sont essentiellement équipés des éléments suivants :

- Moteur diesel : assure la production de l'énergie mécanique.
- Alternateur : convertit l'énergie mécanique en énergie électrique.

- Régulateur de tension (AVR) : stabilise la tension de sortie.
- Système de refroidissement : contrôle la température du moteur.
- Système de lubrification : réduit les frottements et l'usure.
- Système de démarrage : généralement électrique ou manuel.
- Réservoir de carburant : assure l'autonomie de fonctionnement.
- Armoire de commande : permet de surveiller les paramètres (tension, fréquence, intensité, heures de marche, etc.).

Il est constitué généralement d'un moteur Diesel, un alternateur et un système de commande.

La figure 1.1 montre la constitution d'un groupe électrogène Diesel C18-635 [1]



Figure 1.1 : Différentes parties du Groupe Electrogène Diesel C18-635 [1], [2]

1.1.2. Moteur thermique (Cas Moteur CAT C18)

Le CAT C18 est un moteur diesel 6 cylindres en ligne, turbo-alimenté avec refroidissement par échangeur air/air, conçu pour offrir un couple élevé à bas régime, une grande fiabilité et une efficacité énergétique notable.

Le moteur C18 fonctionne selon le cycle à quatre temps (cycle de Beau de Rochas) :

1. **Admission** : La soupape d'admission s'ouvre et d'échappement se ferme. Le piston descend, créant une dépression qui fait entrer un mélange d'air (frais) dans le cylindre via la soupape d'admission.
2. **Compression** : La soupape d'admission et d'échappement sont fermées. Le piston remonte et comprime l'air. La température monte fortement (400 à 600 °C).
3. **Injection et combustion** : La soupape d'admission et d'échappement reste fermée. Le carburant s'enflamme spontanément au contact de l'air chaud comprimé.
4. **Échappement** : La soupape d'admission reste fermée et l'échappement s'ouvre. Les gaz brûlés sont évacués par la soupape d'échappement lorsque le piston remonte.

Ce moteur est équipé d'un système d'injection de type MEUI (*Mechanical Electronic Unit Injector*), un dispositif dans lequel l'injection est pilotée électroniquement par un calculateur, mais où la pression d'injection du carburant est générée au niveau de chaque injecteur à partir du culbuteur sur l'injecteur pompe. Il est illustré à la figure 1.2

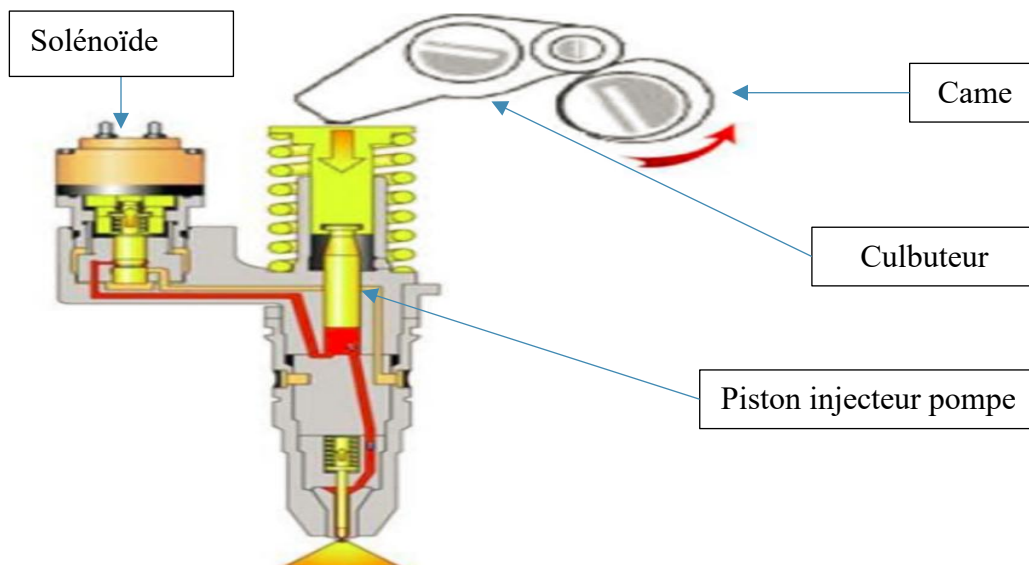


Figure 1.2 : Système d'injection de type MEUI (Mechanical Electronic Unit Injector)

Le système MEUI permet d'optimiser les performances du moteur en combinant la puissance de mécanique avec la précision de l'électronique, en particulier dans les phases critiques de l'injection. Chaque injecteur est commandé individuellement par l'ECM (*Engine Control Module*), le cerveau électronique du moteur, qui centralise toutes les informations issues des capteurs, les analyse, et ajuste en temps réel le fonctionnement global du moteur. Les figures 1.3 et 1.4 montrent respectivement la composition du calculateur et du circuit de contrôle des injections de carburant

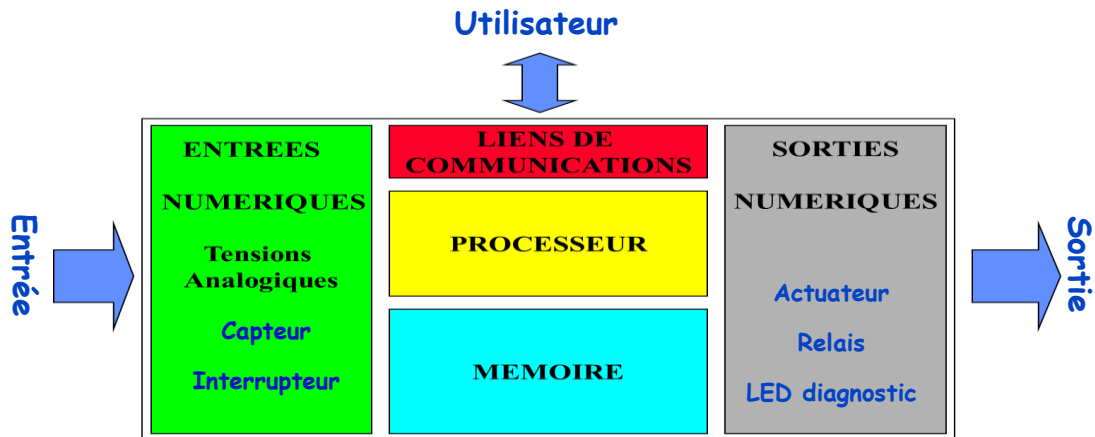


Figure 1.3 : Composition du calculateur [1]

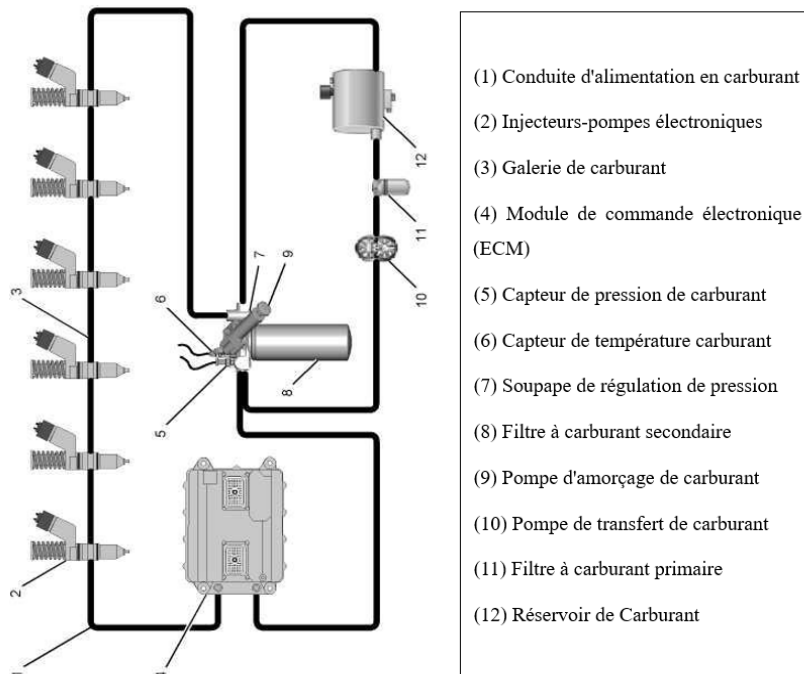


Figure 1.4 : Circuit de contrôle des injections de carburant [3]

Le moteur CAT C18 utilise un système de carburant basé sur le principe MEUI, combinant la pression mécanique sur l'injecteur pompe et la commande électronique. Le carburant est stocké dans un réservoir (12), puis aspiré par une pompe de transfert (10) et filtré successivement par un filtre primaire (11) et un filtre secondaire (8). Une soupape (7) régule la pression dans la galerie (3), alimentant les injecteurs-pompes électroniques (2), pilotés par le module de commande électronique ECM (4). Ce dernier ajuste l'injection en temps réel selon les données des capteurs de pression (5) et de température (6). L'ensemble assure une injection précise, une meilleure combustion et protège le moteur grâce à divers dispositifs de sécurité [3].

1.1.3. Alternateur

Pour la partie conversion d'énergie mécanique en énergie électrique, les groupes électrogènes sont équipés de génératrices synchrones accouplées directement au moteur. La figure 1.5 décrit le principe de fonctionnement.

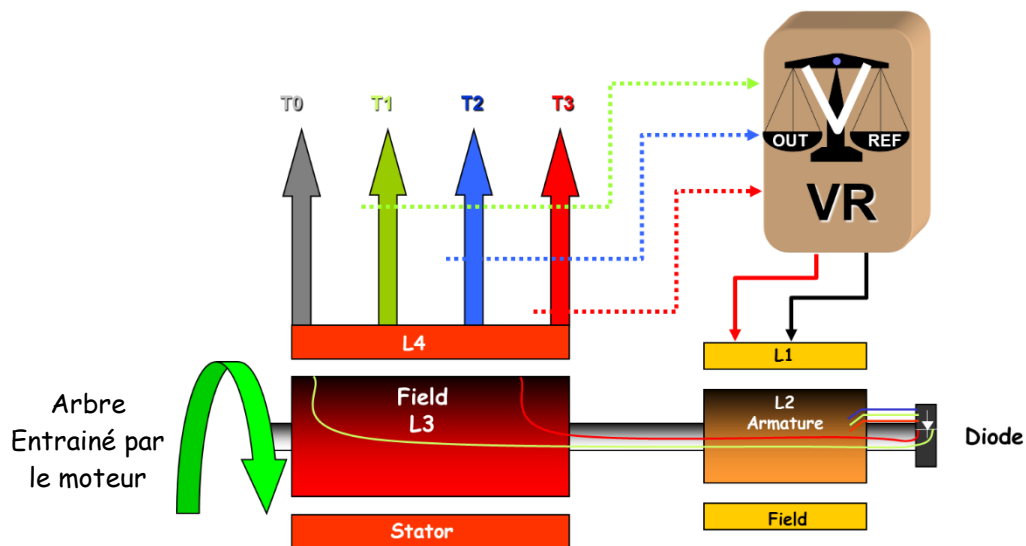


Figure 1.5 : Principe de fonctionnement de l'alternateur [1]

Le principe de fonctionnement d'un groupe électrogène est relativement simple dans sa phase initiale. L'arbre moteur entraîne directement l'arbre de l'alternateur, ce qui met en rotation le rotor. Cette rotation induit une tension alternative triphasée au sein des enroulements du stator.

La suite du processus fait intervenir le régulateur de tension (VR), dont le rôle est de mesurer la tension au niveau du stator (L4) générée par la roue polaire (L3), puis de réguler

l'alimentation de l'enroulement d'excitation du stator (L1) en conséquence. L'induit (L2), quant à lui, transforme le flux magnétique en tension électrique. Cette tension est ensuite redressée par un pont de diodes avant d'être utilisée pour alimenter la roue polaire. La figure 1.6 présente la configuration de la régulation.

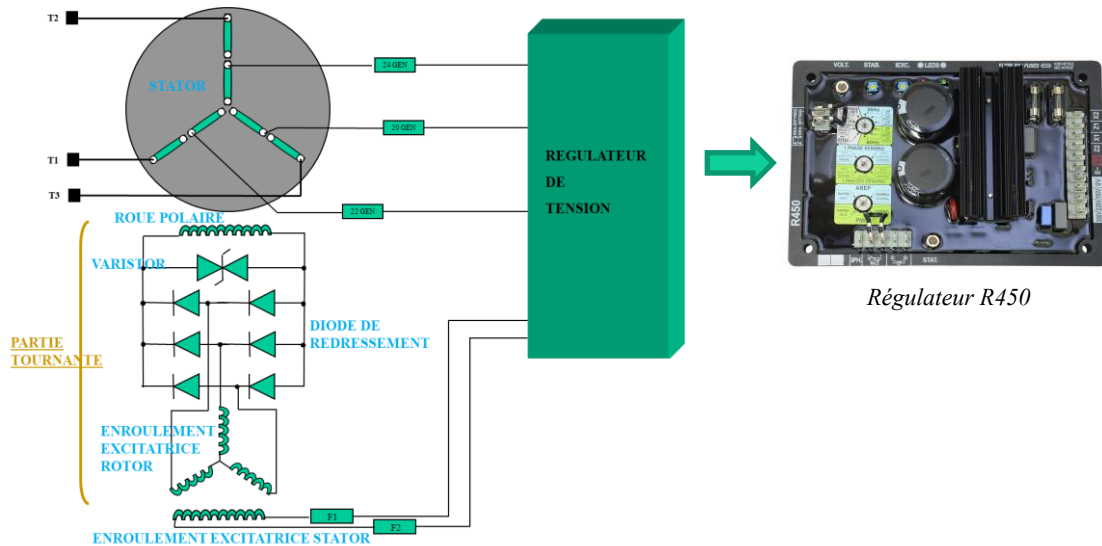


Figure 1.6 : Fonctionnement de la régulation de tension [1]

Le bon fonctionnement du groupe électrogène dépend de la stabilité de la vitesse de rotation (souvent 1500 tr/min pour une fréquence de 50 Hz) et de la régulation efficace de la tension et de la fréquence. Ces paramètres sont essentiels pour éviter les surtensions, les coupures et les déséquilibres dangereux pour les équipements connectés.

La fréquence et la tension produites doivent rester dans des limites acceptables (50 Hz $\pm 1\%$ et 230/400 V $\pm 5\%$) afin d'assurer une bonne qualité d'alimentation, notamment pour les machines industrielles sensibles.

La tension de sortie de l'alternateur entre dans le régulateur où elle est transformée, redressée et filtrée. La tension continue obtenue attaque un système détecteur d'écart où elle est comparée à une tension de consigne fixe. L'écart obtenu, amplifié, commande un transistor de puissance. Par ailleurs, la tension continue fournie par la bobine auxiliaire de l'alternateur (ou par une source extérieure), alimente les inducteurs à travers le transistor de puissance qui agit comme une résistance variable dont la valeur est commandée par la tension d'écart qui l'attaque. Un potentiomètre (tension), permet de faire varier le diviseur de tension image et, par suite, la tension de sortie de l'alternateur. Un autre potentiomètre (sensibilité),

influence le gain à la sortie de détecteur d'écart, et permet de régler la précision du système et sa stabilité.

Si la tension extérieure de l'alternateur tend à monter, la tension d'écart tend à baisser et à bloquer le transistor de puissance dont la résistance augmente, ce qui a pour effet de diminuer le courant d'excitation, donc la tension de sortie de l'alternateur. La figure 1.7 illustre la régulation de la production énergétique [4]

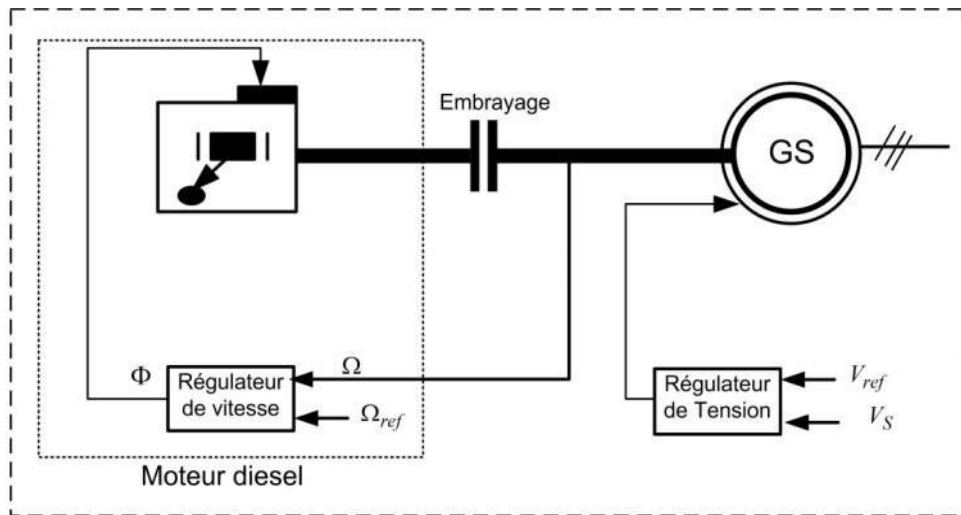


Figure 1.7 : Schéma de régulation de la production énergétique [4]

Ce schéma montre les deux boucles de régulation d'un groupe électrogène diesel :

- le régulateur de vitesse ajuste le débit de carburant selon l'écart entre la vitesse réelle et la vitesse de consigne, pour maintenir une fréquence stable de 50 Hz ;
- le régulateur de tension contrôle le courant d'excitation afin de garder une tension constante malgré les variations de charge.

Le panneau de contrôle (Powerwizard pour Olympian, EMCP pour Caterpillar) assure la commande, la surveillance et la protection du groupe selon les capteurs et les modes de fonctionnement.

1.1.4. Panneau de contrôle

C'est l'automate de commande du groupe électrogène, pour la gamme *Olympian* ce sont des *Powerwizard* et pour la gamme Caterpillar se sont des EMCP. Il permet de communiquer avec le groupe, pour le contrôler suivant les informations qu'il reçoit par les capteurs sur la machine, la marche automatique ou manuel, les alarmes et/ou les défauts. Mais avec l'ECM,

son emprise est limitée, certains seuils des capteurs ne peuvent être inhibés et dans ce cas faire marcher le groupe. Le panneau de commande est illustré à la figure 1.8

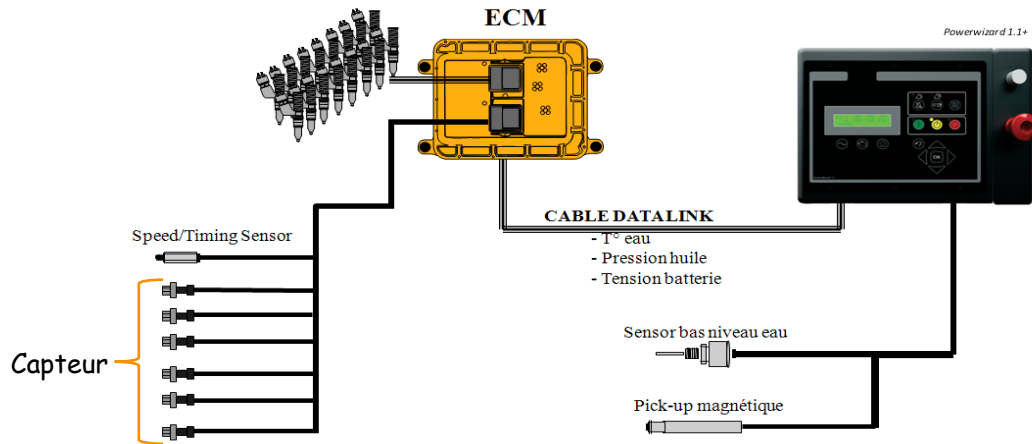


Figure 1.8 : Partie contrôle et commande du Groupe

Le paramétrage d'un panneau de contrôle peut se faire via un ordinateur connecté à l'interface de communication J1939 Data Link pour un accès complet à ses configurations (procédure dite de "flashage"). Toutefois, certaines modifications de base peuvent être réalisées directement à partir de l'écran intégré du panneau.

1.1.5. Avantages et limites des Groupes Diésels

Afin de mieux cerner les performances et les contraintes associées à l'utilisation des groupes électrogènes diesel dans les systèmes s, le tableau 1.1 présente une synthèse de leurs principaux avantages et limites.

Tableau 1.1 : Avantages et limites des groupes électrogènes diesel [5]

Avantages	Limites
Robustesse et fiabilité Temps de démarrage rapide Capacité à alimenter des charges importantes Adapté aux sites isolés sans réseau Fonctionnement ou partiel	Consommation spécifique élevée Nécessite une maintenance régulière Pollution sonore et émissions de gaz Usure accélérée à faible taux de charge Forte dépendance aux carburants fossiles

Ces limites entraînent des coûts d'exploitation élevés ainsi qu'un risque de panne des équipements. Cela souligne la nécessité de mettre en place une solution plus performante,

reposant sur l'hybridation du groupe électrogène avec un système de stockage par batteries, associée à une stratégie de gestion automatisée de l'énergie.

1.2. L'HYBRIDATION ENERGETIQUE

L'hybridation énergétique désigne l'intégration coordonnée de plusieurs sources de production et de stockage d'énergie afin d'optimiser la fiabilité, le rendement global et la stabilité d'un système électrique . La classification des systèmes hybrides s'effectue selon divers critères techniques, tels que le régime de fonctionnement, la composition des sources et le type de technologies utilisées.

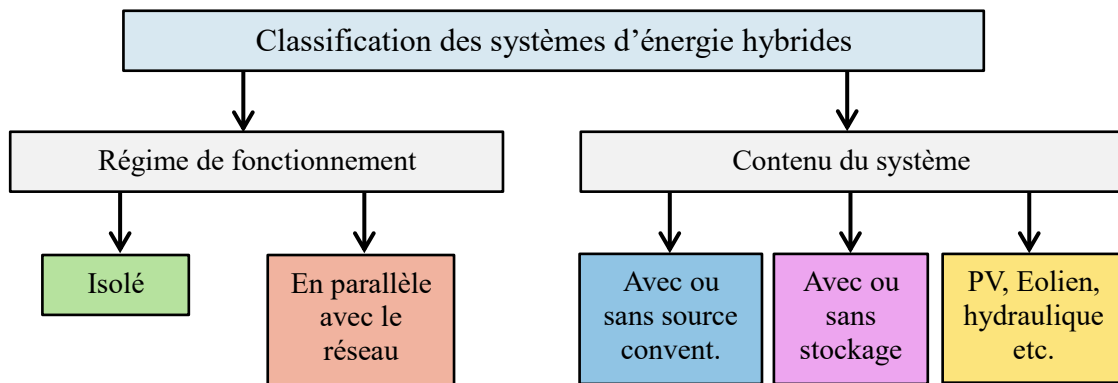


Figure 1.9 : Classification des systèmes d'énergie hybrides [6]

La classification des systèmes d'énergie hybrides peut être établie selon plusieurs critères techniques.

- Selon le régime de fonctionnement, on distingue :
 - Les systèmes isolés, totalement déconnectés du réseau public, destinés à l'alimentation de sites reculés ou non électrifiés.
 - Les systèmes connectés au réseau, fonctionnant en parallèle ou en redondance avec celui-ci afin d'assurer la continuité et la qualité de l'alimentation électrique.
- Selon la composition, un système hybride peut :
 - Intégrer ou non une source conventionnelle (groupe électrogène, réseau).
 - Inclure ou non une unité de stockage d'énergie (batteries, supercondensateurs, hydrogène, etc.).

- Selon le contenu technologique, les systèmes diffèrent selon les ressources énergétiques exploitées : solaire photovoltaïque (PV), éolien, hydraulique, biomasse ou toute autre source renouvelable disponible localement.

Cette classification permet de structurer les architectures et de comparer leurs avantages et contraintes. Le choix d'une configuration hybride dépend du contexte d'implantation, du profil de charge, du niveau de fiabilité requis et des ressources locales disponibles.

Par ailleurs, le stockage d'énergie joue un rôle déterminant dans les performances globales du système. Il permet de compenser les fluctuations de production et de consommation, de sécuriser l'alimentation des charges critiques et d'optimiser le fonctionnement des générateurs thermiques (Groupe électrogène de 660 kVA) en limitant leur fonctionnement à charge partielle. Dans notre cas précis, le stockage constitue un levier essentiel d'amélioration du taux de charge du groupe électrogène et de l'efficacité énergétique.

1.3. TECHNOLOGIES DE STOCKAGE D'ENERGIE

Dans le contexte d'une hybridation avec stockage, plusieurs technologies de stockage sont aujourd'hui utilisées, notamment les batteries électrochimiques (Lithium-ion, plomb-acide, etc.), les volants d'inertie, les supercondensateurs ou les systèmes de stockage thermique. Le choix dépend principalement de la puissance, de l'autonomie souhaitée, du profil de charge et des critères économiques. Dans leur étude [7], *Zahra Moradi-Shahrbabak et Jadidoleslam* classent les technologies de stockage en cinq grandes catégories :

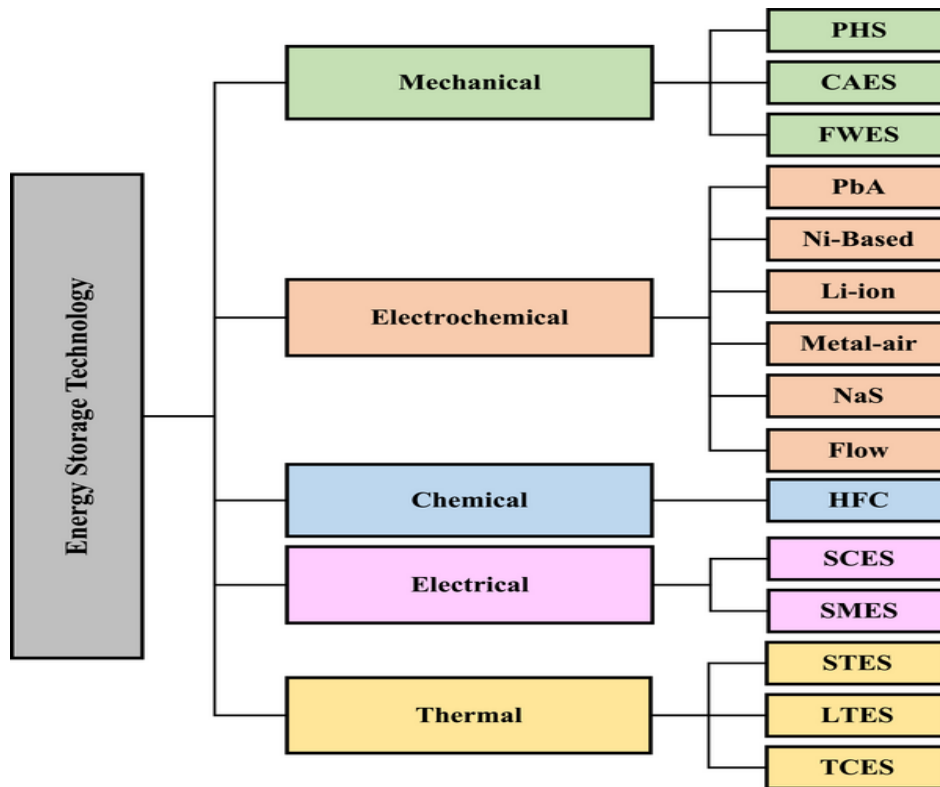


Figure 1.10 : Classification des technologies de stockage par forme d'énergie [7]

Le choix de l'architecture dépend du profil de consommation, des ressources disponibles, du coût des équipements et des contraintes du site.

Dans la revue réalisée par *Éric Korsaga et al.*, ces technologies de stockage peuvent être classées en quatre grandes catégories, selon leurs applications [8] :

- ❑ Applications de faible puissance en zones isolées : principalement utilisées pour alimenter des dispositifs comme des transducteurs ou des bornes de secours.
- ❑ Applications de moyenne puissance en zones isolées : destinées à des systèmes électriques individuels ou à l'alimentation de petites agglomérations.
- ❑ Applications de raccordement au réseau : pour lisser les pics de demande énergétique.
- ❑ Applications pour le contrôle de la qualité de l'énergie.

1.3.1. Système de stockage par batteries Electrochimiques

Ce n'est qu'à partir du XIX^e siècle que les recherches ont véritablement abouti à la mise au point des technologies de stockage électrochimique telles que nous les connaissons aujourd'hui. Malgré l'évolution des matériaux et des performances, le principe de base

demeure inchangé : l'énergie électrique est convertie en énergie chimique par une réaction d'oxydoréduction réversible, permettant ainsi le stockage puis la restitution de l'énergie.

Un accumulateur électrochimique est composé de trois éléments fondamentaux :

- **Deux électrodes** (anode et cathode), qui assurent le transfert d'électrons et d'ions,
- Un **électrolyte**, contenant les ions positifs (cations) et négatifs (anions), assurant leur mobilité,
- Un **séparateur**, qui empêche le contact direct entre les deux électrodes tout en laissant circuler les ions. Ce séparateur est isolant pour les électrons mais conducteur pour les ions.

Lors de la phase de charge, des électrons sont extraits de l'électrode négative (anode) et injectés dans l'électrode positive (cathode). À l'inverse, lors de la décharge, le courant circule dans le sens opposé, restituant l'énergie stockée sous forme électrique. Le schéma de fonctionnement d'un accumulateur électrochimique est illustré à la figure 1.11.

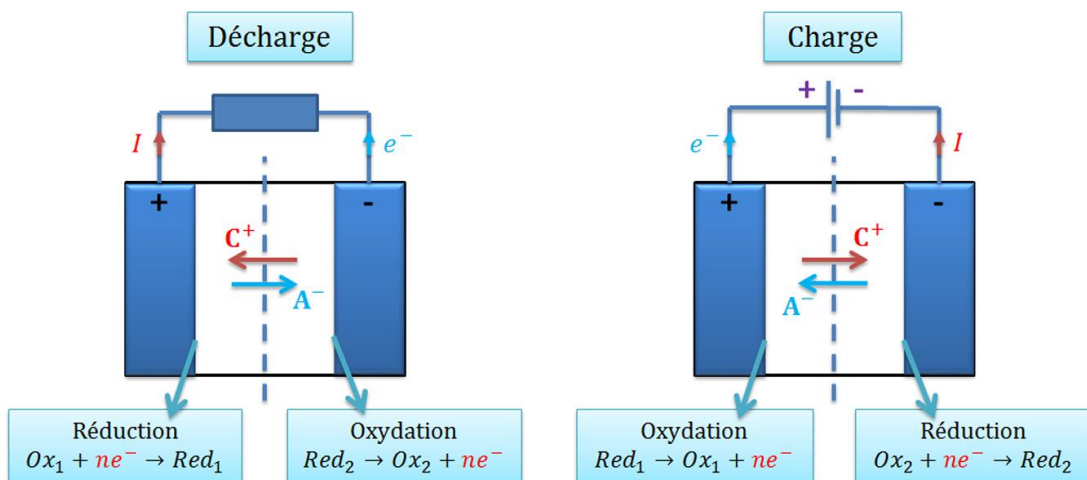


Figure 1.11 : Principe de fonctionnement d'un accumulateur électrochimique [9]

Afin d'établir un vocabulaire précis et cohérent, nous présentons ci-après quelques définitions essentielles qui seront utilisées tout au long de ce travail :

- **Tension** : une batterie est caractérisée par un niveau de tension. On parle souvent de la tension nominale qui dépend de la technologie et du nombre de cellules mises en série. La tension réelle de la batterie dépend de son état de charge et de ses conditions d'utilisation.

- **Capacité** : la capacité de la batterie exprime la quantité d'énergie qu'elle est capable de stocker. On l'exprime souvent en Ampère-heure mais peut parfois être exprimée en Wattheure.
- **Énergie spécifique** (ou densité d'énergie massique) : c'est le rapport entre l'énergie que peut stocker une batterie et son poids. Il est exprimé en Wh/Kg.
- **Densité d'énergie** (volumique) : c'est le rapport entre l'énergie que peut stocker une batterie et son volume. Il est exprimé en Wh/L.
- **Puissance Spécifique** : c'est le rapport entre la puissance que peut délivrer une batterie et son poids. Il est exprimé en W/Kg.
- **C-rates** : c'est une donnée exprimant la capacité de la batterie sous une condition de décharge. Une capacité C_{10} exprime par exemple la capacité d'une batterie en Ah lorsqu'elle se décharge sous un courant constant en 10h. Par extension on définit également le courant I_{10} qui correspond à ce courant et qui est donc égale à $\frac{C_{10}}{10}$.

Nous allons alors parcourir les différentes technologies existantes et en définir les caractéristiques principales.

1.3.1.1. Les batteries Pb-Acid

Les batteries au plomb-acide (Pb-A) représentent l'une des technologies de stockage d'énergie électrochimique les plus anciennes, les plus abordables et les mieux maîtrisées à ce jour. Elles se distinguent par leur faible coût de fabrication, leur simplicité technologique, leur grande fiabilité ainsi que par une efficacité satisfaisante. De plus, elles offrent un faible taux d'autodécharge, une bonne réactivité (temps de réponse rapide), une recyclabilité aisée, une puissance spécifique élevée, et ne nécessitent généralement pas de système de gestion par cellule ou par module [10].

Grâce à ces atouts, les batteries au plomb-acide sont largement utilisées dans des applications de secours énergétique, allant de quelques kilowatts à plusieurs dizaines de mégawatts. On les retrouve notamment dans les onduleurs, les systèmes informatiques, les télécommunications, les applications liées à la qualité de l'énergie, ainsi que dans certaines infrastructures de réseaux électriques ou pour le lissage de la production d'énergie renouvelable. Elles sont employées dans les véhicules électriques hybrides [10], [11].

Cependant, cette technologie présente plusieurs limites, notamment une densité énergétique relativement faible, une durée de vie courte, de faibles performances à basse température, un

besoin élevé en maintenance et un impact environnemental non négligeable [11]. Ces contraintes restreignent leur intégration dans les systèmes modernes de gestion automatisée de l'énergie.

1.3.1.2. Les batteries Ni-Cd

Les batteries Ni-Cd ont une haute efficacité, ne sont pas affectées par la profondeur de décharge (DoD), nécessitent très peu d'entretien, ont un faible taux d'autodécharge (10 % par mois), et fonctionnent sur une large plage de températures (-40 à 50 °C). La principale limitation des batteries Ni-Cd est leur impact sur l'environnement et le problème de l'effet mémoire. Actuellement, les batteries Ni-Cd sont utilisées pour les outils électriques, les appareils portables, l'éclairage d'urgence, les systèmes d'alimentation sans interruption (UPS), les télécommunications et les applications de démarrage de générateurs. Cependant, les batteries Ni-Cd ne sont pas encore mises en œuvre à grande échelle dans les systèmes électriques en raison de leur coût élevé et du problème de l'effet mémoire [12].

- Les batteries Na-S

Les batteries sodium-soufre (Na-S) sont une technologie prometteuse pour le stockage d'énergie à grande échelle, avec des applications pour la stabilisation des réseaux électriques. Cependant, la température de fonctionnement de la batterie avoisine 300 à 350 °C et le polysulfure de sodium est hautement corrosif. *Le Japon* est leader dans cette technologie bien aidé par le fait que tous les éléments qui contribuent à la fabrication se trouvent en abondance dans le pays. NGK Insulators, une entreprise japonaise, a été pionnière dans l'utilisation de la technologie des batteries sodium-soufre (Na-S) pour le stockage d'énergie à grande échelle[13].

Les batteries Na-S ont une longue durée de vie, des densités énergétiques élevées, une réponse rapide, une haute recyclabilité et une grande capacité de puissance de pointe. En outre, les batteries Na-S ont une gamme de puissance allant de plusieurs kW à quelques MW et une gamme d'énergie de 100 kWh ou plus. L'application la plus courante des batteries Na-S est la gestion de l'énergie à haute puissance, comme le lissage de la production des parcs éoliens, l'aplanissement des charges et la gestion des pics de demande [14].

Cependant, les principales limitations des batteries Na-S sont leur coût initial élevé, les températures élevées requises pour leur fonctionnement et leur autodécharge importante par jour.

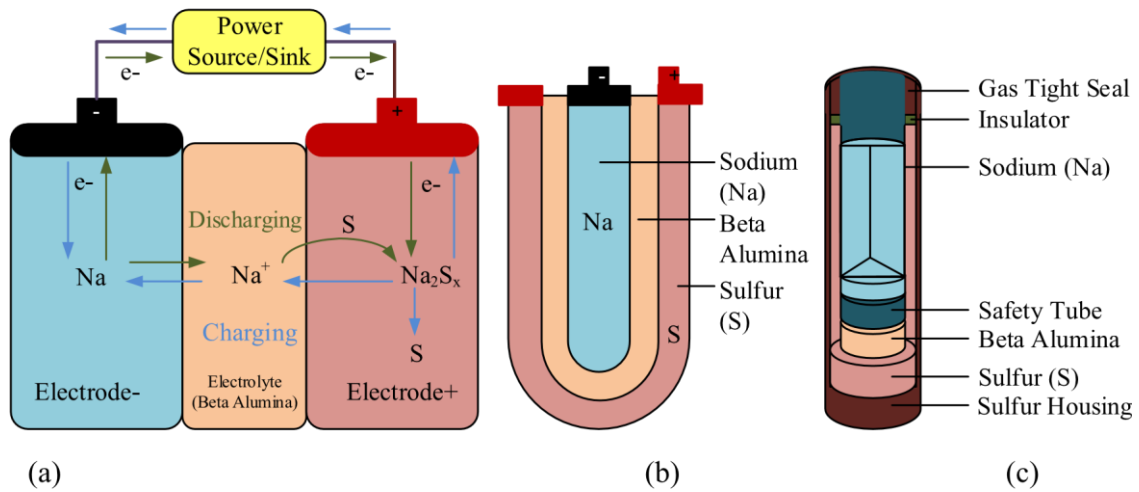


Figure 1.12 : Chimie des batteries sodium-soufre : (a) lors de la décharge et de la charge, (b) vue du design tubulaire de la batterie Na-S, et (c) prototype de la batterie Na-S. [15]

Les batteries NaNiCl₂

Les batteries NaNiCl₂ ont une tension de cellule plus élevée (2,58 V) par rapport aux batteries Na-S, une plage de température plus élevée (270–350 °C), une durée de vie plus longue, une plus grande capacité de stockage, et sont entièrement recyclables[12]. Les batteries NaNiCl₂ ont un potentiel d'application dans les systèmes d'énergies renouvelables (RES), comme pour le lissage de l'intermittence des RES dans l'intégration des réseaux de distribution, l'aplanissement des pics et le décalage temporel. Cependant, les batteries NaNiCl₂ ont une densité énergétique inférieure à celle des batteries Na-S et posent des problèmes de sécurité en raison du sodium fondu.

- Les batteries Li-ion

Les batteries lithium-ion (Li-ion) sont largement reconnues pour leurs excellentes performances électrochimiques. Elles présentent un faible taux d'autodécharge (inférieur à 8 % par mois), un bon rapport énergie/poids, une longue durée de vie en cycle, une efficacité élevée ainsi qu'un temps de réponse très court, de l'ordre de la milliseconde.

Elles offrent également une grande plage de puissance, de 1 kW à plus de 100 MW, et peuvent atteindre une capacité énergétique supérieure à 200 MWh, ce qui les rend particulièrement adaptées aux applications nécessitant réactivité, haute densité énergétique,

légèreté, et rendement. On les retrouve ainsi dans les systèmes de stockage d'énergies renouvelables, les véhicules électriques (VE) et les véhicules hybrides rechargeables (PHEV). Cependant, leur principal inconvénient reste leur coût plus élevé par rapport aux autres technologies de batteries rechargeables [10].

- Les batteries à flux

Les batteries à flux (FB) stockent l'énergie dans des électrolytes liquides contenant des espèces électro-actives, circulant entre des réservoirs et une cellule électrochimique. Deux types principaux existent : les batteries à flux redox (RFB) et les batteries à flux hybride (HFB). Les RFB permettent d'ajuster séparément la puissance (cellule) et la capacité (réservoir), ce qui offre une grande flexibilité. Elles présentent une bonne efficacité, une longue durée de vie et conviennent au stockage à grande échelle [11].

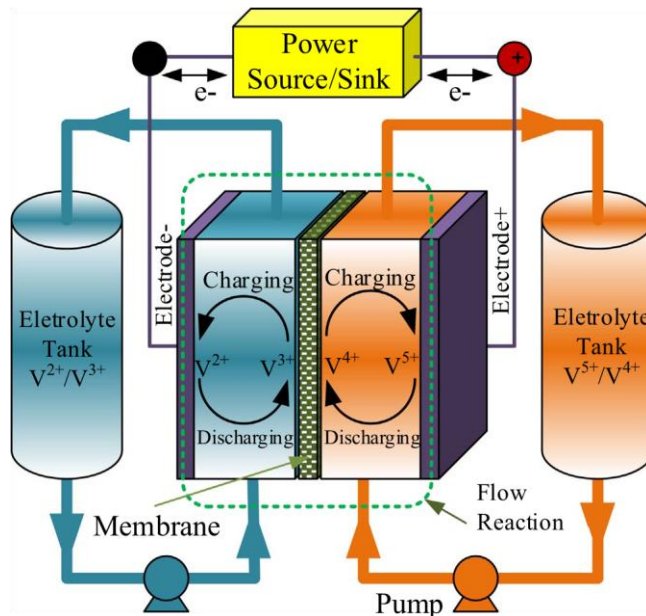


Figure 1.13 : Système de batterie à flux redox au vanadium [16]

1.3.2. Comparaison des coûts d'énergie, de puissance et d'O&M

Dans le but de comparer les principales technologies de stockage d'énergie, un tableau récapitulatif est présenté ci-après, regroupant les caractéristiques techniques, économiques et opérationnelles des différentes solutions. Il convient de noter que les valeurs indiquées sont des ordres de grandeur représentatifs extraits de la littérature scientifique ; pour des données précises, il est indispensable de se référer aux fiches techniques des fabricants.

La comparaison porte sur les paramètres suivants :

- Énergie spécifique (Wh/kg) : capacité du système à stocker de l'énergie par unité de masse ;
- Puissance spécifique (W/kg) : capacité à délivrer de la puissance instantanée par unité de masse ;
- Coût spécifique ($€/kWh$) : coût du système rapporté à la quantité d'énergie stockée ;
- Temps de recharge minimal : durée nécessaire pour une recharge complète ;
- Rendement moyen : rapport entre l'énergie restituée et l'énergie consommée ;
- Durée de vie (cycles) : nombre de cycles charge/décharge réalisables pour une profondeur de décharge de 80 %, soit jusqu'à un état de charge minimal de 20 %, au-delà duquel la batterie est considérée comme en fin de vie.

Tableau 1.2 : Coûts par kilowattheure d'énergie, de puissance, d'opération et de maintenance des TSE sélectionnés [17]

Type de TSE	Coût d'énergie (\$/kWh)	Coût de puissance (\$/kW)	Coût d'Opération et de Maintenance (Co &M) (\$/kW/an)
Na-S	300–500 ; 326–543	380–3256 ; 1000–3000	80 ; 7-15
NaNiCl₂	100–345 ; 100–200	150–300	–
Pb-Acid	120–150 ; 54–337 ; 200–400	300–600 ; 326–651 ; 200–300	50 ; 7-15
Li-ion	600–2500 ; 300–1300	1303–4342 1200–4000 900–4000	10 (pour une application à grande échelle (>1 MW)) ; 6-12
Ni–Cd	800–1500 ; 400–2400	500–1500	20
VRFB	190–1085 ; 150–1000	651–1628 ; 600–1500	70 ; 7-12
Zn Br	150-1000 ; 150-2000 ; 500 ; 200-400	800-2900 ; 1100-4500 ; 640-1500 ; 175-2500	6 (pour une application à grande échelle (>1 MW)) ; 7-16
SCES	300–2000	271–480 ; 100–450	6
SMES	1085–10854	217–326 ; 200–489	18.5
CAES	217–271 ; 2–120	400–800 ; 1411–1628	16.7 ; 18.9
PHS	217–271 ; 5–100	2500–4300 ; 500–2000 ; 2171–4342	15.9 ; 6.2–43.3
FES	1085–5427 ; 1000–5000 ; 1000–14 000 ; 500–1000	271–380 ; 250–350	5.6 ; 5.8

Le tableau 1.3 présente une comparaison synthétique des principales technologies de stockage d'énergie (TSE), en s'appuyant sur plusieurs critères techniques, économiques et opérationnels. Il permet d'apprécier les avantages et limites de chaque solution en fonction des applications visées.

Tableau 1.3 : Bilan comparatif des caractéristiques techniques, économiques et environnementales des TSE [18][19].

TSE	Plage de puissance (MW)	Densité énergétique (Wh/l),	Densité de puissance (W/l)	Efficacité de cycle (%),	Temps de décharge (ms-h)	Temps de réponse (ms-h)	Durée de vie (ans)	Autodécharge quotidienne (%)	Maturité technologique
PHS ou STEP	10-5000	0.5-1.5	0.5-1.5	75-85 65-87 70-85	1-24 h+	sec-min min 1-2 min	40-60	Très faible 0.00	Très mature/Entièrement commercialisé
FES	0.1-20 < 0.25 0-0.25 0.01-0.25	20-80	1000 à 2000	93-95 90-95 90-93	ms-15min	<4 ms-sec sec	15 + 15	100 24-100	Mature/ en commercialisation
CAES	5-1000 5-300	3-6	0.5-2	70-89 50-89 70-79	1-24 h+	1-15 min 1-2 min	20-40	Faible 0.00	Prouvé/en commercialisation
Pb-A	0-40 0-20	50-80	10-400	70-90 75-80	sec-h	5-10 ms sec	3-15 5-15	0.1-0.3 0.033-1.10	Très mature/Entièrement commercialisé
Ni-Cd	0-40	60-150	150-300	60-65 85-90	sec-hrs	20 ms-sec sec	10-20	0.2-0.6 0.07-0.71	Très mature/Entièrement commercialisé
Na-S	0.05-34 0.05-8	150-250	150-230	85-90 80-90	sec-h	1 ms sec	10-15	20	Prouvé/en commercialisation
NaNiCl ₂	0-3	150-180	220-300	85-90	sec-h	< sec	10-14	11.89-26.25	Prouvé/en commercialisation
Li-ion	0-100 0-1	200-500	500-2000	85-90 ~90-97	min-hr	20 ms-s	5-15	0.1-0.3 0.03-0.33	Prouvé/en commercialisation
VRFB	0.3-3	16-33 20-70	0.5-2	85-90 75-82	sec- 10 hrs	Sec	5-10	Small	Prouvé/en commercialisation
SCES	0-0.3	2.5-15	500-5000	90-95 95-98	ms-hr	8 ms	20 +	20-40 0.46-40	Prouvé/en commercialisation
SMES	0.1-10	0.2-2.5	1000-4000	95-98 95	ms-8 sec	< 100 ms	20 +	10-15 1-15	Prouvé/en commercialisation

1.3.2.1. Choix de la technologie

Nous retenons les batteries au lithium en conteneur comme solution de stockage, conformément à notre objectif d'optimisation du réseau électrique béninois.

1.3.2.2. Justification du choix

Les batteries lithium-ion dominent aujourd'hui le marché mondial du stockage d'énergie avec une croissance annuelle supérieure à 100 % [20]. Leur performance et leur déploiement rapide en font un choix adapté aux besoins de fiabilité et de flexibilité du réseau béninois. Le marché mondial des BESS est estimé à 25,6 milliards USD d'ici 2029 [21].

1.3.2.3. Intérêt d'une solution hybride

Dans un contexte industriel, l'hybridation diesel-batteries offre plusieurs avantages :

- Réduction de la consommation spécifique en carburant ;
- Diminution des heures de fonctionnement du groupe électrogène et la maintenance ;
- Optimisation des phases de charge et de décharge ;
- Amélioration de la qualité de l'énergie (stabilité tension/fréquence) ;
- Prolongation de la durée de vie des équipements électriques ;
- Diminution des nuisances environnementales.

Plusieurs études montrent qu'un bon dimensionnement des batteries, associé à une stratégie de gestion efficace, permet de réduire de 20 à 40 % la consommation annuelle de carburant dans des installations similaires.

1.4. LES SYSTEMES DE GESTION AUTOMATISEE DE L'ENERGIE

1.4.1. Rôle et objectifs

La gestion automatisée dans un système hybride vise à coordonner le fonctionnement des différentes sources d'énergie (groupe électrogène, batteries, réseau, etc.) afin d'en optimiser l'usage. Elle intervient principalement pour :

- Assurer la couverture optimale de la charge,
- Limiter les pertes d'énergie,
- Éviter les situations de surcharge ou de sous-charge ;
- Minimiser les coûts d'exploitation.

- Optimiser la durée de vie des composants (batteries, moteur, etc.).
- Réduire le temps de fonctionnement du groupe électrogène.

Pour réguler le flux d'énergie entre les sources, les charges, les systèmes de stockage d'énergie et le réseau électrique principal présentant diverses caractéristiques au sein du réseau hybride, une stratégie de gestion de l'énergie, comme illustré à la *figure 1.14.*, est nécessaire.

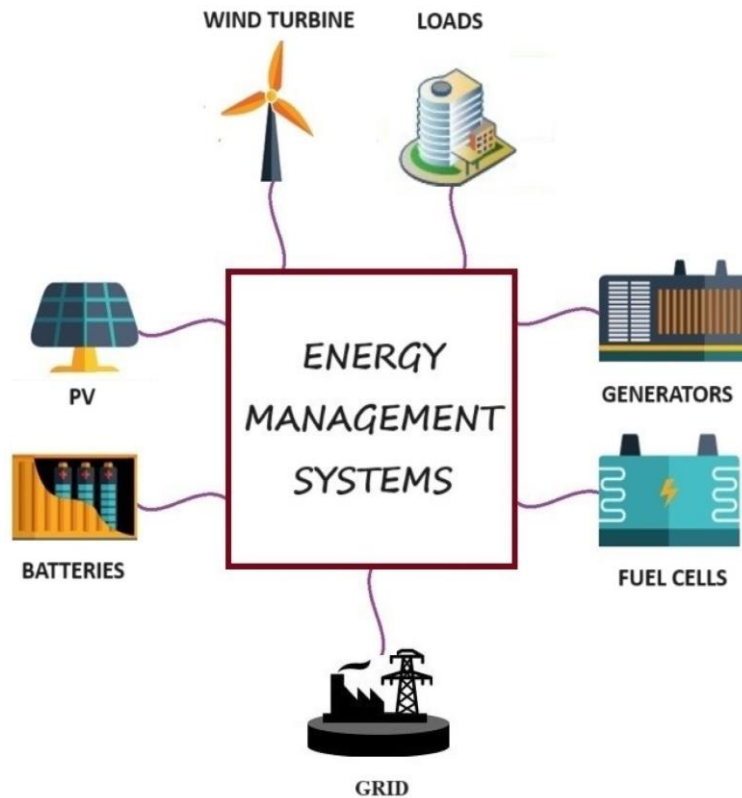


Figure 1.14 : Gestion de l'énergie dans les unités de réseaux hybrides [21].

Un système de gestion automatisé de l'énergie ou EMS (Energy Management System) est généralement composé d'un module de supervision, d'un système de mesure en temps réel, et d'un algorithme de commande capable de prendre des décisions automatiques en fonction de critères dynamiques : état de charge des batteries (SoC), variation de la charge, seuils de tension/fréquence, disponibilité du réseau, etc.

Dans les systèmes hybrides modernes, l'EMS permet également d'assurer des fonctions avancées telles que :

- la gestion du délestage ou du report de charge ;
- la priorisation des sources selon le coût énergétique ;
- la compensation de la puissance réactive ;

- la surveillance à distance via interfaces numériques.

1.4.2. Stratégies de commande

Plusieurs approches, incluant les méthodes classiques, l'intelligence artificielle, la programmation stochastique et les systèmes multi-agents, sont utilisées pour optimiser la gestion de l'énergie par les EMS.

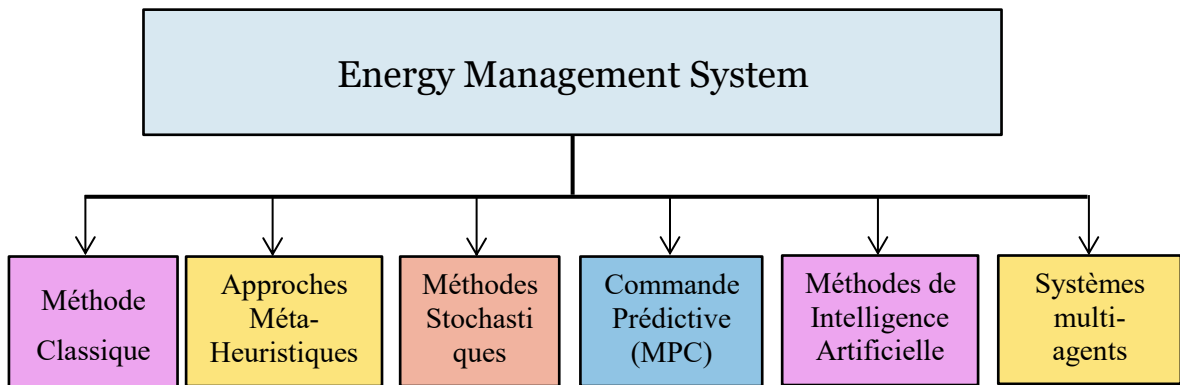


Figure 1.15 : Stratégies de commande appliquées aux Systèmes de Gestion de l'Énergie [22]

1.4.3. Détail des approches de gestion automatisée de l'énergie

1.4.3.1. Approches classiques

Les méthodes classiques sont les plus simples et les plus utilisées dans les systèmes à architecture fixe. Elles s'appuient sur des techniques de programmation linéaire, non linéaire ou dynamique, ainsi que sur des règles de gestion conditionnelles de type heuristique. Par exemple, une règle typique serait : "Si l'état de charge (SoC) de la batterie est inférieur à 30 %, alors démarrer le groupe électrogène". Ces approches sont particulièrement adaptées aux systèmes hybrides. Elles garantissent une transition stable entre les modes de fonctionnement (mode batterie, mode groupe ou mixte), tout en maintenant la tension et la fréquence du système dans les plages de stabilité. Malgré leur simplicité, elles peuvent offrir de bonnes performances si les seuils sont bien définis et les conditions anticipées avec soin [23].

1.4.3.2. Approches méta-heuristiques

Les méta-heuristiques sont des techniques d'optimisation avancées, inspirées du comportement de la nature, et particulièrement efficaces pour résoudre des problèmes

complexes non linéaires et non différentiables, souvent rencontrés dans les systèmes énergétiques. Les plus connues sont :

- Algorithmes Génétiques (GA) ;
- Optimisation par essaim de particules (PSO) ;
- Optimisation du loup gris (GWO) ;
- Colonies de fourmis (ACO) ;
- Systèmes immunitaires artificiels (AIS) ;
- Butinage bactérien (BFO).

Ces méthodes sont capables de chercher des solutions optimales globales en tenant compte de nombreux paramètres (coût du carburant, SoC, charge, efficacité), tout en évitant les minima locaux. Elles sont utiles pour définir des stratégies robustes face aux imprévus (surcharges, décharges profondes). Toutefois, leur mise en œuvre nécessite des ressources de calcul importantes et une modélisation rigoureuse, ce qui peut être un frein pour les systèmes à petite échelle. Dans notre cas, ces approches peuvent être envisagées à l'étape de simulation ou d'optimisation hors ligne, mais pas forcément en temps réel [22].

1.4.3.3. Approches stochastiques

Les approches stochastiques tiennent compte de l'incertitude des données comme la consommation future, les prévisions de charge, ou encore la disponibilité aléatoire des énergies renouvelables (PV, éolien). Bien que notre système ne soit pas connecté à un champ PV dans ce cas, cette méthode reste pertinente dans le cadre d'une gestion prévisionnelle et probabiliste. Ces techniques reposent sur :

- la programmation stochastique (modèles probabilistes) ;
- la génération de scénarios avec des distributions de probabilité ;
- la réduction des coûts moyens anticipés.

Elles permettent de minimiser les coûts d'exploitation et de maintenance en anticipant les situations critiques (variation de la charge, pics de consommation, usure des batteries), et d'améliorer la fiabilité globale du système. Leur inconvénient réside dans la complexité des calculs et la nécessité de collecter de nombreuses données statistiques fiables, ce qui les rend plus adaptées à des systèmes hybrides plus complexes ou à la phase de conception que pour une gestion embarquée en temps réel [23].

1.4.3.4. Approches de commande prédictive (MPC)

La commande prédictive basée sur modèle (Model Predictive Control – MPC) est une technique avancée qui consiste à prédire l'évolution du système (charge, état des batteries, disponibilité du groupe) sur un horizon futur court à moyen, puis à optimiser les actions à prendre à chaque instant en fonction de ces prévisions. Le système calcule donc à chaque instant la stratégie optimale à suivre, puis l'applique à court terme avant de recalculer [24].

Le MPC est reconnu pour :

- sa capacité à réduire les interruptions de service ;
- son aptitude à améliorer le facteur de charge ;
- sa réactivité face aux changements de consommation.

Il est particulièrement utile pour les systèmes embarquant des charges sensibles, ou pour des applications où l'on souhaite minimiser le nombre de démarrages du groupe électrogène. Cependant, sa mise en œuvre est coûteuse en temps réel, car elle nécessite des modèles dynamiques précis, une capacité de prévision fiable et une forte puissance de calcul embarquée. Dans notre étude, cette approche pourrait être simulée pour tester des scénarios d'optimisation, mais ne sera pas retenue en exploitation réelle [23].

1.4.3.5. Approches basées sur l'intelligence artificielle (IA)

Les techniques d'intelligence artificielle (IA) ont été récemment introduites dans les EMS pour résoudre les limites des approches déterministes ou heuristiques. Elles comprennent :

- la *logique floue*, utile pour gérer les incertitudes de manière souple (par exemple : *si SoC est "faible" et demande "élevée" → démarrer GE*) ;
- les *réseaux de neurones artificiels (ANN)* pour apprendre des données passées ;
- l'*apprentissage automatique (ML)* pour améliorer la prise de décision ;
- l'*apprentissage profond (DL)* pour prédire les comportements non linéaires complexes ;
- l'*apprentissage par renforcement (RL)* pour apprendre dynamiquement à partir des récompenses.

Ces techniques permettent de développer des systèmes adaptatifs, capables d'apprendre de l'historique des performances et de s'améliorer au fil du temps. Elles nécessitent cependant un grand volume de données d'entraînement, une phase de validation complexe, et des outils de calcul adaptés.

1.4.3.6. Systèmes multi-agents

Les systèmes multi-agents sont des structures de gestion décentralisée dans lesquelles plusieurs entités automatisées (agents) coopèrent pour gérer l'énergie. Chaque agent (source, batterie, charge, capteur) prend des décisions locales en interaction avec les autres, ce qui permet une meilleure résilience, évolutivité et autonomie du système [23].

Ces systèmes sont particulièrement pertinents pour les micro-réseaux interconnectés comportant plusieurs sources et charges distribuées, parfois même géographiquement séparées. Chaque agent perçoit l'état local et agit selon une stratégie définie, tout en échangeant des données avec ses voisins [24]. Cependant, dans un système compact, la mise en œuvre d'un système multi-agent n'apporte pas d'avantage significatif par rapport à une commande centralisée simple. Cette approche est donc évoquée ici à titre informatif. Le tableau 1.4 évoque ces approches de gestion centralisée de l'énergie destinées à optimiser la consommation spécifique des systèmes hybrides.

Tableau 1.4 : Principales approches de gestion automatisée de l'énergie dans les EMS [23], [24]

Méthode	Principe	Applications typiques
Méthodes classiques	Programmation linéaire / dynamique, seuils	Commande simple GE/Batterie/Réseau
Approches méta-heuristiques	PSO, GA, GWO	Optimisation de démarrage, cycles
Méthodes stochastiques	Prise en compte des incertitudes	Charge variable, météo PV
Commande prédictive (MPC)	Prévision + optimisation temps réel	Ajustement dynamique GE/Batterie
Systèmes multi-agents	Coordination décentralisée	Pas pertinent ici (non multi-source)

(Source : adapté de Alhaj et al., 2024)

CONCLUSION

Ce premier chapitre a permis de poser les théories nécessaires à la compréhension de notre étude d'hybridation. Il a montré que l'association d'un groupe électrogène avec un système de stockage électrochimique BESS, gérée de manière automatisée, offre une réelle opportunité pour améliorer l'efficacité énergétique et réduire les coûts d'exploitation. Ces éléments nous préparent à analyser concrètement le système de la société FIFA Bénin dans la suite du travail

CHAPITRE II : DIMENSIONNEMENT ET STRATÉGIE D'HYBRIDATION

Introduction	32
2.1. Présentation générale de la société FIFA Bénin	32
2.2. Analyse énergétique du site.....	33
2.3. Diagnostic des insuffisances du système énergétique existant	39
2.4. Choix de la configuration hybride.....	63
2.5. Dimensionnement du système de stockage.....	41
Conclusion.....	50

INTRODUCTION

Le dimensionnement et la stratégie d'hybridation constituent une étape déterminante dans la conception d'un système énergétique moderne. Ils visent à définir une configuration optimale qui combine efficacement différentes sources d'énergie, telles que le réseau électrique conventionnel, les groupes électrogènes et les systèmes de stockage. L'objectif principal est de garantir un équilibre entre fiabilité, performance technique et rentabilité économique. Dans ce chapitre, il sera présenté le choix de la configuration hybride la plus adaptée au contexte industriel étudié, l'identification et l'exploitation des données d'entrée nécessaires au dimensionnement, ainsi que la détermination des tailles optimales des différents composants. Enfin, une stratégie de gestion automatisée sera élaborée afin d'assurer une exploitation harmonieuse, de réduire les coûts d'exploitation et de prolonger la durée de vie des équipements

2.1. PRESENTATION GENERALE DE LA SOCIETE FIFA BENIN

La société Eau Technologie Environnement (E.T.E) S.A, connue commercialement sous la marque Fifa de Sainte Luce, est une entreprise béninoise spécialisée dans la production et la commercialisation d'eau minérale naturelle embouteillée et de boissons rafraîchissantes.

L'eau minérale naturelle Fifa est captée à *Tori-Bossito*, à environ *40 km au nord-ouest de Cotonou*, à partir d'une nappe souterraine protégée. Naturellement pure et équilibrée, elle est riche en minéraux essentiels tels que le calcium, le magnésium et le potassium, ce qui lui confère une valeur nutritionnelle reconnue. Le processus d'embouteillage est automatisé et se déroule dans son unité de production certifiée selon les normes internationales de management de la qualité et de la sécurité alimentaire (ISO 9001 et ISO 22000).

Afin de répondre aux besoins du marché national et régional, la société E.T.E S.A dispose de plusieurs formats de conditionnement (0,33 L, 0,50 L, 1,5 L, 5 L, 12 L, 18,9 L, etc.) et d'un réseau de distribution étendu. L'unité industrielle intègre :

- une ligne de soufflage des préformes,
- une ligne d'embouteillage ;
- des laboratoires de contrôle qualité ;
- des magasins de stockage ;
- un atelier de maintenance et de stockage ;
- des bureaux administratifs ;

- un local technique abritant les équipements électriques (GE, tableau, etc.).

L'alimentation électrique fiable et continue constitue donc un élément stratégique de la performance industrielle de cette usine, d'où l'intérêt d'optimiser son système de production d'énergie.

2.2. ANALYSE ENERGETIQUE DU SITE

L'analyse du profil de consommation électrique a été établie à partir de mesures sur site et d'enregistrements historiques. L'alimentation électrique de l'usine de production E.T.E (Fifa) repose sur un système mixte constitué du réseau public de la SBEE et d'un groupe électrogène diesel dimensionné pour assurer l'autonomie énergétique totale du site en cas d'indisponibilité ou d'instabilité du réseau. Cette partie présente le profil de consommation, le bilan énergétique observé, ainsi que les caractéristiques de la qualité d'énergie fournie.

2.2.1. Le réseau public de la SBEE

La Société Béninoise d'Énergie Électrique (SBEE) constitue la source principale d'alimentation de l'usine. En théorie, elle fournit une énergie à coût relativement réduit par rapport aux autres solutions.

L'alimentation de l'usine par la Société Béninoise d'Énergie Électrique (SBEE) est assurée via un poste de distribution HTA/BT. Ce poste comprend un transformateur de distribution 630 kVA permettant d'abaisser la tension du réseau public (typiquement 15 kV) vers une tension d'utilisation adaptée aux équipements industriels de l'usine (400/230 V).

2.2.2. Caractéristiques du groupe électrogène

Le tableau 2.1 illustre le système de secours principal de l'usine repose sur un groupe électrogène diesel d'une puissance apparente nominale de 660 kVA. Ce groupe constitue la source principale d'alimentation de l'ensemble du site en mode. Il est équipé d'un moteur diesel à combustion interne qui entraîne un alternateur synchrone. Le groupe est également doté d'un régulateur automatique de tension (AVR), d'un système de refroidissement liquide, d'un circuit de lubrification, d'un silencieux d'échappement, ainsi que d'une armoire de commande avec visualisation des paramètres essentiels (tension, fréquence, courant, température, pression d'huile, etc.).

Tableau 2.1 : Principales caractéristiques du groupe électrogène CAT de E.T.E

Paramètres	Valeur
Puissance apparente nominale	660 kVA
Puissance active maximale ($\cos\varphi = 0.8$)	528 kW
Tension nominale	400 V
Fréquence nominale	50 Hz
Type d'excitation	Excitation indépendante (AVR)
Système de refroidissement	Refroidissement liquide

L'analyse de la consommation énergétique du groupe électrogène diesel de 660 kVA installé à l'usine de la société FIFA Bénin permet de quantifier l'ampleur de la dépendance actuelle vis-à-vis de cette source de production . Les données collectées sur la période janvier à juin 2025 mettent en évidence un fonctionnement quasi-quotidien du groupe, avec une consommation moyenne mensuelle de carburant relativement élevée, corrélée au volume de production et à la durée d'exploitation.

Consommation et coût du carburant

Dans le cadre de cette étude, les données du tableau 2.2 nous indiquent que la consommation énergétique du groupe électrogène diesel 660 kVA de la société FIFA Bénin ont été relevées sur plusieurs mois. Ces relevés incluent la consommation de gasoil, les coûts associés ainsi que la répartition des dépenses d'exploitation. L'analyse de ces données permet de mieux comprendre le profil d'utilisation du groupe électrogène et d'identifier les leviers potentiels d'optimisation. Le tableau ci-dessous résume les données clés relevées :

Tableau 2.2 : Récapitulatif de la consommation mensuelle – Janvier à Juin 2025

ELEMENTS	Janv-25	Févr-25	Mars-25	Avr-25	Mai-25	Juin-25
Achat gaz oil	5 000L	5 000L	15 000L	-	10 000L	10 000L
Consommation	9 630L	8 241L	10 800L	7 903L	16 040L	11 310L
Coût d'Achat Unit Gasoil en FCFA	610	610	610	610	610	610
Conso FCFA Gasoil	5 874 300	5 027 010	6 588 000	4 820 830	9 784 400	6 899 100
Entretien	1 193 028			1 920 468		515 000
Amortissement	715 980	715 980	715 980	715 980	715 980	715 980
Total	7 783 308	5 742 990	7 303 980	7 457 278	10 500 380	8 130 080

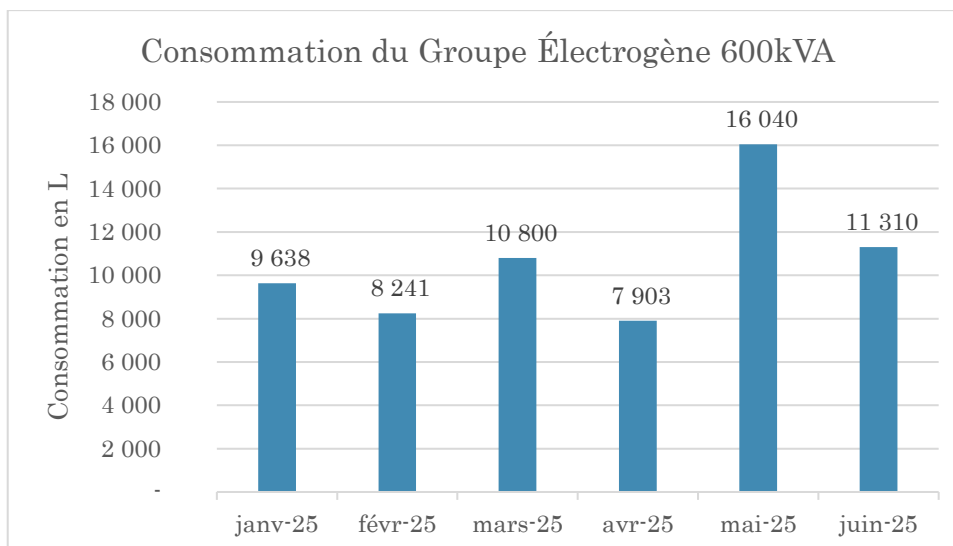


Figure 2.1 : Consommation en carburant du groupe électrogène ELM05803

Analyse consommation en carburant

Les graphes de la figure 2.2 nous permettent de savoir que :

- La consommation varie fortement d'un mois à l'autre, avec un pic notable en mai 2025 (16 040 litres) lié à une utilisation prolongée du groupe électrogène.
- Les mois d'avril (7 903 litres) et février (8 241 litres) affichent une consommation plus faible, traduisant une disponibilité de la SBEE, créant une baisse de production.
- La moyenne mensuelle est de 10 655 litres, ce qui reste élevé pour une unité industrielle.
- Ces variations montrent une dépendance énergétique instable, où les pannes, la mauvaise qualité et l'indisponibilité de la SBEE entraînent une sollicitation accrue du groupe.

Cette consommation élevée et irrégulière démontre que l'usine est fortement dépendante du groupe, ce qui entraîne non seulement une charge financière importante mais aussi une usure accélérée. L'hybridation avec des batteries pourrait lisser ces fluctuations et réduire les volumes consommés.

Le graphique de la figure 2.2 met en évidence la structure des coûts liés à l'exploitation du groupe électrogène, en intégrant le carburant, la maintenance, l'amortissement et les achats ponctuels.

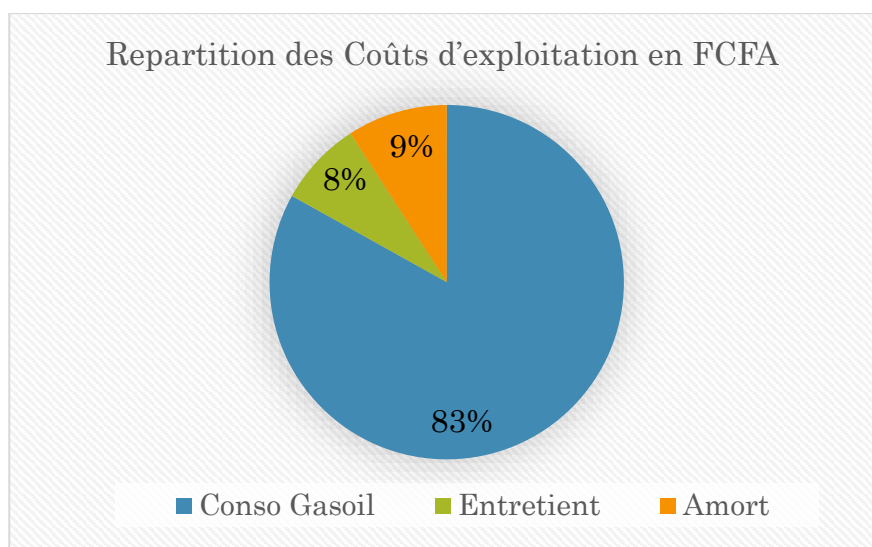


Figure 2.2 : Répartition des coûts d'exploitation du groupe (Janvier – Juin 2025)

✚ Analyse de répartition des coûts suivant la figure 2.2 :

- le carburant constitue l'élément prédominant, représentant 83% des dépenses totales, avec des pics dépassant 9,7 millions FCFA ;
- l'amortissement du groupe est un coût fixe mensuel (715 980 FCFA), représentant environ 9% des dépenses ;
- les coûts de maintenance sont irréguliers, allant de zéro à près de 1,9 millions FCFA, ce qui reflète des interventions ponctuelles importantes.

La composante carburant étant dominante, toute réduction de la consommation se traduit directement par une baisse significative des coûts. L'intégration d'un système hybride permettrait non seulement d'optimiser cette dépense mais aussi de réduire la fréquence et l'ampleur des maintenances.

2.2.3. Profil de charge de l'industrie (Usine)

Un profil de charge représente l'évolution de la demande en énergie électrique sur une période donnée (mensuelle dans ce cas). Il permet de visualiser la manière dont la consommation varie dans le temps, mettant en évidence les périodes de pointe, de creux et les besoins moyens.

Dans le cadre du dimensionnement et de l'optimisation d'un **système hybride** (réseau public + groupe électrogène + batteries), le profil de charge est très important car il conditionne :

- le choix des puissances installées pour chaque source ;

- la capacité de stockage nécessaire ;
- les stratégies de gestion automatisée.

En effet, l'usine fonctionne en continu, et toute interruption ou fluctuation importante (tension/fréquence) peut impacter la qualité de production et endommager les équipements sensibles.

Le graphique de la figure 2.3 illustre la répartition mensuelle sur une durée de six mois de la consommation entre SBEE et GE puis la consommation totale de l'usine.

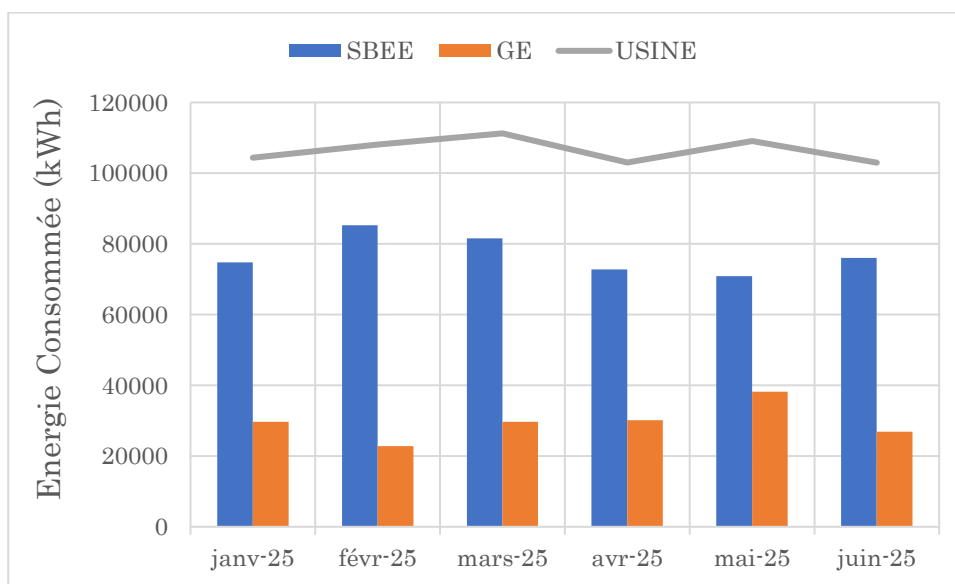


Figure 2.3 : Consommation énergétique – Janvier à Juin 2025

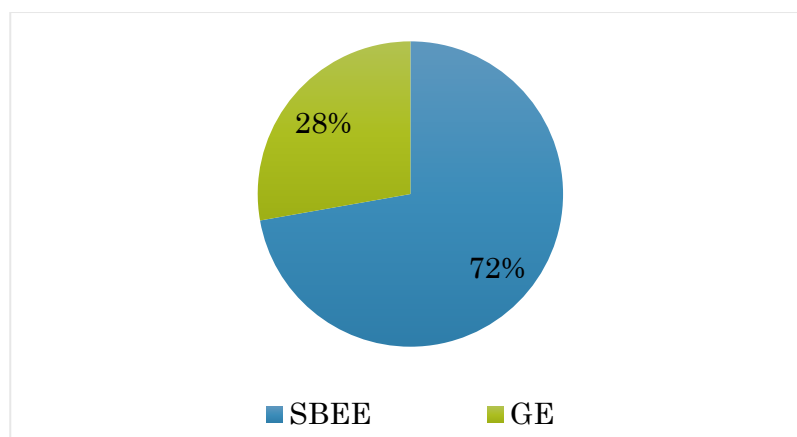


Figure 2.4 : Répartition de charges par source – Janvier à Juin 2025

L'analyse du profil de charge montre que :

- la SBEE couvre la majeure partie des besoins, mais le GE intervient pour compenser les déficits, en particulier lors des périodes de forte demande ou de coupures.
- les fluctuations sont marquées, nécessitant un système de stockage dimensionné pour absorber les pics et lisser la demande.
- les jours de faible consommation peuvent être exploités pour recharger les batteries, réduisant l'usage du GE et les coûts d'exploitation.

2.2.4. Analyse du facteur de charge du groupe électrogène

Le facteur de charge est défini comme le rapport entre la puissance électrique réellement délivrée par un groupe électrogène et sa puissance nominale, exprimé en pourcentage. Il constitue un indicateur essentiel de l'efficacité opérationnelle d'un moteur thermique, car il reflète le degré d'exploitation réelle de ses capacités.

Les données de fonctionnement du moteur Caterpillar C18 de la société FIFA Bénin, enregistrées sur une période représentative, sont synthétisées au tableau 2.3.

Tableau 2.3 : Facteur de charge actuel du moteur - Moteur C18 du GE ELM05803 [26]

Facteur de charge (%)	Total (h)	% du total
< 50,0	6177,10	92,33 %
50,0 – 59,9	492,60	7,36 %
60,0 – 69,9	20,90	0,31 %
70,0 – 79,9	0,35	0,005 %
80,0 – 89,9	0,00	0,00 %
> 90,0	0,15	0,002 %
Total	6691,10	100 %

Source des données : Rapport Cat Electronic Technician 2023C v1.0, relevé du 02/07/2025

L'analyse des données ECM met en évidence que :

- 92,33 % du temps, le groupe électrogène fonctionne à moins de 50 % de charge nominale ;
- les régimes de charge supérieurs à 60 % sont quasi inexistantes (moins de 0,5 % du temps) ;

- le groupe électrogène est donc structurellement surdimensionné par rapport à la charge réelle de l'usine.

Un fonctionnement prolongé à faible charge présente plusieurs inconvénients majeurs :

- ***Rendement énergétique réduit***

Un moteur diesel est conçu pour fonctionner de manière optimale dans une plage de charge généralement comprise entre 60 % et 80 % de sa puissance nominale. En dessous de ce seuil, la température de combustion peut être insuffisante pour assurer une combustion complète, ce qui augmente légèrement la consommation spécifique de carburant (g/kWh) par rapport à la pleine charge.

- ***Encrassement progressif***

À faible charge, la température dans les chambres de combustion et le long des conduits d'échappement est plus basse, ce qui favorise la formation de résidus (calamine, imbrûlés) sur les soupapes, pistons et injecteurs. Ces dépôts, documentés dans les manuels d'entretien Caterpillar, peuvent, à long terme, affecter la régularité de fonctionnement du moteur.

- ***Risque de dilution de l'huile***

Une combustion incomplète favorise le passage de carburant non brûlé dans le carter moteur, ce qui dilue l'huile lubrifiante. Cette dilution réduit l'efficacité de la lubrification et peut accélérer l'usure si elle n'est pas corrigée par un entretien adapté.

- ***Maintenance plus fréquente***

Il nécessite des interventions de maintenance régulières pour nettoyer et vérifier les organes affectés (injecteurs, soupapes, conduits d'échappement).

2.3. DIAGNOSTIC DES INSUFFISANCES DU SYSTEME ENERGETIQUE EXISTANT

L'analyse des données collectées sur le fonctionnement du système énergétique de l'usine FIFA Bénin met en évidence plusieurs insuffisances qui compromettent à la fois la performance, la fiabilité et la durabilité de l'approvisionnement électrique. Ces insuffisances se manifestent à différents niveaux : technique, économique et organisationnel.

2.3.1. Limites techniques

- *Facteur de charge faible* : Les relevés montrent que le GE fonctionne plus de 92 % du temps à charge partielle (< 50 %). Ce mode dégradé entraîne une mauvaise combustion du carburant, un encrassement du moteur et une réduction notable de l'efficacité énergétique.
- *Qualité de l'énergie instable* : Les mesures ont mis en évidence des variations de fréquence (entre 48,5 et 51,5 Hz) ainsi que des creux de tension récurrents, particulièrement lors des démarrages de machines lourdes. Le taux de distorsion harmonique (THD) dépasse parfois les seuils recommandés par la norme IEC 61000-3, impactant les équipements sensibles (API, variateurs, etc.).
- *Absence de stockage tampon* : L'absence d'un système de batteries ou de compensation limite la flexibilité du système et empêche de lisser les pics de charge, augmentant la sollicitation brutale du GE.

2.3.2. Limites économiques

- *Coût élevé d'exploitation* : Les relevés mensuels indiquent des dépenses moyennes en carburant et maintenance avoisinant 5 à 7 millions de FCFA par mois, ce qui représente une part significative des charges d'exploitation de l'usine.
- *Maintenance fréquente et coûteuse* : L'usure prématurée due au fonctionnement à faible charge entraîne des interventions régulières (vidanges, remplacement d'injecteurs, réglages), avec des coûts qui s'accumulent dans le temps.
- *Pertes indirectes* : Les arrêts non planifiés de la production dus aux perturbations électriques engendrent des pertes financières supplémentaires (retards de livraison, baisse de productivité).

2.3.3. Limites organisationnelles et opérationnelles

- *Dépendance excessive au GE* : L'usine bascule rapidement sur le groupe électrogène en cas de perturbation du réseau SBEE, ce qui accélère son vieillissement et accroît les coûts d'exploitation.
- *Absence de système de gestion automatisée* : L'exploitation repose sur une bascule manuelle entre SBEE et GE, sans logique de pilotage optimisée. Cela entraîne un manque de coordination et une utilisation parfois inappropriée des deux sources.

- *Manque d'intégration des énergies renouvelables* : Le système actuel n'intègre aucune alternative durable (solaire PV, stockage, etc.), alors que le contexte énergétique béninois et la disponibilité solaire du site constituent une opportunité majeure.

2.3.4. Opportunité d'amélioration

Ces insuffisances révèlent la nécessité de moderniser le système énergétique en adoptant une approche hybride automatisée, capable de :

- optimiser le fonctionnement du GE en le faisant fonctionner dans une zone de rendement optimal ;
- réduire la dépendance au gasoil grâce à l'intégration d'un stockage par batteries et/ou de sources renouvelables ;
- améliorer la stabilité et la qualité de l'énergie électrique distribuée ;
- réduire significativement les coûts opérationnels et prolonger la durée de vie des équipements.

2.4. DIMENSIONNEMENT DU SYSTEME DE STOCKAGE

2.5.1. Analyse des données issues de l'analyseur de réseau C.A.8335

Ce dimensionnement est réalisé à partir des données mesurées par l'analyseur de réseau CHAUVIN ARNOUX C.A.8335, incluant les courants de phase, la puissance active, la puissance apparente, la puissance réactive représentant les profils de charge de l'usine sur 24 heures d'exploitation.

2.5.1.1. Courants efficaces RMS de phases et du neutre

L'analyse des courants de charge de l'usine revêt une importance particulière, car elle permet d'évaluer la répartition des efforts électriques par phase et d'identifier d'éventuels déséquilibres. Les résultats obtenus sont illustrés à la figure 2.6.

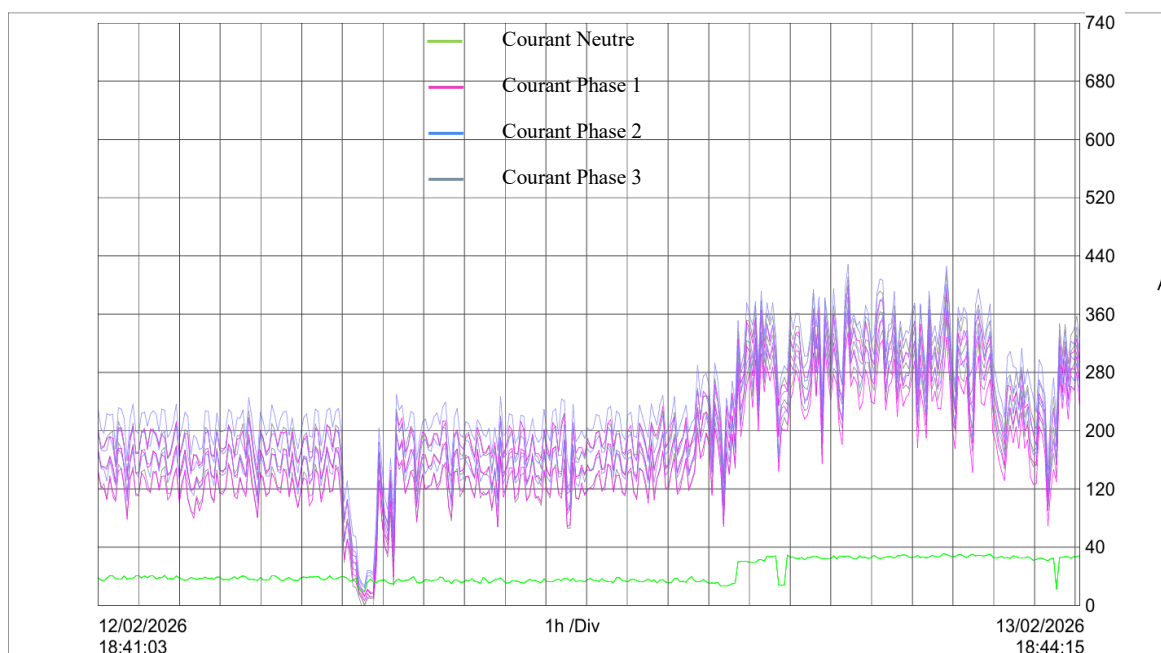


Figure 2.5 : Graphe des courants – Analyseur de réseau C.A.8335

Les courants illustrés figure 2.6 montrent un fonctionnement initial stable avec des valeurs comprises entre 140 A et 190 A, traduisant une charge modérée et correctement équilibrée. Après un événement ponctuel caractérisé par une chute momentanée des courants, l'installation passe à un régime de charge plus élevé avec des valeurs atteignant jusqu'à 400A.

Les trois phases présentent des profils similaires, indiquant un bon équilibrage, tandis que le courant de neutre demeure faible, ce qui prouve l'absence de déséquilibre significatif ou de surcharge critique.

2.5.1.2. Puissance active par phase et totale

A la figure 2.7, l'analyseur de réseau permet de suivre l'évolution de la puissance active des charges de l'usine, offrant une vision du comportement énergétique, tel que présenté.

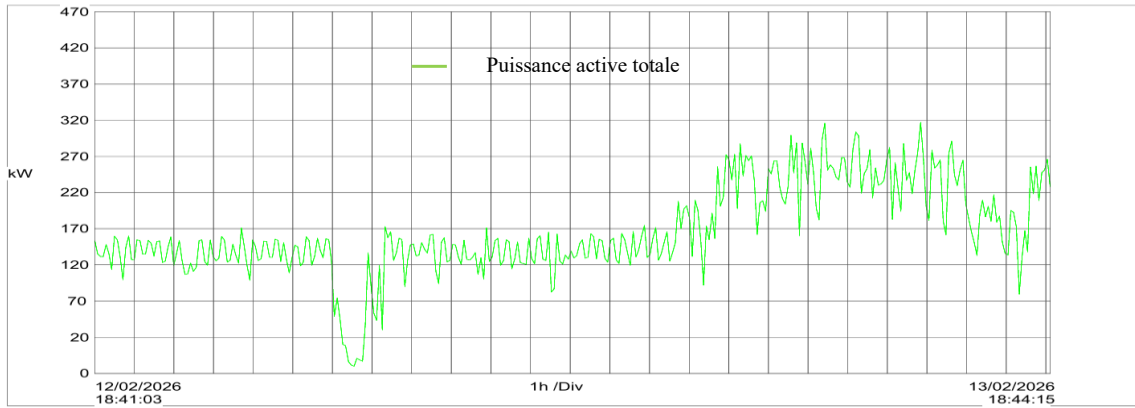


Figure 2.6 : Graphe de la puissance active de la charge de l'usine – Analyseur de réseau C.A.8335

L'étude de la puissance active totale met en évidence :

- une puissance moyenne de fonctionnement d'environ 130 et 150 kW ;
- nouvelle marche (augmentation de charge) : 220 kW à 280kW ;
- pointe maximale de puissance active observée d'environ 300 kW.

Ces valeurs traduisent un fonctionnement non constant de l'installation, avec des cycles marqués de montée et de descente de charge, nécessitant un dimensionnement du groupe électrogène capable d'absorber ces variations sans dégradation des performances.

2.5.1.3. Puissance apparente totale

A la figure 2.8, l'analyseur de réseau permet de visualiser l'évolution de la puissance apparente par phase et la puissance apparente globale de l'usine.

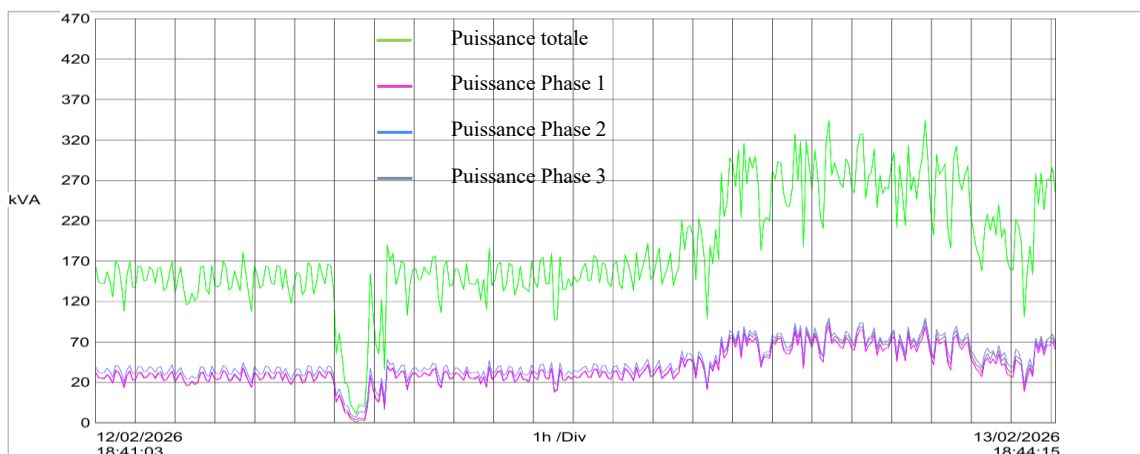


Figure 2.7 : Graphe des puissances apparentes – Analyseur de réseau C.A.8335

Les mesures issues de l'analyseur de réseau indiquent les niveaux suivants de puissance apparente pour l'ensemble de l'usine :

- Régime initial : 140 à 160 kVA ;
- Régime chargé : 250 à 320 kVA ;
- Puissance de pointe : \approx 330 kVA.

Ainsi, la puissance apparente maximale mesurée est de 330 kVA. Cette valeur constitue une base de dimensionnement du système hybride.

2.5.1.4. Facteur de puissance ($\cos \varphi$)

L'analyseur de réseau permet de visualiser l'évolution temporelle du facteur de puissance de l'installation, tel que présenté à la figure 2.9.

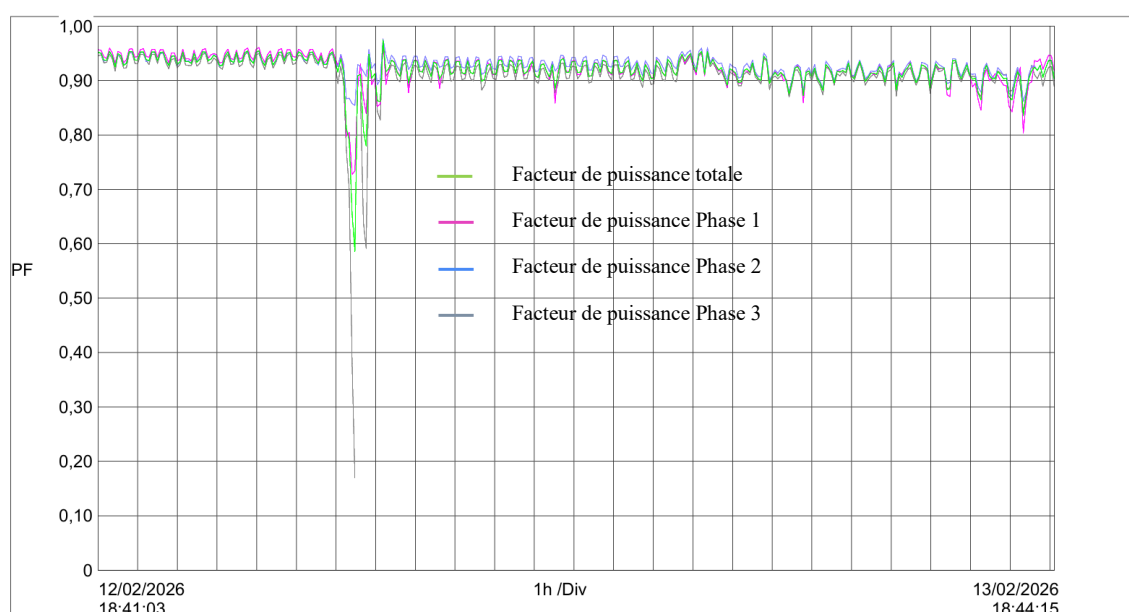


Figure 2.8 : Facteur de puissance issu de l'analyseur de réseau

La figure 2.9 montre que le facteur de puissance de l'usine est globalement élevé et stable, évoluant autour de 0,92 à 0,96 sur la majeure partie de la période observée. Cela indique un bon niveau de compensation de l'énergie réactive et une utilisation efficace de la puissance fournie par le groupe électrogène.

2.5.2. Définition de la consommation en puissance de l'usine

Dans ce contexte, le tableau 2.4 récapitule et permet l'évaluation de la capacité de stockage en tenant compte de la demande énergétique totale de l'usine sur une période représentative d'exploitation. La définition de la puissance du BESS est réalisée à partir :

- des puissances actives mesurées par l'analyseur de réseau C.A.8335 ;
- des données dynamiques issues de l'ECM moteur ;
- des pointes de charge observées.

Tableau 2.4 : Récapitulatif des données issues de l'ECM moteur et de l'analyseur de réseau

Paramètres de définition	Analyseur de réseau	ECM Moteur
Facteur de charge selon ECM		60%
Puissance apparente	330 kVA	396 kVA
Puissance active	300 kW	317 kW
Facteur de charge déduit	57%	

La croisée des données issues de l'ECM moteur et de l'Analyseur de réseau met en évidence une forte cohérence entre les deux sources de mesure. La puissance active de pointe appelée par l'usine est d'environ 300 kW, soit une valeur raisonnable d'environ 320 kW. Soit un taux de charge de 60% du groupe électrogène

2.5.3. La puissance de référence du Système de stockage

La puissance maximale de référence à fournir par le BESS en fonctionnement sera évaluée à partir de la pointe moyenne de l'usine. Celle-ci est de l'ordre de 320 kW, soit 60% de la capacité du groupe.

$$P_{BESS} = 320 \text{ kW}$$

Ainsi en ajoutant une marge de tolérance de 20% on obtient la puissance réelle :

$$P_{BESS} = (320 + 320 \times 20\%) \text{ kW}$$

$$P_{BESS} \approx 384 \text{ kW}$$

La détermination de la capacité Energétique du système nous impose une durée d'autonomie que par hypothèse nous choisirons qui est minimum trois heures en plein charge de l'usine:

$$\text{Capacité Energétique} = \int_{\text{temps_debut}}^{\text{temps_fin}} P_{BESS} \times dt \quad (1)$$

$$\text{Capacité Energétique} = 380 \times 3$$

$$\text{Capacité Energétique} = 1150 \text{ kWh}$$

Les caractéristiques du Système de stockage se résument dans le tablea

Tableau 2.5 : Caractéristiques de la solution retenue

Variable	Désignation	Valeurs
C_E	Capacité Energétique du système	1150 kWh
P_n	Puissance nominale du système	384 kW

2.5.4. Détermination des autres caractéristiques du BESS

Dans le chapitre 1, nous avons opté pour les batteries au lithium dont la profondeur de décharge est généralement de 80 %, avec une durée de vie d'environ 6000 cycles [21]. Afin de compléter le dimensionnement, il convient de déterminer d'autres caractéristiques techniques essentielles permettant d'assurer une exploitation optimale du système de stockage.

2.5.4.1. Détermination de la durée de vie du système BESS en fonction du cycle

Le tableau 2.6 affiche la durée de vie estimative du système BESS en fonction du nombre de cycles de charge/décharge et des conditions de fonctionnement, pour garantir une performance sur sa période d'exploitation.

Tableau 2.6 : Caractéristiques de vie du système BESS [27], [28]

Cycle de vie	Caractéristiques	Durée de vie
6000	- 90%DoD - 25°C - 0,5C charge/décharge	$D_{vie} = \frac{\text{Cycle de vie}}{\text{cycle par an}}$

Cycle par Jour	3	2	3/2	1	2/3
Cycle par an	1095	730	547,5	365	243,5
D_{vie} (année)	5,5	8,2	11	16,4	24,6

L'illustration graphique en figure 2.10 montre l'impact de la fréquence des cycles sur la durée de vie du BESS. On observe que plus la fréquence des cycles augmente, plus la durée de vie utile, diminue. Néanmoins compte tenu des actuelles statistiques nous estimons l'utilisation à 1 cycle par jour, ce qui convient à une durée de vie de 16 ans 5 mois environ.

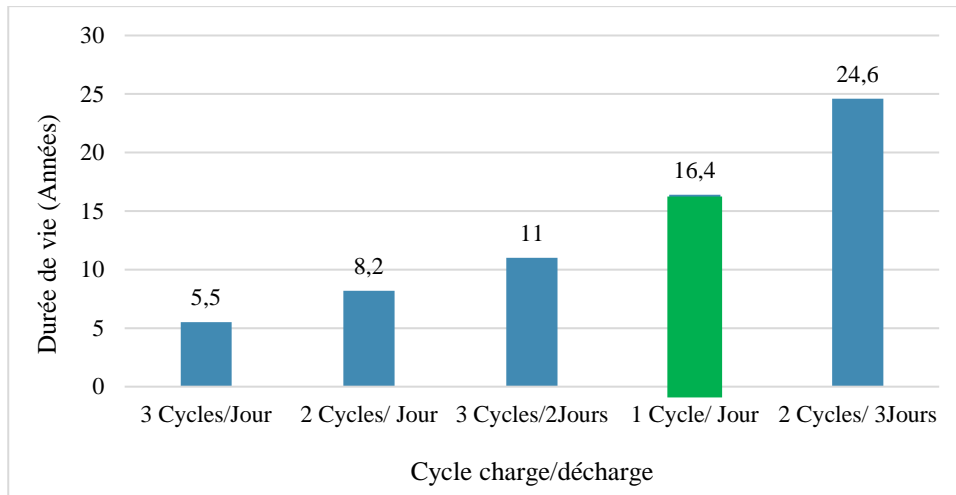


Figure 2.9 : Impact (théorique) des cycles sur la durée de vie des BESS

2.5.4.2. Autonomie du système BESS

- **Energie Utile disponible**

L'énergie exploitable par la charge tenant compte de la profondeur de décharge DoD est :

$$E_{u_bat} = C_{nominal} \times DoD \quad (2)$$

$$E_{u_bat} = 1150 \times 0,80$$

$$E_{u_bat} = 920 \text{ kWh}$$

Après les pertes de conversion dues au rendement du convertisseur l'énergie utile à notre service serait :

$$E_{utile} = E_{u_bat} \times \eta_{conv} \quad (3)$$

$$E_{utile} = 920 \times 0,96$$

$$E_{utile} = \mathbf{885 \text{ kWh}}$$

L'autonomie théorique fournie par le BESS lorsqu'il soutient la charge à pleine puissance P_{BESS} est :

$$t_{décharge} = \frac{E_{utile}}{P_{BESS}} \quad (4)$$

$t_{1\text{décharge}}$	$\frac{885}{320}$	<u>2heures 46minutes</u>
$t_{2\text{décharge}}$	$\frac{885}{0,8 \times 320}$	<u>3heures 27minutes</u>
$t_{3\text{décharge}}$	$\frac{885}{0,6 \times 320}$	<u>4heures 36minutes</u>
$t_{4\text{décharge}}$	$\frac{885}{0,4 \times 320}$	<u>6heures 55minutes</u>
$t_{5\text{décharge}}$	$\frac{885}{0,2 \times 320}$	<u>13heures 50minutes</u>

Ce calcul montre que le BESS peut alimenter la charge maximale de 320 kW pendant au moins 2,7 heures, ce qui permet d'évaluer son autonomie réelle et de planifier efficacement les périodes de fonctionnement du système hybride.

2.5.4.3. Temps de charge du système BESS

Le temps de charge est un paramètre clé du dimensionnement et de l'exploitation du BESS.

- Formule générale

Le temps de charge utile (heures) pour fournir une énergie E_{charge} est :

$$t_{charge} = \frac{E_{charge}}{P_{charge} \times \eta_{charge}} \quad (5)$$

- E_{charge} = énergie à injecter dans la batterie (kWh),
- P_{charge} = puissance de charge disponible (kW) côté GE est $\geq 20\%$ de 528kW soit 106kW
- η = rendement charge (batterie + convertisseur), typiquement 0,96.

$$E_{charge} = \Delta_{SOC} \times C_{nominal} (20 \rightarrow 100\%) \quad (8)$$

$$t_{1charge} = \frac{920}{106 \times 0,96} ;$$

$$t_{4charge} = \frac{920}{358,4 \times 0,96}$$

$$t_{1charge} \approx 9h 02min \quad (\text{Lorsque l'usine est à charge maximale})$$

$$t_{4charge} \approx 2h\ 40min \quad (\text{Lorsque l'usine est à charge minimale})$$

2.5.5. Caractéristiques essentielles du BESS

Tableau 2.7 : Récapitulatif des caractéristiques du BESS [27]

Capacité énergétique	1200 kWh
Puissance maximale de sortie	500 kW
Temps de décharge	2h 46min (à pleine puissance)
Temps de charge	9h 02min (à pleine puissance)
Efficacité de charge/décharge	$\geq 90\%$
Profondeur de décharge DoD	80%
Durée de vie (1Cycle par Jour)	Environ 16ans 5mois (théorique)

La *figure 2.11* ci-dessous présente le conteneur BESS abritant les batteries de stockage d'énergie. Ce dispositif protège les batteries, assure leur organisation optimale et facilite leur exploitation dans des conditions sécurisées et contrôlées.



Figure 2.11 : Conteneur de batteries LiFePO4 modulaires pour stockage d'énergie

- *Contraintes pratiques à considérer*

1. Puissance de charge disponible depuis le GE : la SBEE peut ne pas permettre une charge élevée simultanée si l'usine est en production. Il faut vérifier la capacité d'import et les contrats de puissance.
2. Coordination EMS : le temps et la puissance de charge doivent être gérés par l'EMS.
3. Gestion thermique : les charges et décharges rapides augmentent la chaleur d'où la nécessité de dimensionner un refroidissement local.
4. Effet sur la durée de vie : cycles profonds et charges rapides augmentent la dégradation ; définir stratégie SoC optimisée.

2.5.6. Détermination de la configuration des batteries

Il est nécessaire de déterminer le nombre de batteries lithium-ion en série et en parallèle ; pour ce fait nous devons partir de quelques paramètres du système BESS. D'après ce que nous avons décrit précédemment :

- Puissance totale du BESS : 384 kW
- Nombre de bandes (bancs) : 8
- Puissance par bande : 48 kW

Cependant, le nombre exact de cellules ou modules dépend surtout de la tension nominale et de la capacité d'une batterie élémentaire. La méthode de calcul est la suivante.

2.5.6.1. Nombre de batteries en série

Les batteries sont mises en série pour atteindre la tension du système BESS.

$$N_{serie} = \frac{V_{systeme}}{V_{batterie}} \quad (9)$$

- tension d'une cellule Li-ion : 3,7 V
- tension d'un module : 48 V
- tension d'un bus DC BESS industriel : 768 V

$$N_{serie} = \frac{768}{48} = 16$$

Donc 16 batteries (modules) en série

2.5.6.2. Nombre de batteries en parallèle

Les batteries sont mises en parallèle pour atteindre la puissance ou la capacité énergétique demandée.

La puissance totale :

$$P_{BESS} = 384 \text{ kW}$$

Puissance d'une bande :

$$P_{bande} = 48 \text{ kW}$$

Donc :

$$N_{bande} = \frac{384}{48} = 8$$

Donc 8 branches en parallèle

2.5.6.3. Architecture finale du BESS

Le système peut être représenté ainsi :

16 batteries en série pour atteindre la tension

8 branches en parallèle pour atteindre la puissance

$$N = 16 \times 8 = 128 \text{ batteries}$$

Nous retenons qu'à partir des calculs précédents le système BESS de 384 kW est constitué de 8 bandes de batteries de 48 kW chacune. Pour atteindre la tension du bus continu du système, les batteries sont assemblées en série, tandis que la puissance totale est obtenue par 8 branches en parallèle, conduisant à une architecture globale de **16S8P**, soit 128 batteries au total

CONCLUSION

L'analyse du système énergétique de la société a d'abord permis de mettre en évidence les difficultés liées à une forte dépendance au réseau SBEE et à l'utilisation d'un groupe électrogène diesel. Les profils de charge montrent des variations importantes de la demande, tandis que le groupe électrogène fonctionne la plupart du temps à faible charge.

À partir de ce constat, ce chapitre a permis de passer d'une analyse à une solution technique. La configuration hybride proposée, combinant la SBEE, un groupe électrogène de 660 kVA et un système de stockage par batteries lithium-ion, vise à mieux répartir la charge et à améliorer le fonctionnement global de l'installation. Le dimensionnement du BESS, ainsi

que l'intégration d'un système de gestion automatisée de l'énergie, permettent de limiter le fonctionnement en sous-charge du groupe électrogène, d'améliorer la stabilité de l'alimentation et de réduire les coûts d'exploitation. Les résultats obtenus en termes d'autonomie, de temps de charge et de durée de vie montrent que la solution retenue est techniquement réaliste et économiquement pertinente pour l'usine. Ce travail pose ainsi des bases pour la modélisation et l'analyse des performances du système hybride, qui seront développées dans le chapitre suivant.

CHAPITRE III : SIMULATION ET ANALYSE DES PERFORMANCES

Introduction	54
3.1. Modélisation et Formulation mathématique du système	54
3.2. Modélisation et simulation du système sous matlab/simulink	62
3.3. Analyse technico-économique du système hybride	72
Conclusion.....	80

INTRODUCTION

Ce chapitre explore la simulation et l'analyse des performances du système hybride envisagé pour l'usine FIFA Bénin, mettant l'accent sur la réduction de la consommation spécifique du générateur diesel, l'amélioration de la fiabilité de l'alimentation et l'optimisation des coûts énergétiques. À partir de profils de charge réels, des hypothèses techniques claires et des caractéristiques précises du générateur et du BESS, plusieurs scénarios sont simulés, allant du fonctionnement actuel au déploiement d'une stratégie automatisée de gestion de l'énergie. L'analyse comparative des résultats permet de quantifier les gains potentiels, d'identifier les contraintes techniques et financières, et de proposer des recommandations concrètes pour une mise en œuvre progressive et durable, tout en ouvrant la voie à des améliorations futures du système.

3.1. MODELISATION ET FORMULATION MATHEMATIQUE DU SYSTEME

La modélisation du système hybride vise à représenter de manière simplifiée le comportement énergétique de l'ensemble constitué du réseau SBEE, du groupe électrogène (GE) et du système de stockage par batteries (BESS). Cette approche permet de simuler les flux de puissance, d'analyser les performances énergétiques et économiques, et de concevoir des stratégies de gestion optimales.

3.1.1. Hypothèses et cadre de modélisation

Les hypothèses suivantes sont retenues pour la modélisation :

- la charge totale de l'usine est connue et varie selon un profil journalier mesuré ;
- la disponibilité du réseau SBEE est aléatoire, modélisée par un facteur de disponibilité horaire ;
- le groupe électrogène assure la continuité d'alimentation en cas de défaillance du réseau ;
- le BESS intervient pour réduire l'utilisation significative du GE ;
- les valeurs de SoC (State of Charge) du BESS sont bornées :

$$SoC_{\min} \leq SoC(t) \leq SoC_{\max} \quad (10)$$

3.1.2. Équations de bilan énergétique

Le bilan de puissance instantané du système s'écrit :

$$\left\{ \begin{array}{l} P_{CHARGE}(t) = P_{SBEE}(t) \\ P_{CHARGE}(t) = P_{BESS}(t) \\ P_{CHARGE}(t) = P_{GE}(t) + P_{BESS}(t) \end{array} \right. \begin{array}{l} (11) \\ (12) \\ (13) \end{array}$$

L'énergie totale consommée par la charge sur la période T est donnée par :

$$E_{CHARGE} = \int_0^T P_{CHARGE}(t) dt \quad (14)$$

3.1.3. Modélisation du générateur diesel

Le rendement du groupe électrogène dépend du facteur de charge FC

$$FC = \frac{P_{GE}}{P_{GE\ nom}} \quad (15)$$

La consommation spécifique de carburant (en L/kWh) peut être approchée par une relation quadratique :

$$C_{fuel} = a + b \times FC + c \times FC^2 \quad (16)$$

où a, b et c sont des coefficients déterminés à partir des courbes constructeur ($C_{fuel} = 0,002FC^2 + 1,123FC + 10,47$) [29].

Le graphique en tableau 3.1 illustre cette consommation de carburant en fonction du taux de charge.

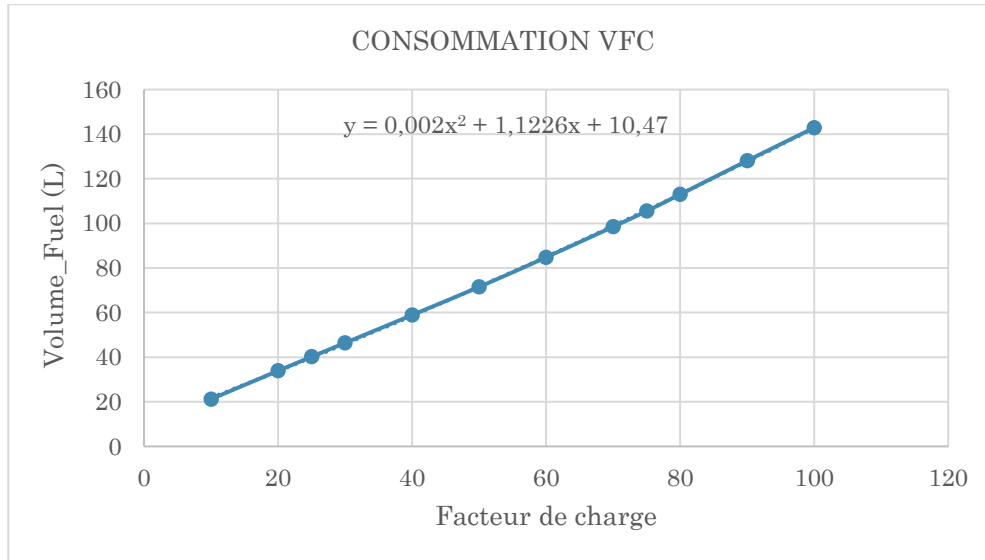


Figure 3.1 : Évolution de la consommation de carburant en fonction du taux de charge

3.1.4. Modélisation du système de stockage (BESS)

L'évolution de l'état de charge (SoC) est donnée par :

$$SoC(t + 1) = SoC(t) + \frac{\eta_c \times P_{CHARGE-BESS}(t) - \frac{P_{DECHARGE-BESS}(t)}{\eta_d}}{E_{nom}} \times \Delta t \quad (17)$$

- $\eta_c \eta_d$: rendements de charge et décharge ;
- E_{nom} : capacité nominale du BESS (kWh) ;
- Δt : pas de temps (h).

Les contraintes d'exploitation sont telles que :

$$\begin{cases} SoC_{min} \leq SoC(t) \leq SoC_{max} & (18) \\ 0 \leq P_{CHARGE-BESS}(t) \leq P_{BESS,nom} & (19) \\ 0 \leq P_{DECHARGE-BESS}(t) \leq P_{BESS,nom} & (20) \end{cases}$$

La consommation de carburant évolue avec la puissance active fournie par le groupe électrogène. Cette relation est utilisée dans le modèle pour estimer les besoins énergétiques du système.

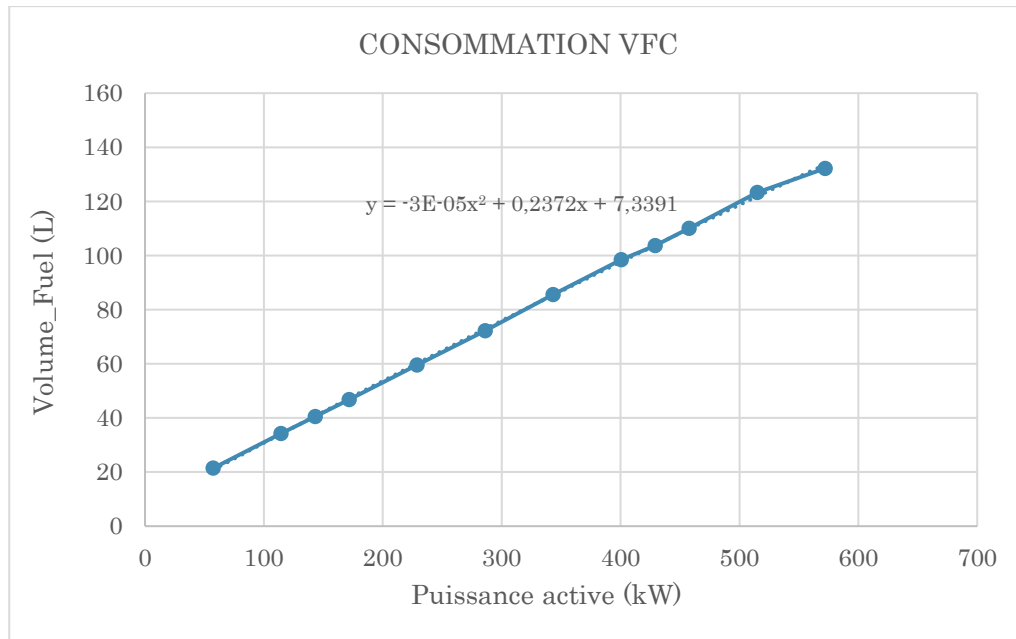


Figure 3.2 : Relation de consommation en fonction de la puissance active

3.1.5. Fonctionnement de l'Energy Management System (EMS)

3.1.5.1. Rôle et objectifs de l'EMS

L'Energy Management System est chargé d'assurer la gestion automatique des sources (SBEE, GE, BESS) au sein de l'installation. Il pilote le démarrage et l'arrêt du groupe électrogène (GE), la gestion séquentielle ou simultanée des bancs de batteries du système de stockage d'énergie (BESS), ainsi que la continuité d'alimentation de l'usine en fonction des conditions du réseau et du niveau de charge.

3.1.5.2. Description du fonctionnement des algorithmes de la gestion automatisée

✚ Fonctionnement en cas de perte du réseau conventionnel

Lors d'une perte du réseau conventionnel, l'EMS détecte l'événement, vérifie l'état de charge des batteries (SoC) et envoie une commande pour solliciter le BESS ou le démarrage du groupe électrogène. Au cas où le GE est sollicité, l'EMS autorise la fermeture des disjoncteurs du groupe et de l'usine, puis charge les batteries par banc. Le système surveille en continu :

- le taux de charge du groupe électrogène, limité à 80 % de sa puissance nominale ;
- l'état de charge (State of Charge – SOC) du banc de batteries en cours de chargement.

✚ Gestion séquentielle des bancs de batteries du BESS

Le taux de charge du GE est strictement limité à 80 % de sa puissance nominale, soit :

$$P_U = 0,8 \times 528 \text{ kW} = 422,4 \text{ kW}$$


Il calcule en permanence la puissance disponible :

$$P_{disp} = 422,4 - (P_{usine} + P_{banc}) \quad (18)$$

Si les bancs de batterie sont en charge et que :

- ils ne sont pas encore complètement chargés,
- et que la puissance disponible est suffisante pour alimenter un banc supplémentaire (48 kW), alors l'EMS ajoute progressivement les bancs suivants.

Ce processus se poursuit ainsi jusqu'à la charge complète des 8 bancs, soit 384 kW au total, tout en respectant la contrainte des 80 % du GE. Le chargement peut donc être progressif ou simultané selon la marge de puissance disponible et les variations de la charge usine.

 Fin de charge du BESS

Lorsque le BESS est totalement chargé :

- l'EMS commande l'ouverture du disjoncteur du GE,
- applique une phase de refroidissement,
- puis arrête le moteur.

L'usine est alors entièrement alimentée par le BESS.

 Phase de décharge

Durant la décharge, l'EMS surveille la profondeur de décharge (DoD). La limite admissible est fixée à 80 % de la capacité du BESS.

Lorsque ce seuil est atteint :

- l'EMS envoie un nouveau signal de démarrage au GE,
- le cycle de recharge recommence.

 Retour du réseau conventionnel

À tout moment, si le réseau conventionnel revient et devient stable :

- l'EMS émet un signal configurable pour informer de la stabilité du secteur,
- l'Opérateur peut choisir un basculement automatique ou manuel des charges vers le réseau.

Le logigramme présenté à la figure 3.3 illustre la stratégie de gestion énergétique mise en œuvre par le système EMS pour assurer la continuité d'alimentation de l'usine. Il décrit les différentes séquences de fonctionnement entre le réseau conventionnel (SBEE), le groupe électrogène (GE) et le système de stockage d'énergie par batteries (BESS).

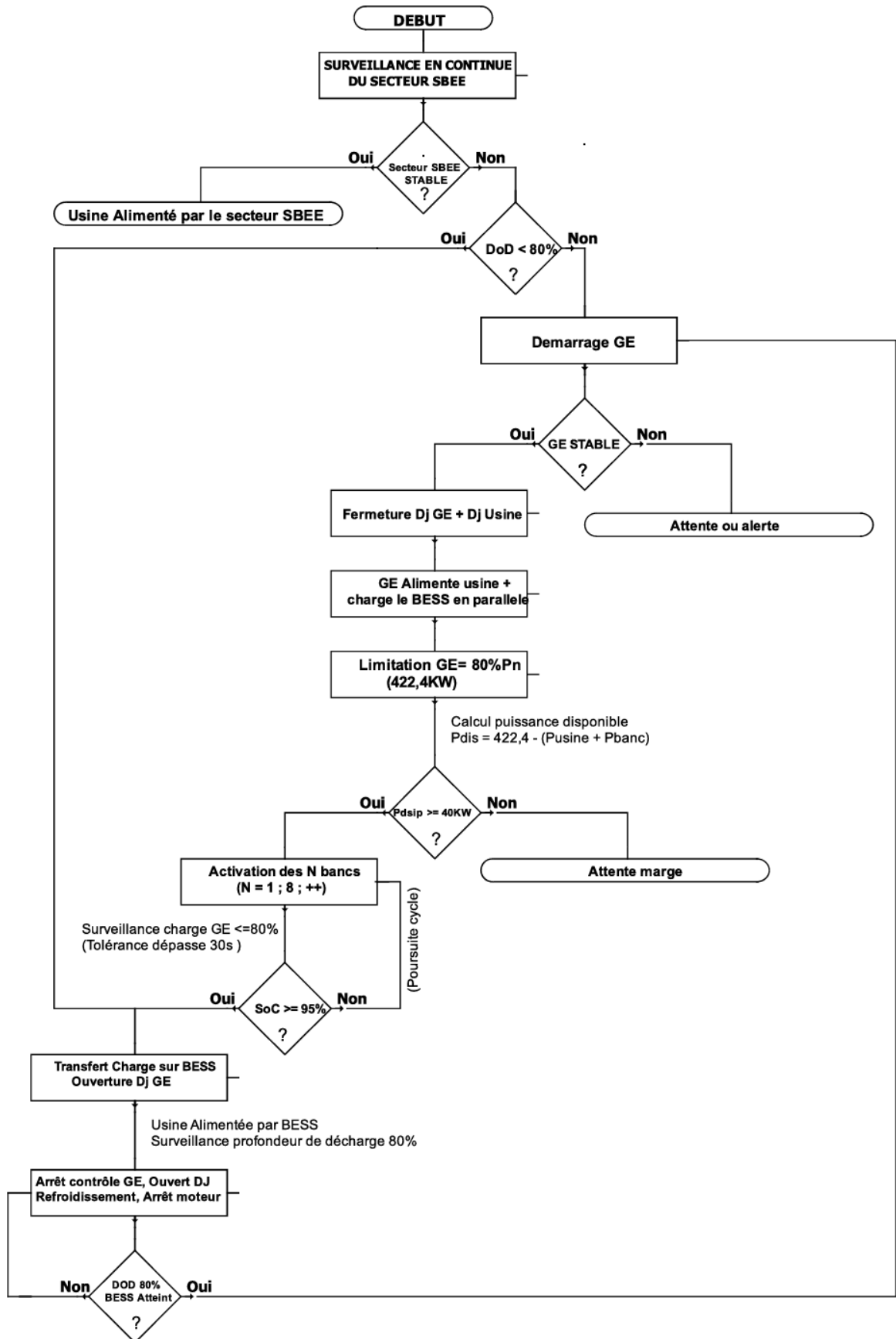


Figure 3.3 : Logigramme de gestion énergétique du système EMS pour la coordination Réseau – Groupe électrogène – BESS

3.1.6. Gestion du flux d'énergie avec les sources d'énergies

La figure 3.4 illustre l'évolution temporelle des puissances fournies par les différentes sources d'énergie du système, à savoir le réseau conventionnel (SBEE), le groupe électrogène (GE) et le système de stockage par batteries (BESS), sous la supervision du système de gestion d'énergie (EMS).

Cette représentation met en évidence les différentes phases de fonctionnement du micro-réseau ainsi que les transitions entre les sources d'alimentation montrant la continuité de service assurée par l'EMS avec la gestion optimale des sources d'énergie.

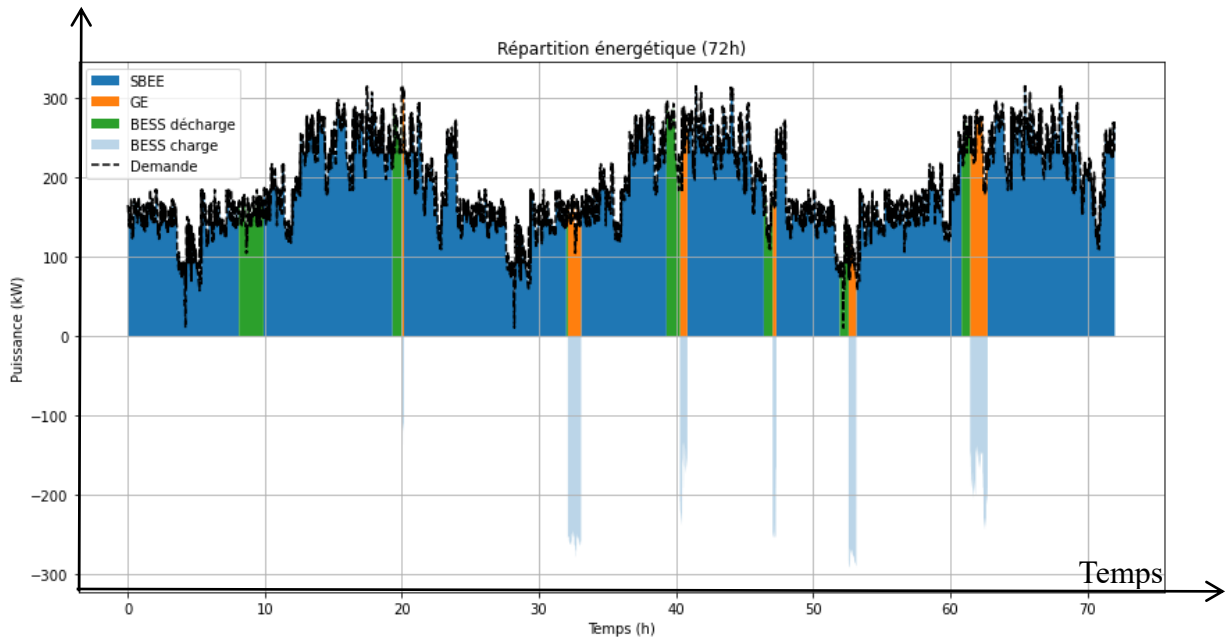


Figure 3.4 : Graphe de l'évolution temporelle des puissances des sources SBEE, GE et BESS sous la gestion du système EMS

Ce graphe montre l'évolution de la puissance consommée par l'usine dans le temps.

La présence du BESS permet de restituer l'énergie emmagasinée pour tourner et réduire le nombre de démarrage et le temps de fonctionnement du GE. On observe des variations normales liées à l'activité industrielle, avec des creux correspondant aux faibles charges. L'ensemble traduit un système énergétique dynamique et optimisé

3.1.7. Dynamique de l'état de charge du système en fonctionnement

La figure 3.5 ci-dessous illustre l'évolution temporelle de l'état de charge (SOC) du système BESS selon les différents scénarios d'exploitation.

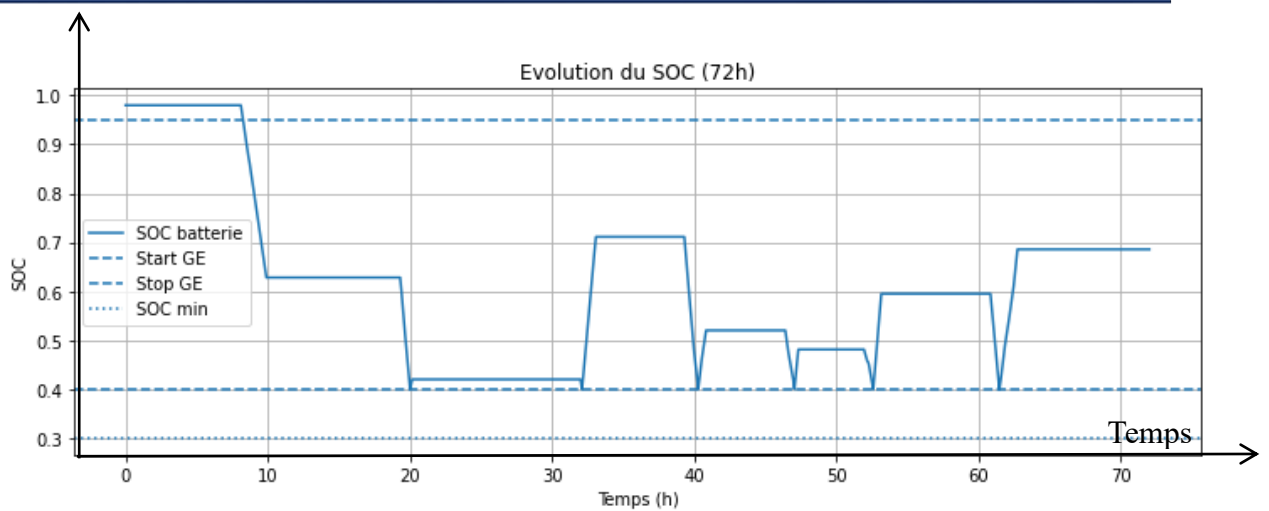


Figure 3.5 : Evolution de l'état de charge du système de BESS suivant les différentes phases de fonctionnement

Ce graphe illustre l'évolution de l'état de charge (State Of Charge – SOC) de la batterie en fonction du temps. Au début, la batterie est entièrement chargée (SOC proche de 100 %), puis elle se décharge progressivement pour alimenter l'usine en énergie lorsqu'il y a absence du secteur SBEE.

Dès le retour du secteur il y a basculement sur le réseau SBEE. On observe ensuite des phases de stabilisation, suivies de périodes de recharge où le SOC augmente, grâce à l'intervention du groupe électrogène. Le SOC ne descend pas en dessous d'un seuil critique, ce qui traduit une stratégie de protection de la batterie mise en œuvre par le système de gestion d'énergie (EMS).

Cette gestion automatisée des cycles de charge et de décharge permet d'optimiser la durée de vie de la batterie tout en assurant la continuité de l'alimentation énergétique de l'usine.

3.2. MODELISATION ET SIMULATION DU SYSTEME SOUS MATLAB/SIMULINK

Afin d'analyser le comportement du système hybride proposé et d'évaluer ses performances énergétiques, une modélisation dynamique a été réalisée sous l'environnement Matlab/Simulink. Cette modélisation permet de représenter de manière cohérente les interactions entre le groupe électrogène, le système de stockage par batteries et les charges industrielles, tout en intégrant les contraintes de fonctionnement réelles du site étudié. Le schéma de simulation constitue ainsi un outil d'aide à l'analyse et à la validation des stratégies de gestion de l'énergie avant toute implémentation physique.

3.3. CHOIX DE LA CONFIGURATION HYBRIDE

L'étude menée dans la section précédente a mis en évidence les insuffisances du système énergétique actuel, caractérisé par une dépendance élevée au groupe électrogène fonctionnant souvent en régime sous-optimal et par une qualité de fourniture instable de la SBEE. Afin d'y remédier, il a été retenu une configuration hybride associant le réseau public, un groupe électrogène diesel et un système de stockage par batteries, tous pilotés par un système de gestion optimale.

La figure 2.5 ci-dessous présente l'architecture retenue. Ce schéma illustre les interconnexions entre les différentes sources d'énergie, le système de stockage et le dispositif central de gestion (EMS), qui assure la coordination et le pilotage optimal de l'ensemble.

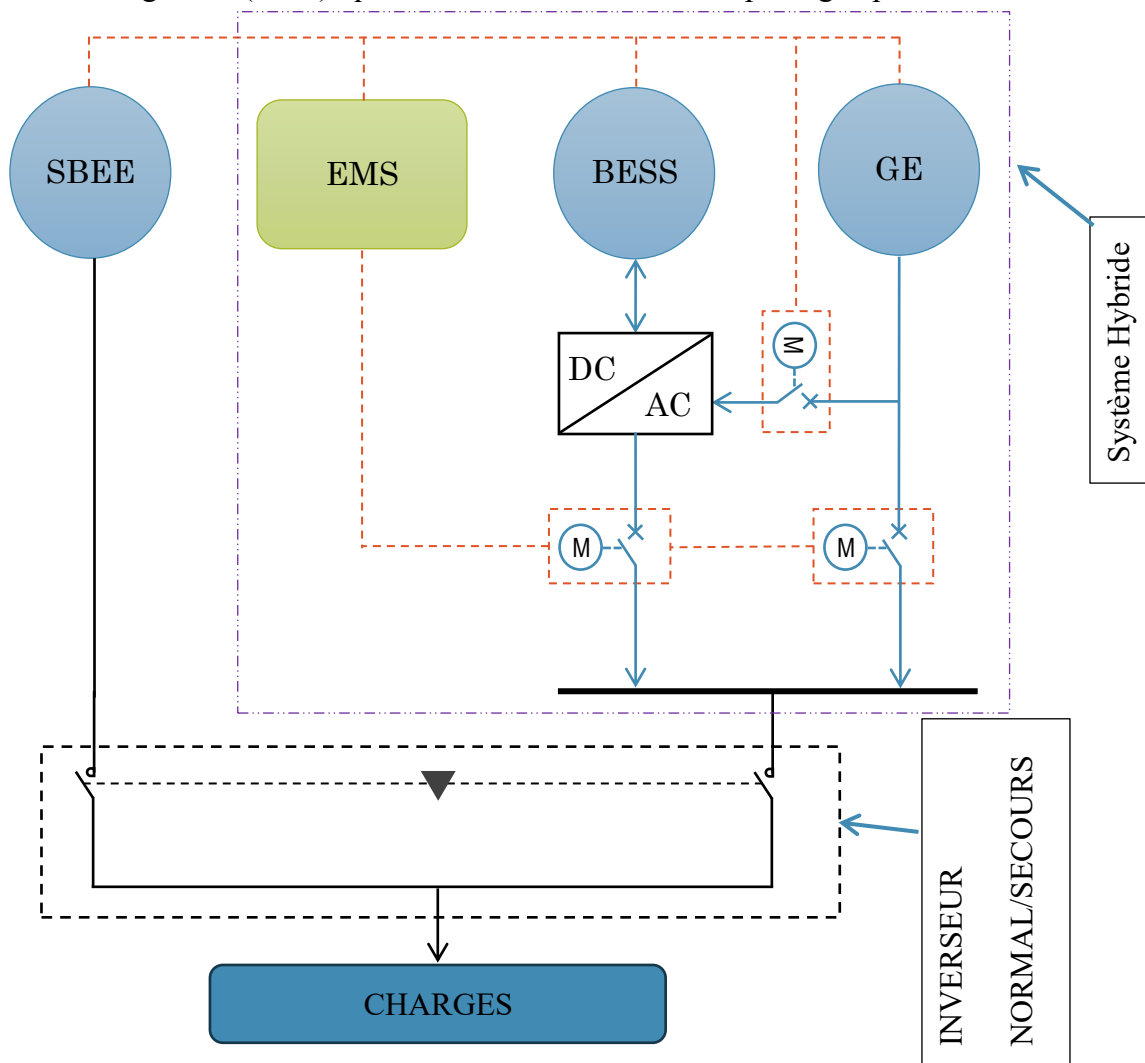


Figure 3.6: Architecture de l'installation SBEE, GE, BESS et EMS

Cette architecture repose sur trois sources principales d'alimentation électrique (SBEE, GE et BESS), interconnectées à un bus commun; pilotées par un système de gestion automatisée (EMS) et l'armoire inverseur (Normal/secours).

- SBEE (Société Béninoise d'Énergie Électrique) : constitue la source prioritaire lorsque le réseau est disponible et conforme aux critères de qualité (tension, fréquence, stabilité).
- GE (Groupe électrogène diesel) : fonctionne en mode secours ou en appoint, principalement lorsque le réseau est défaillant ou en surcharge. Le pilotage par l'EMS permet d'éviter un fonctionnement à charge trop faible, facteur d'usure et de surconsommation.
- BESS, système de stockage d'énergie par batterie (BESS), couplé à un convertisseur bidirectionnel (DC/AC), est intercalé dans l'architecture afin de stocker l'énergie excédentaire et de restituer de la puissance lors des périodes de pointe.
- L'ensemble est supervisé par un Energy Management System (EMS) qui pilote la commutation entre les différentes sources, optimise le facteur de charge du GE et décide de la charge/décharge des batteries.

Le système conserve l'ancien inverseur automatique/manuel, qui joue désormais un rôle de sécurité et de redondance, garantissant la continuité de service en cas de défaillance de l'EMS ou des convertisseurs.

3.2.1. Schéma conceptuel du système hybride à stockage par batteries

La figure 3.6 présente le schéma de simulation du système hybride GE–BESS développé sous Matlab/Simulink. Ce modèle représente le fonctionnement du système d'alimentation de secours de l'usine FIFA et capital pour l'analyse des performances énergétiques et techniques. Le réseau électrique public n'est donc pas explicitement représenté, l'étude portant principalement sur le fonctionnement du système hybride en situation d'indisponibilité du réseau.

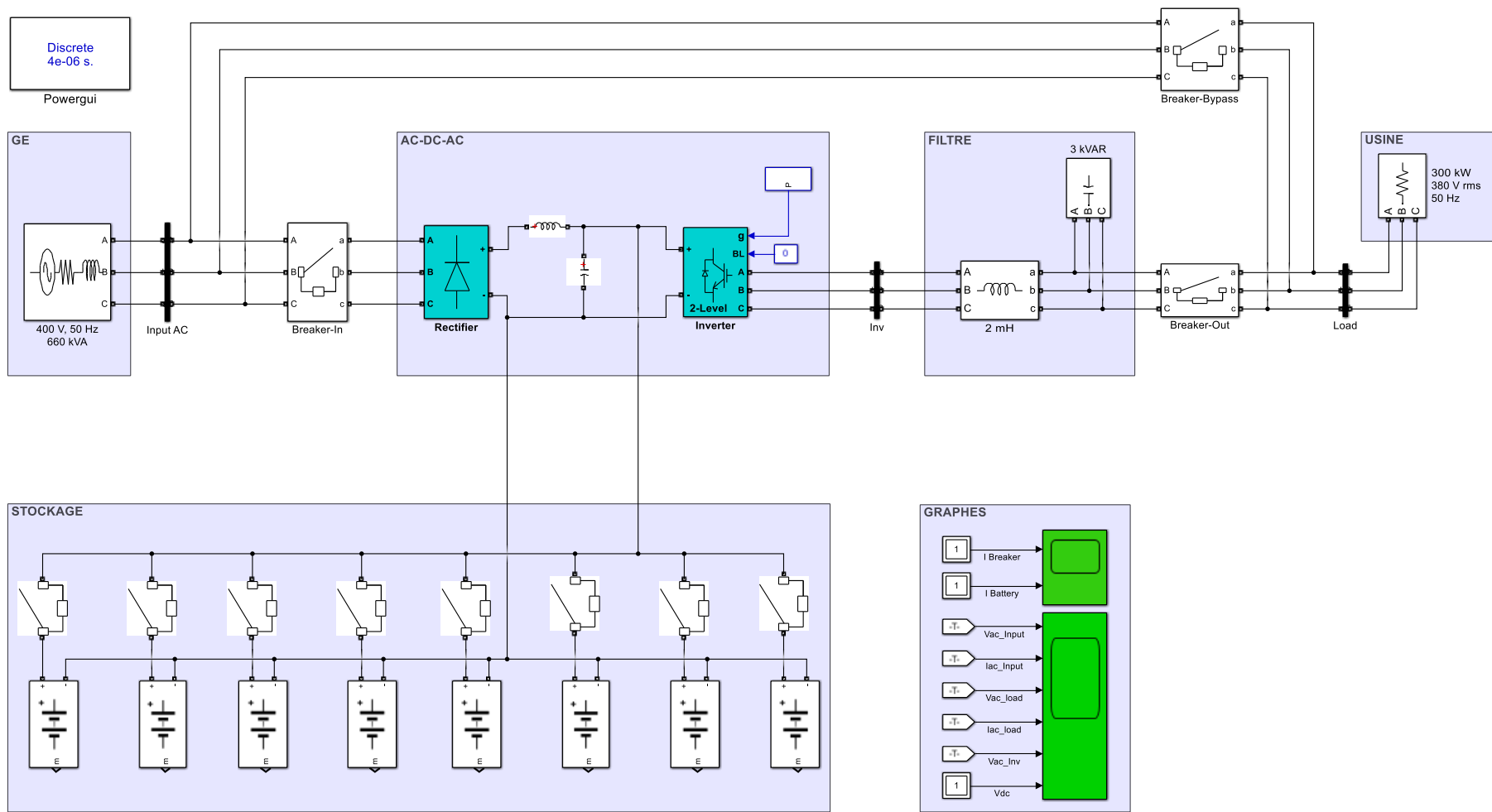


Figure 3.7 : Schéma de simulation du système hybride : GE+BESS(stockage+ AC DC AC +filtre) - USINE

3.2.2. Analyse du modèle de simulation

Le système est organisé autour d'un bus alternatif triphasé basse tension (400 V – 50 Hz) alimentant l'ensemble des charges industrielles. Le groupe électrogène diesel de 660 kVA assure l'alimentation principale en mode secours et également destiné à fournir l'énergie nécessaire à la recharge du système de stockage.

Le système de stockage par batteries est connecté à l'utilisation via un convertisseur bidirectionnel AC–DC–AC, composé d'un redresseur, d'un bus continu et d'un onduleur à deux niveaux. Cette structure permet le transfert contrôlé de l'énergie entre le générateur, les batteries et l'utilisation (usine), aussi bien en phase de charge qu'en phase de décharge.

Un filtre de sortie est intégré afin d'améliorer la qualité de l'énergie fournie aux charges et de limiter les harmoniques introduites par l'électronique de puissance. Les disjoncteurs et blocs de mesure assurent la surveillance des grandeurs électriques principales (tensions, courants, puissances, ...) ainsi que le suivi de l'état de charge du BESS.

Ce modèle de simulation permet d'évaluer le comportement dynamique du système hybride, d'analyser la possibilité d'intégration et l'impact du BESS sur le facteur de charge du groupe électrogène et de mettre en évidence les différentes stratégies de gestion de l'énergie avant une mise en œuvre réelle.

3.2.3. Présentation des graphiques de simulation

Les simulations réalisées sous Matlab/Simulink ont permis de générer un ensemble de graphiques représentatifs du fonctionnement dynamique du système hybride GE–BESS. Ces résultats illustrent l'évolution temporelle des grandeurs électriques et énergétiques essentielles, telles que les puissances fournies par les différentes sources, l'état de charge du système de stockage, ainsi que les tensions et courants au niveau des charges.

3.2.3.1. Tensions et Courants d'entrée du système (Sortie du groupe électrogène)

Une première simulation temporelle des paramètres électriques a été réalisée afin d'analyser le comportement des tensions et des courants à l'entrée du système hybride (voir Figure 3.8). La simulation s'étend sur un intervalle total de 0,3 seconde, découpé en trois phases distinctes de fonctionnement, permettant d'observer la réponse dynamique du système lors des différentes configurations d'alimentation.

Phase1 $[0 ; 0,1]$ s : Durant cette phase, l'ensemble des charges de l'usine est alimenté exclusivement par le groupe électrogène diesel. Cette étape permet d'évaluer le comportement du système en fonctionnement conventionnel, sans intervention du stockage.

Phase2 $[0,1 ; 0,2]$ s : Les charges de l'usine sont transférées vers le système de stockage d'énergie par batteries (BESS). Cette phase met en évidence la capacité du BESS à assurer la continuité d'alimentation et à supporter la charge sans perturbation significative des grandeurs électriques.

Phase3 $[0,2 ; 0,3]$ s : Le système fonctionne en mode bypass, simulant une alimentation directe sans régulation active par le BESS. Cette configuration permet d'opérer facilement pendant la maintenance du système et d'observer le comportement des tensions et courants en l'absence de contribution du système de stockage.

Ce découpage temporel facilite l'analyse comparative des réponses électriques du système hybride et permet de vérifier la stabilité des tensions et des courants lors des transitions entre les différentes sources d'énergie.

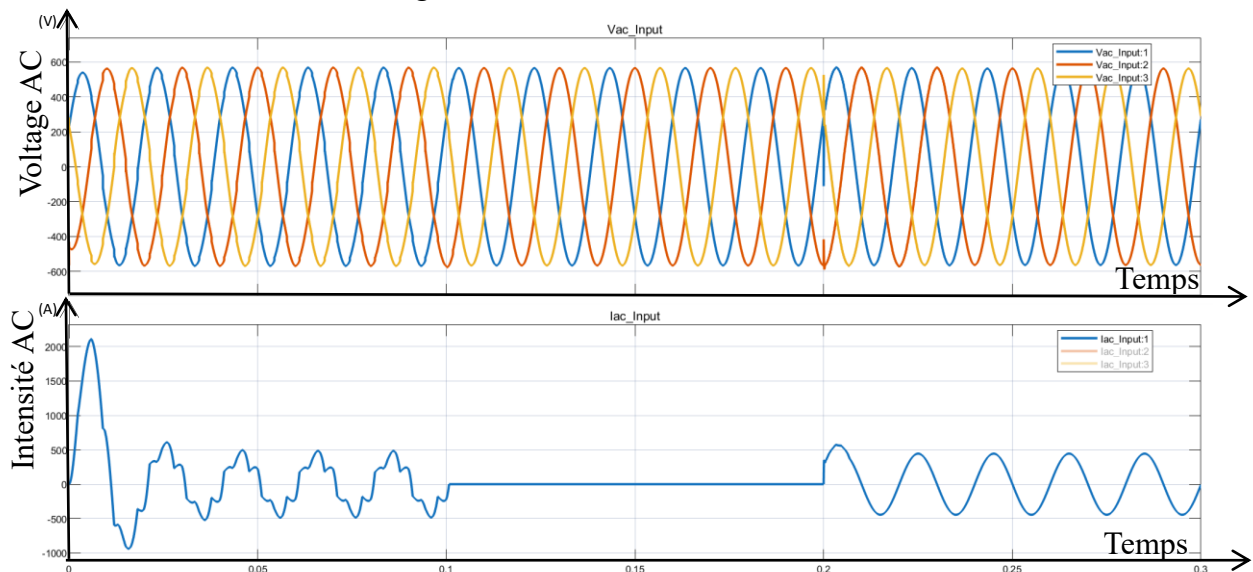


Figure 3.6 : Graphes Tension et Courants à l'entrée du système – sortie GE

Au début de la simulation, tout disjoncteur est initialement ouvert. La fermeture simultanée des disjoncteurs *Breaker-In* et *Breaker-Out* au cours de la première phase entraîne l'alimentation des charges par le GE. Les résultats montrent qu'après un régime transitoire de courte durée, estimé à environ $t_n \approx 0,02$ s, les signaux de tension et de courant atteignent un régime permanent stable. La tension d'alimentation présente une forme quasi sinusoïdale. En revanche, le courant affiche une légère distorsion harmonique, due au caractère non

linéaire des équipements électroniques de puissance, les filtres et les convertisseurs présents dans l'installation. Ces distorsions restent toutefois dans des limites admissibles.

Au cours de la deuxième phase, le disjoncteur *Breaker-In* s'ouvre tandis que les disjoncteurs *Breaker-Bat* se ferment. Le groupe électrogène est ainsi déconnecté, ce qui entraîne l'absence d'appel de courant de sa part. Le système de stockage par batteries prend alors instantanément le relais et assure l'alimentation de la charge, fournissant l'énergie requise de manière continue et stable.

Lors de la troisième phase, le système fonctionne en mode bypass. Les disjoncteurs *Breaker-Bat* et *Breaker-Out* sont ouverts tandis que le chemin direct d'alimentation est établi par le disjoncteur *Breaker-Bypass*. La charge est alors alimentée sans passer par le système de conversion ou de stockage. Cette configuration permet de garantir la continuité de service en cas de maintenance ou de défaut du BESS.

3.2.3.2. Tension continue du bus DC

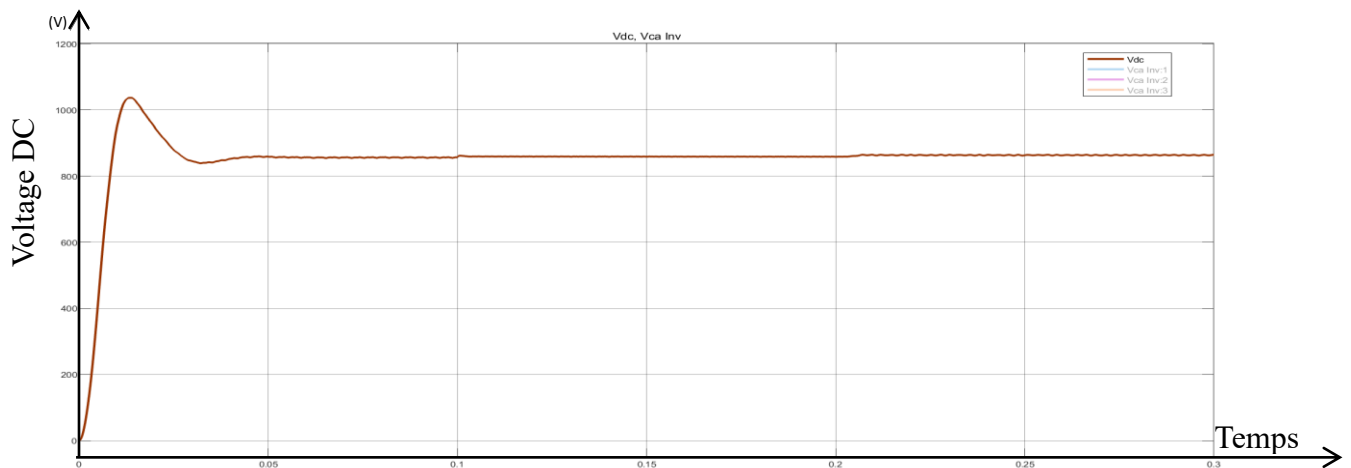


Figure 3.7 : Tension du bus DC

La figure 3.9 illustre l'évolution de la tension du bus continu (V_{DC}) au cours de la simulation. Au démarrage, un régime transitoire bref est observé, marqué par une montée rapide de la tension suivie d'un léger dépassement. Après environ 0,05 s, la tension se stabilise autour de sa valeur nominale, avec de faibles ondulations malgré les changements de phases, traduisant un fonctionnement correct du système de conversion et une bonne régulation du bus DC.

3.2.3.3. Tension ondulée à la partir de l'onduleur à signaux PWM deux niveaux

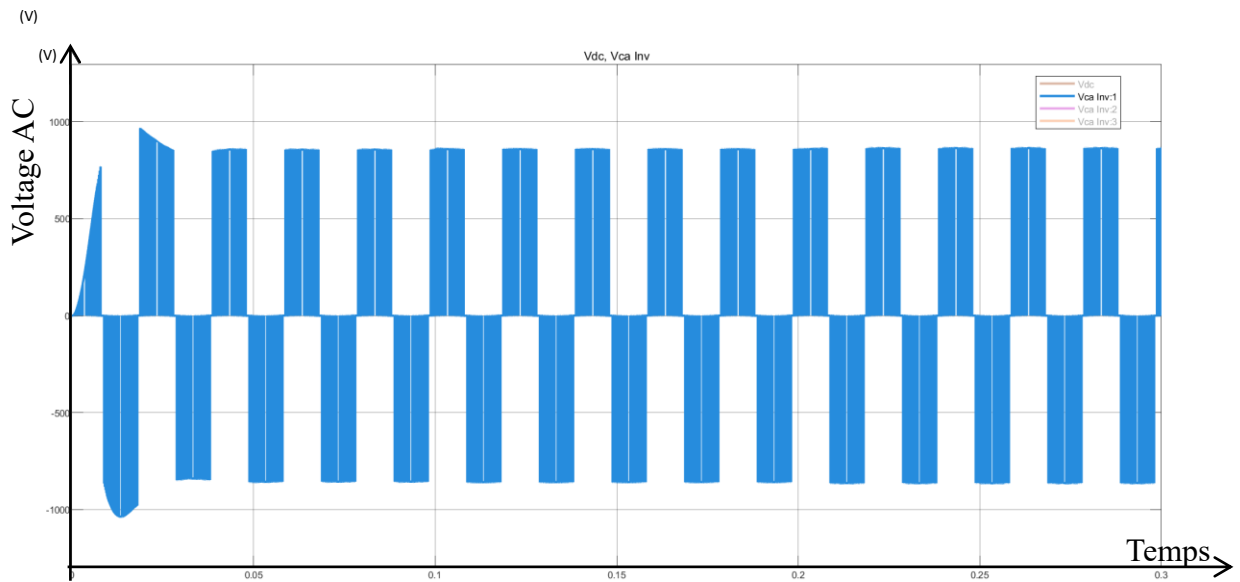


Figure 3.8 : Tension alternative à la sortie de l'onduleur

La figure 3.10 illustre la tension alternative à la sortie de l'onduleur, sur l'ensemble de la simulation. Le signal obtenu présente une forme hachée typique d'un onduleur à deux niveaux commandés en PWM fréquence 2 kHz. Après un court régime transitoire, la tension devient stable en amplitude et en fréquence.

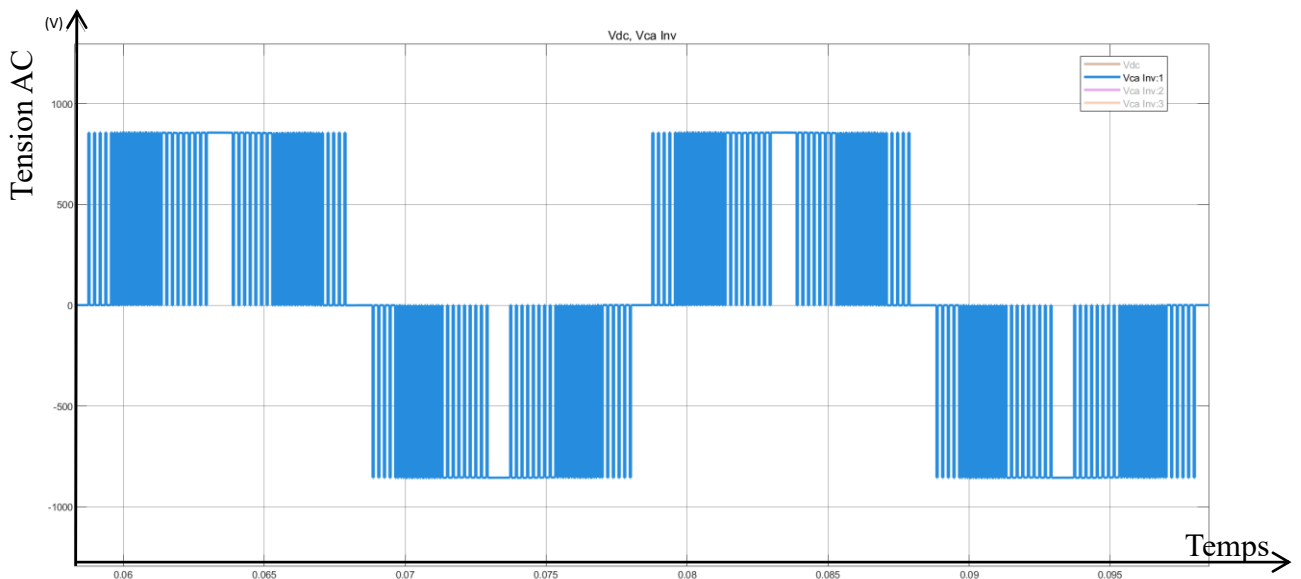


Figure 3.9 : Tension alternative zoomée à la sortie de l'onduleur

La vue détaillée en figure 3.11 met en évidence la périodicité et la symétrie du signal, prouvant le bon fonctionnement de la conversion DC/AC.

3.2.3.4. Signaux de sortie pour l'alimentation des charges de l'usine

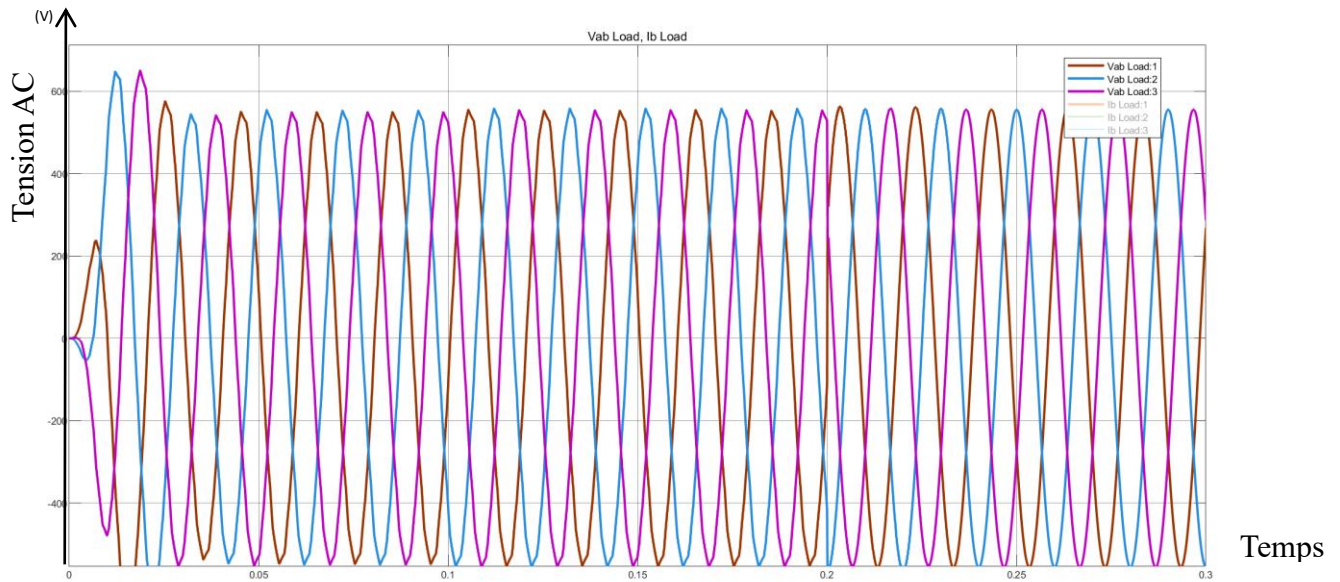


Figure 3.10 : Tension de sortie – aux bornes de la charge

Les tensions sur les trois phases sont stables et quasi sinusoïdales après un court régime transitoire (0,02s). Le filtre placé après l'onduleur atténue les harmoniques générées par la commutation, assurant une tension continue et de qualité pour les charges industrielles.

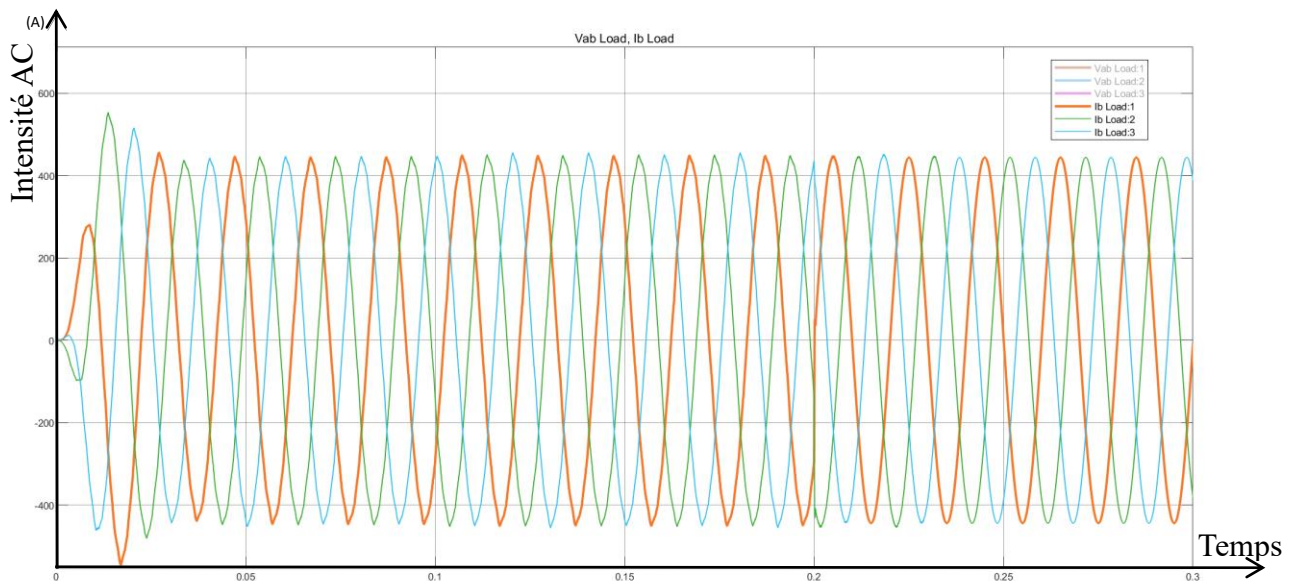


Figure 3.11 : Graphe du courant de charge de l'usine

Les courants sont stables et réguliers sur l'ensemble de la simulation après un régime transitoire d'environ 0,02s. Le filtre de sortie garantit une alimentation fiable et parfaitement continue aux charges, même lors des transitions entre le groupe électrogène et le BESS.

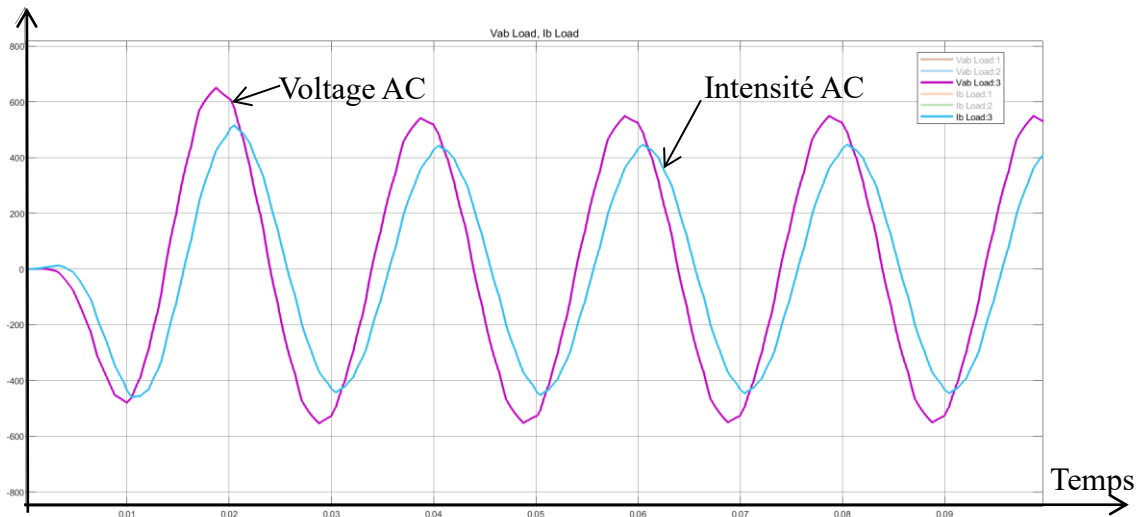


Figure 3.12 : Déphasage courant-tension de la charge de l'usine

Les courants suivent les tensions avec un léger retard, indiquant un déphasage positif. Ce comportement est typique des charges inductives et montre que le système maintient un facteur de puissance proche de 1. Les signaux stables confirment le bon fonctionnement du filtre de sortie de l'onduleur et la qualité de l'alimentation.

3.2.3.5. Charges Appliquées au groupe Electrogène

Cette simulation analyse le comportement du groupe électrogène alimente simultanément l'usine et le système de stockage en phase de charge. Dans un premier intervalle (0 à 0,1 s), le GE alimente uniquement l'usine. Au-delà de 0,1 s, les BESS sont sollicités en mode charge tout en maintenant l'alimentation des charges industrielles.

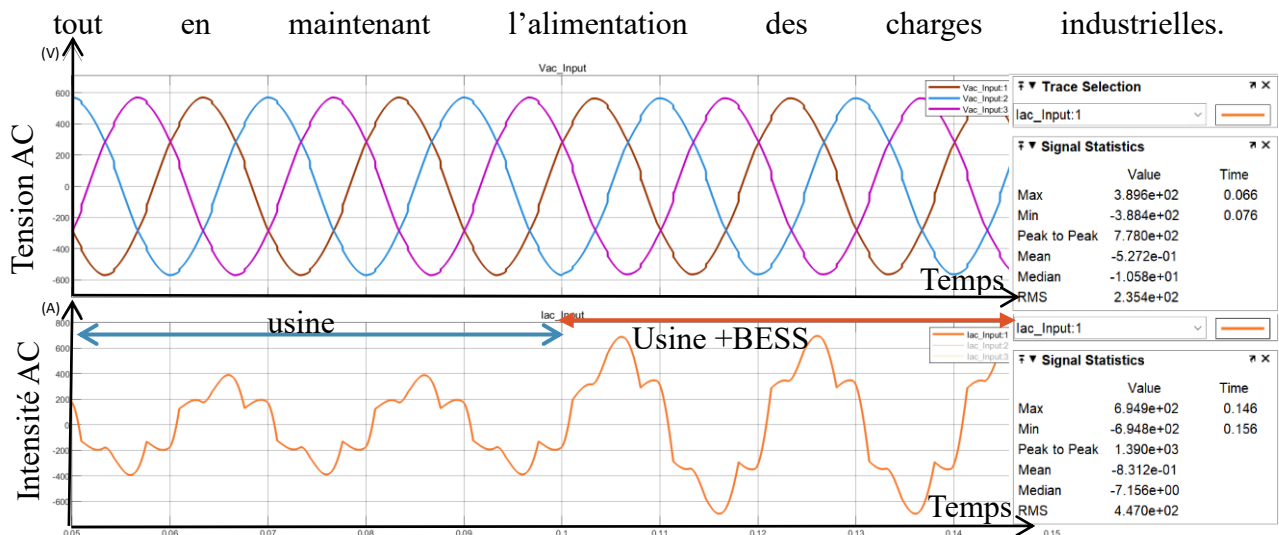


Figure 3.13 : Tension et Courants à la sortie du GE – application du système de stockage et de l'usine

Il ressort que cette configuration entraîne une augmentation significative de l'appel de courant au niveau du générateur. Cette sollicitation se traduit par une élévation notable de la valeur efficace de la tension mesurée, passant d'environ 235 V à 447 V, traduisant l'impact direct de la charge combinée usine – BESS sur le fonctionnement du GE.

Ce résultat montre la nécessité d'une gestion coordonnée des phases de charge des batteries afin d'éviter une surcharge électrique et de préserver les performances du générateur.

3.3. ANALYSE TECHNICO-ECONOMIQUE DU SYSTEME HYBRIDE

Cette section présente une analyse du système hybride retenu, visant à évaluer la cohérence du dimensionnement, les performances énergétiques du stockage par batteries et l'impact économique des choix opérés, en tenant compte des conditions réelles d'exploitation.

3.3.1. Présentation des paramètres de dimensionnement

Le tableau présente les principaux paramètres techniques retenus pour le dimensionnement du système à BESS. Ces données résultent des caractéristiques du groupe électrogène, des besoins réels de l'usine et des choix de conception.

Tableau 3.1 : Récapitulatif du dimensionnement énergétique du système à BESS

Paramètres techniques	Symbole / Formule	Valeur
Puissance exploitable du GE	P_{GE}	528 kW
Taux de charge usine / GE	–	0,6
Puissance maximale de l'usine	P_{USINE}	320 kW
Marge de dimensionnement du BESS	M_{BESS}	20 %
Puissance nominale réelle du BESS	P_{BESS}	500 kW
Durée de soutien énergétique retenue	–	3 h
Capacité nominale du BESS	$C_{nominale}$	1200 kWh
Profondeur de décharge admissible	DoD	80 %
Énergie exploitable du BESS	E_{u_bat}	920 kWh
Rendement global (conversion)	η_{conv}	96 %
Énergie utile disponible	E_{utile}	885 kWh

Le dimensionnement repose sur une puissance exploitable du groupe électrogène de 528 kW, avec une puissance maximale de l'usine estimée à 320 kW. L'intégration d'une marge de 20 % conduit à une puissance nominale du BESS de 384 kW. En prenant comme référence de la durée du BESS de soutenir ou d'autonomie de 3 heures en pleine charge de l'usine, la capacité énergétique nominale du stockage est évaluée à 1200 kWh. En tenant compte d'une profondeur de décharge de 80 % et d'un rendement global de 96 %, l'énergie réellement disponible est d'environ 885 kWh, suffisante pour soutenir la charge tout en limitant la sollicitation du groupe électrogène.

3.3.2. Etude de la charge du système de stockage par batteries

L'analyse de la charge du système de stockage par batteries (BESS) en fonction du niveau de charge du groupe électrogène et de la demande de l'usine permet d'évaluer les conditions optimales de recharge, tant sur le plan énergétique qu'économique, et d'identifier les zones de fonctionnement les plus efficaces du GE.

Le tableau 3.2 présente l'analyse du processus de charge du système de stockage (BESS) en fonction du niveau de charge de l'usine. Les calculs sont réalisés pour deux situations distinctes : un fonctionnement du GE à 80 % de sa puissance nominale, puis à moins de 80 %, conformément aux conditions réelles d'exploitation observées.

Les résultats montrent que lorsque le GE fonctionne proche de son régime optimal ($\approx 80\%$), la charge du BESS s'effectue sur des durées significatives, avec une consommation de carburant maîtrisée et une répartition de puissance équilibrée entre l'usine et le stockage. À l'inverse, lorsque le GE est faiblement chargé, la charge du BESS devient soit très rapide, soit énergétiquement peu pertinente, traduisant un fonctionnement inefficace du groupe électrogène.

Cette analyse met en évidence que la charge du BESS doit être pilotée par l'EMS, afin de privilégier les phases où le GE est suffisamment chargé.

Tableau 3.2 : Analyse de la charge du BESS selon le niveau de charge du GE et de l'usine

LE GE EST CHARGE A 80% DE SA PUISSANCE NOMINALE									
<i>GE en charge</i>	<i>BESS-EMS+USINE</i>	<i>USINE 100%</i>	<i>BESS +EMS</i>	<i>BESS-EMS+USINE</i>	<i>USINE 80%</i>	<i>BESS +EMS</i>	<i>BESS-EMS+USINE</i>	<i>USINE 60%</i>	<i>BESS +EMS</i>
<i>Temps charge (heures)</i>	9	9	9	5,625	5,625	5,625	4,1	4,1	4,1
<i>Répartition des charges</i>	422,4	316,8	105,6	422,4	253,44	168,96	422,4	190,08	232,32
<i>Fuel consommé (L/H)</i>	79,19	62,98	16,21	79,19	53,36	25,83	79,19	43,82	35,36
<i>Conso fuel</i>	712,68	566,80	145,88	445,43	300,15	145,28	323,94	179,27	144,67
<i>Coût fuel 720f/l</i>	513130,8	408098,1	105032,7	320706,8	216107,6	104599,2	233241,3	129075,7	104165,6
<i>Coût et Entretien</i>	43098,5	43098,5	0	26936,6	26936,6	0	19590,2	18117,5	0
<i>Total en FCFA</i>	556229	451196	105032	347643	243044	104599	252831	147193	105638

LE GE EST CHARGE A MOINS DE 80% DE SA PUISSANCE NOMINALE							
<i>GE en charge</i>	<i>BESS-EMS+USINE</i>	<i>USINE 40%</i>	<i>BESS +EMS</i>	<i>BESS-EMS+USINE</i>	<i>USINE 20%</i>	<i>BESS +EMS</i>	<i>BESS</i>
<i>Temps charge (heures)</i>	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5
<i>Répartition des charges</i>	506,88	126,72	380,16	443,52	63,36	380,16	380,16
<i>Fuel consommé (L/H)</i>	92,31	34,36	57,95	82,46	13,82	68,63	62,98
<i>Conso fuel</i>	230,79	85,91	144,88	206,14	34,56	171,58	157,45
<i>Coût fuel 720 F/L</i>	166165,99	61855,87	104310,13	148419,67	24883,20	123536,47	113360,58
<i>Coût et Entretien</i>	11971,81	11971,81	0,00	11971,81	11971,81	0,00	11971,81
<i>Total en FCFA</i>	178138	73828	104310	160391	36855	123536	125332

3.3.3. Etude de la décharge du système de stockage par batteries

Afin d'évaluer l'apport réel du système de stockage d'énergie par batteries (BESS) lors des phases de décharge, une analyse a été menée pour différents niveaux de charge de l'usine. Cette analyse permet de quantifier la durée de soutien énergétique du BESS, la réduction de la consommation de carburant du groupe électrogène (GE) ainsi que les gains économiques associés.

Tableau 3.3 : Analyse de la décharge du BESS et gains énergétiques et économiques selon le taux de charge de l'usine

	100% USINE	80% USINE	60% USINE	40% USINE	20% USINE
Appel de puissance de l'usine (KW)	316,8	253,44	190,08	126,72	63,36
% équivalent au GE	60	48	36	24	12
Volume consommé du GE (L/H)	63,0	53,4	43,8	34,4	25,0
Temps de décharge (heure)	2,8	3,5	4,6	6,9	13,8
Consommation	174,1	184,4	201,9	237,5	345,4
COÛT CONSO 720FCFA/L	125367,7	132776,5	145390,9	171019,1	248703,0
Gain sur l'entretien du GE (FCFA)	13239,9	16549,8	22066,4	33099,7	66199,3
Gain Total (FCFA)	138608	149326	167457	204118	314902
Gain avec cycle de vie 6000 en FCFA	831645609	895958054	1004743755	1224712599	1889414010

Les résultats montrent que le BESS assure un soutien énergétique d'autant plus long que la charge de l'usine diminue, avec une autonomie passant d'environ 2 heures 48 minutes à pleine charge à près de 14 h à 20 % de charge.

La décharge du BESS permet une réduction significative de la consommation de carburant du GE, entraînant une baisse directe des coûts d'exploitation. Les gains totaux augmentent progressivement lorsque la charge diminue, atteignant plus de 314 900 FCFA par cycle à

faible charge. Sur l'ensemble de la durée de vie du BESS (6000 cycles), les économies cumulées deviennent très importantes, confirmant la pertinence technique et économique de l'intégration du stockage pour l'optimisation du fonctionnement du groupe électrogène.

3.3.4. Analyse économique des gains liés aux cycles de charge et de décharge du BESS

Afin d'évaluer l'intérêt économique et opérationnel du système hybride, il est nécessaire de comparer les coûts liés à la charge du BESS et les gains générés lors de sa décharge, avec et sans stratégie de gestion automatisée (EMS). Le tableau suivant présente une synthèse des résultats obtenus pour différents niveaux de charge de l'usine.

Tableau 3.4 : Récapitulatif économique des phases de charge et de décharge du BESS

USINE / CYCLE	100%	80%	60%	40%	20%	0%
Dépense pour la charge BESS	105032	104599	105638	104310	123536	125332
Gain à la décharge BESS	138607,6	149326,3	167457,3	204118,8	314902,3	
Temps de décharge (heure)	2,8	3,5	4,6	6,9	13,0	
Profit un cycle avec EMS	33574,9	44727,2	61819	99808,6	191365,9	
Profit horaire avec EMS	12000	12780	13440	14 665	14720	
Profit 6000 cycles avec EMS	201449207	268363041	370913768	598851846	1148195193	
Profit charge BESS d'un cycle sans EMS	13275,2	23993,9	42124,9	78786,4	189569,9	
Profit horaire sans EMS	4740	6855	9158	11420	14582	
Profit charge BESS 6000 cycles sans EMS	79651243	143963688	252749390	472718233	1137419644	

Les résultats montrent que l'intégration du BESS piloté par un EMS génère un profit dès un seul cycle journalier, principalement grâce à la réduction de la consommation de carburant et des coûts d'entretien du groupe électrogène. Les gains augmentent lorsque la charge de l'usine diminue, le BESS couvrant une part plus importante de la demande.

Sur l'ensemble du cycle de vie du système (6000 cycles), les bénéfices deviennent élevés, ce qui prouve la rentabilité du couplage BESS–EMS, nettement supérieure à un fonctionnement sans gestion automatisée.

3.3.5. Coût d'investissement du système BESS

Afin d'évaluer la faisabilité financière de la solution proposée, une estimation du coût global d'investissement du système de stockage d'énergie par batteries a été réalisée. Cette analyse prend en compte les principaux équipements nécessaires à la mise en œuvre du BESS ainsi que les frais associés à son intégration dans l'infrastructure énergétique de l'usine.

Tableau 3.5 : Estimation du coût d'investissement du système hybride GE–BESS

ÉLÉMENTS	QTE	PRIX U (FCFA)	MONTANT (FCFA)
Onduleur hybride MEGA0500TS 500 kW	1	12 886 547	12 886 547
Batterie lithium HV – Cluster 241 kWh	4	11 454 950	45 819 800
Local abri et équipements	Ens	5 000 000	5 000 000
Installation	Ens	10 000 000	10 000 000
COÛT TOTAL À INVESTIR			73 706 347
MAINTENANCE (10%)			7 370 635
COÛT TOTAL			81 076 982

L'investissement est principalement porté par le système de stockage lithium haute tension, composé de quatre clusters totalisant près de 1,2 MWh, et par l'onduleur hybride de 500 kW assurant la conversion et la gestion bidirectionnelle de l'énergie. À cela s'ajoutent les coûts liés aux infrastructures d'accueil (local abri et équipements) ainsi qu'aux travaux d'installation. Le coût total d'investissement du projet est estimé à environ 81,1 millions FCFA. Cet investissement se justifie par les gains attendus en réduction de consommation de carburant, en amélioration du facteur de charge du groupe électrogène et en prolongation de la durée de vie des équipements, rendant la solution techniquement viable et économiquement pertinente pour FIFA.

3.3.6. Analyse de la rentabilité

Cette section met en évidence l'analyse économique des gains générés par les cycles de charge et de décharge du BESS, ainsi que l'évaluation du coût d'investissement du système hybride proposé, afin d'apprécier objectivement la rentabilité globale de la solution.

L'indice de profitabilité est un indicateur économique qui mesure la valeur créée par unité de capital investi. Il permet d'évaluer rapidement la pertinence financière d'un projet en comparant les gains générés à l'investissement initial engagé.

Il est défini comme le rapport entre les bénéfices économiques actualisés et le coût total de l'investissement.

$$I_p = \frac{\text{Valeurs actualisées des gains totaux}}{\text{Investissement}} \quad (21)$$

- $I_p > 1$: le projet est rentable (création de valeur)
- $I_p = 1$: projet à l'équilibre
- $I_p < 1$: projet non rentable

Afin d'évaluer la rentabilité économique du système hybride proposé, l'analyse s'appuie sur l'indice de profitabilité I_p . Cet indicateur permet de mesurer la valeur économique créée par unité de capital investi sur l'ensemble de la durée de vie du système, ici exprimée en 6000 cycles de fonctionnement. L'étude compare deux configurations :

- un fonctionnement avec système de gestion automatisée (EMS) ;
- un fonctionnement sans EMS.

Tableau 3.6 : Indice de profitabilité du système hybride avec et sans EMS sur 6000 cycles

TAUX DE CHARGE USINE	100%	80%	60%	40%	20%
Profit 6000 cycles avec EMS	201449207	268363041	370913768	598851846	1148195193
IP du système avec EMS	2,48	3,31	4,57	7,38	14,16
Profit charge BESS 6000 cycles sans EMS	79651243	143963688	252749390	472718233	1137419644
IP système sans EMS	0,98	1,78	3,12	5,83	14,02

Les résultats montrent que l'indice de profitabilité est supérieur à 1 pour toutes les configurations avec EMS, traduisant une création nette de valeur économique quelle que soit la charge de l'usine. L'IP augmente significativement lorsque le taux de charge diminue, atteignant des valeurs très élevées à faible charge, ce qui s'explique par une meilleure optimisation du fonctionnement du groupe électrogène et une exploitation plus efficace du BESS. À l'inverse, le système sans EMS présente des indices de profitabilité plus faibles, en particulier aux charges élevées, où l'IP peut devenir inférieur à 1, indiquant la non-rentabilité. L'écart entre les deux configurations confirme que l'EMS joue un rôle déterminant dans la maximisation des gains économiques, en réduisant les consommations inutiles de carburant et en améliorant la valorisation des cycles de charge et de décharge du stockage.

En résumé, l'analyse de l'indice de profitabilité démontre que l'intégration d'un EMS rend le système hybride économiquement plus performant et durable, tout en justifiant pleinement l'investissement initial.

- **Impact de l'intégration du BESS sur la gestion de l'énergie**

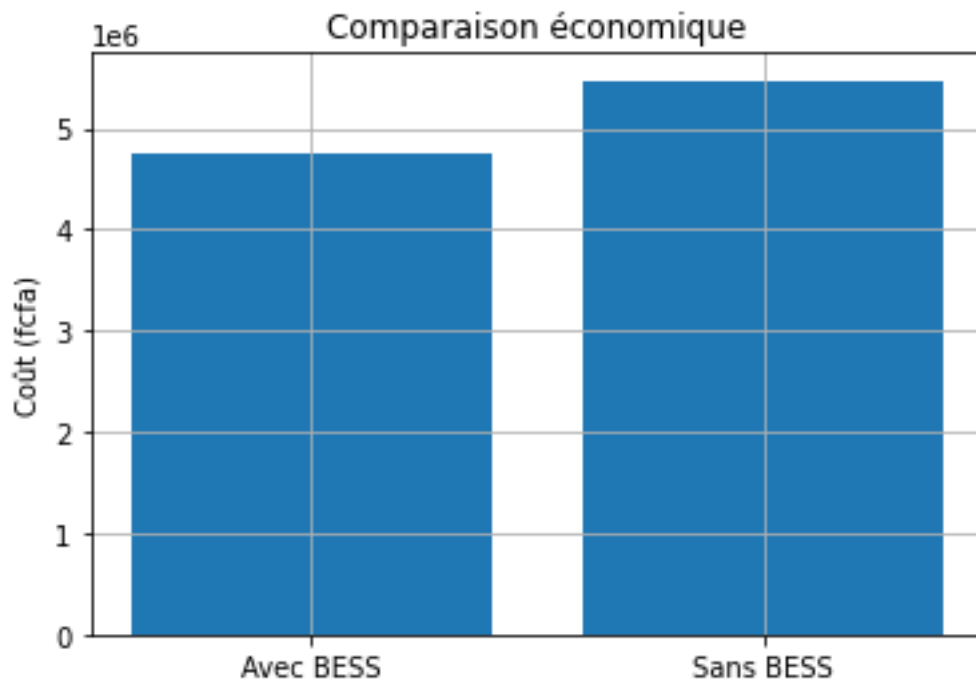


Figure 3.14 : Amélioration du système énergétique par l'intégration du BESS

La figure 3.16 montre que le coût de l'énergie en l'absence de système de stockage (BESS) est relativement élevé, en raison d'une dépendance au groupe électrogène. L'intégration du BESS et EMS permettent une réduction significative des coûts énergétiques, en optimisant

l'utilisation du groupe électrogène et en stockant l'énergie pour une restitution lors des périodes d'absence secteur SBEE.

Cette gestion automatisée de l'énergie contribue ainsi à améliorer l'efficacité globale du système et à réduire les dépenses d'exploitation.

CONCLUSION

Ce chapitre a évalué les performances énergétiques et économiques du système hybride GE–BESS piloté par EMS. Les résultats montrent que l'EMS optimise la gestion du groupe électrogène en réduisant les fonctionnements inefficaces et en améliorant l'efficacité globale du système, confirmé par les simulations Matlab/Simulink.

Sur le plan économique, le profit unitaire atteint 191 365,9 FCFA par cycle avec EMS contre 189 569,9 FCFA sans EMS. Sur 6000 cycles, les gains cumulés s'élèvent à environ 1 148 195 193 FCFA. Les économies de carburant dépassent 314 902 FCFA par cycle, soit plus de 1 889 414 010 FCFA sur la durée de vie du système.

Avec un investissement de 81 076 982 FCFA et un indice de rentabilité de 14,16, le système est hautement rentable. L'intégration GE–BESS avec EMS est donc techniquement efficace et économiquement viable.

CONCLUSION GENERALE

Le présent mémoire a porté sur l'étude, la modélisation et l'analyse technico-économique d'un système hybride associant un groupe électrogène diesel (GE) à un système de stockage d'énergie par batteries lithium (BESS), dans le but d'optimiser l'alimentation électrique de la société FIFA. L'objectif principal était de réduire la dépendance au groupe électrogène, d'améliorer la gestion énergétique et de diminuer les coûts d'exploitation liés à la consommation de carburant et à la maintenance des équipements.

L'analyse du contexte énergétique de la société FIFA a permis de caractériser les profils de charge de l'usine et d'identifier les contraintes liées à l'exploitation intensive du groupe électrogène. Sur cette base, le dimensionnement du système BESS a été réalisé en tenant compte des paramètres essentiels tels que la puissance maximale requise, la durée d'autonomie souhaitée, la profondeur de décharge admissible et les rendements du système. La modélisation du système hybride GE–BESS sous Matlab/Simulink a permis d'évaluer le comportement énergétique du système dans différents scénarios de fonctionnement, notamment lors des phases de charge et de décharge des batteries.

Les résultats obtenus ont montré que l'intégration du BESS permet de réduire significativement la sollicitation du groupe électrogène, d'améliorer la stabilité de l'alimentation électrique et d'optimiser l'utilisation des ressources énergétiques. Sur le plan économique, l'étude a mis en évidence des gains substantiels pour la société FIFA. L'analyse économique révèle qu'un profit unitaire pouvant atteindre **191 365,9 FCFA par cycle** est obtenu avec l'EMS, pour un investissement initial estimé à **81 076 982 FCFA**. Sur une durée de vie de **6000 cycles**, les profits cumulés atteignent **1 148 195 193 FCFA**, tandis que les économies liées à la réduction de la consommation de carburant peuvent dépasser **314 902 FCFA par cycle**. L'indice de rentabilité maximal, évalué à **14,16**, confirme la forte rentabilité économique du projet et la pertinence de son déploiement dans le contexte industriel étudié.

En définitive, les résultats obtenus démontrent que l'intégration du système hybride GE–BESS piloté par EMS constitue une solution fiable et économiquement rentable pour améliorer la performance énergétique et réduire durablement les coûts d'exploitation de la société FIFA. Ce travail ouvre des perspectives intéressantes, notamment l'intégration de sources d'énergie renouvelables et l'optimisation avancée des stratégies de gestion énergétique afin d'accroître davantage la performance et la durabilité du système.

BIBLIOGRAPHIE

- [1] ELOUADI Karim EDD, « Rapport de stage ingénieur : Conception d'une solution technique standard pour adapter les groupes électrogènes Olympian et CAT à la norme NF E37-312 ».
- [2] SIS Caterpillar, « C18 Moteurs diesel industriels | Cat | Caterpillar », https://www.cat.com/fr_US/products/new/power-systems/industrial/industrial-diesel-engines/18396700.html. juillet 2025
- [3] Blog.Teknisi, « Fuel System C15, C16, and C18 - Caterpillar Electronic Engine », Blog.Teknisi. Consulté le : 7 juillet 2025. Disponible sur : <https://www.blog-teknisi.com/2018/12/fuel-system-c15-c16-and-c18-caterpillar.html>
- [4] Abdallah Brahim, « Etude des différentes configurations des systèmes d'énergie hybrides PV/Diesel et de leurs impacts sur le coût de production de l'électricité ». 2019, université marocaine École Nationale des Sciences Appliquées de Khouribga,
- [5] Abdel Karim, « Etude des différentes configurations des systèmes d'énergie hybrides PV/Diesel et de leurs impacts sur le coût de production de l'électricité ». <https://log.logcluster.org/sites/default/files/pages/143/fr/groupe1748604462>, 4 juillet 2025.
- [6] J. Niedzialkowski, « Etude des différentes configurations des systèmes d'énergie hybrides PV/Diesel et de leurs impacts sur le coût de production de l'électricité », juin 2021
- [7] Z. Moradi-Shahrbabak et M. Jadidoleslam, « A new index for techno-economical comparison of storage technologies considering effect of self-discharge », *IET Renew. Power Gener.*, vol. 17, n° 7, p. 1699-1712, mai 2023, doi : 10.1049/rpg2.12704.
- [8] Laboratoire de Matériaux et Environnement, Université Joseph KI- ZERBO, 03 BP 7021 Ouagadougou 03 *et al.*, « Étude comparative des dispositifs de stockage d'énergie applicables aux systèmes PV s », *J. Phys. SOAPHYS*, vol. 1, n° 1, p. C19A6-1-C19A6-4, déc. 2019, doi : 10.46411/jpsoaphys.19.01.006.
- [9] I. Kravtsoff, P. Dessante, J.-C. Vannier, P. Manfè, et E. Mouni, « Optimisation global d'un système de génération électrique hybride dans le but de réduire sa consommation de carburant », 2022.
- [10] H. Chen, T. N. Cong, W. Yang, C. Tan, Y. Li, et Y. Ding, « Progress in electrical energy storage system: A critical review », *Prog. Nat. Sci.*, vol. 19, n° 3, p. 291-312, mars 2009, doi: 10.1016/j.pnsc.2008.07.014.

-
- [11] A. Evans, V. Strezov, et T. J. Evans, « Assessment of utility energy storage options for increased renewable energy penetration », *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 16, n° 6, p. 4141-4147, août 2012, doi: 10.1016/j.rser.2012.03.048.
- [12] Akikur et K. R. Ullah, « Performance analysis of a cogeneration system using solar energy and SOFC technology », *Energy Convers. Manag.*, vol. 79, p. 415-430, mars 2014, doi : 10.1016/j.enconman.2013.12.036.
- [13] X. Xu, « Modelisation et analyse du fonctionnement d'un systeme de stockage integre au reseau electrique ». École Polytechnique de Montréal, 2013. Disponible sur : <https://publications.polymtl.ca/1244/>
- [14] Conférence des Parties, « FCCC/CP/2023/11/Add.1 : Rapport de la Conférence des Parties sur sa vingt-huitième session, tenue aux Émirats arabes unis du 30 novembre au 13 décembre 2023 ». https://unfccc.int/sites/default/files/resource/cp2023_11a01F.pdf?download
- [15] K. Prakash *et al.*, « A review of battery energy storage systems for ancillary services in distribution grids: Current status, challenges and future directions », *Front. Energy Res.*, vol. 10, sept. 2022, doi: 10.3389/fenrg.2022.971704.
- [16] Michael P. Marshak et al., « Computational design of molecules for an all-quinone redox flow battery - Chemical Science (RSC Publishing) ».
- [17] Josue Djromadji, « Etude d'un système hybride pour l'alimentation d'un site isolé et optimisation de la charge : cas du camp Esker », février 2022
- [18] P. K. Chetangny et M. B. Agbomahena, « Optimisation du réseau interconnecté du Bénin par intégration du stockage par batterie pour l'amélioration de la fiabilité et de la flexibilité énergétique ». Février 2025.
- [19] I. Kravtsoff, « Optimisation d'un système hybride de génération d'énergie électrique permettant de minimiser la consommation et l'empreinte environnementale. », janvier 2024
- [20] Haisheng Chen et al., « Progress in electrical energy storage system: ». Consulté le : 7 juillet 2025. <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032112002316>
- [21] Energy par GeniWatt, « Stockage Energie BESS - GeniWatt - Spécialiste en solution d'énergie ». Disponible sur : <https://geniwatt.fr/fr/stockage-energie-bess/>
- [22] M. F. Zia, E. Elbouchikhi, et M. Benbouzid, « Microgrids energy management systems : A critical review on methods, solutions, and prospects », *Appl. Energy*, vol. 222, p. 1033-1055, juill. 2018, doi: 10.1016/j.apenergy.2018.04.103.

-
- [23] S. E. Eyimaya et N. Altin, « Review of Energy Management Systems in Microgrids », *Appl. Sci.*, vol. 14, n° 3, Art. n° 3, janv. 2024, doi: 10.3390/app14031249.
- [24] M. Dhifli, A. Lashab, J. M. Guerrero, A. Abusorrah, Y. A. Al-Turki, et A. Cherif, « Enhanced Automatisé Energy Management System for a Renewable Energy-Based AC Microgrid », *Energies*, vol. 13, n° 12, Art. n° 12, janv. 2020, doi: 10.3390/en13123268.
- [25] Mohsen Banaei et al., « (PDF) Energy management of a hybrid electric vehicle: an approach based on type-2 fuzzy logic ». Consulté le : 9 juillet 2025. Disponible sur : https://www.researchgate.net/publication/278644642_Energy_management_of_a_hybrid_electric_vehicle_an_approach_based_on_type-2_fuzzy_logic
- [26] SIS Caterpillar « Rapport d'état du produit », juin 2024.
- [27] SunPal Tamy, « Devis matériel BESS Sunpal 500KW+1000KWH BESS » août 2025.
- [28] Pebblex, « Cycles de charge et durée de vie des BESS | Pebblex ». Consulté le : 14 septembre 2025. Disponible sur: <https://bepebblex.com/en/cycles-charge-useful-life-bess/>
- [29] SIS Caterpillar, « MAX Performance Data Display » mars 2025.

Table des matières	
LISTE DES ENSEIGNANTS AYANT INTERVENUS DE 2021-2025.....	ii
IN MEMORIUM.....	iii
DEDICACE.....	iv
REMERCIEMENTS.....	v
LISTE DES ABRÉVIATIONS, ACRONYMES ET SIGLES.....	VII
LISTE DES SYMBOLES ET UNITÉS DE MESURES.....	VIII
LISTE DES TABLEAUX.....	IX
LISTE DES FIGURES.....	X
RESUME.....	XII
ABSTRACT.....	XIII
SOMMAIRE.....	XIV
INTRODUCTION GENERALE.....	1
CHAPITRE I : REVUE BIBLIOGRAPHIQUE.....	3
<i>Introduction.....</i>	<i>4</i>
<i>1.1. Les groupes électrogènes.....</i>	<i>4</i>
1.1.1. Principe de fonctionnement.....	4
1.1.2. Moteur thermique (Cas Moteur CAT C18).....	7
1.1.3. Alternateur.....	9
1.1.4. Panneau de contrôle.....	11
1.1.5. Avantages et limites des Groupes Diésels.....	12
<i>1.2. L'hybridation énergétique.....</i>	<i>13</i>
<i>1.3. technologies de stockage d'énergie.....</i>	<i>14</i>
1.3.1. Système de stockage par batteries Electrochimiques.....	15
1.3.2. Comparaison des couts d'énergie, de puissance et d'O&M.....	20
<i>1.4. Les systèmes de gestion automatisée de l'énergie.....</i>	<i>24</i>
1.4.1. Rôle et objectifs.....	24
1.4.2. Stratégies de commande.....	26
1.4.3. Détail des approches de gestion automatisée de l'énergie.....	26
<i>Conclusion.....</i>	<i>30</i>
CHAPITRE II : DIMENSIONNEMENT ET STRATÉGIE D'HYBRIDATION.....	31
<i>Introduction.....</i>	<i>32</i>
<i>2.1. Présentation générale de la société FIFA Bénin.....</i>	<i>32</i>

2.2.	<i>Analyse énergétique du site</i>	33
2.2.1.	Le réseau public de la SBEE.....	33
2.2.2.	Caractéristiques du groupe électrogène.....	33
2.2.3.	Profil de charge de l'industrie (Usine)	36
2.2.4.	Analyse du facteur de charge du groupe électrogène	38
2.3.	<i>Diagnostic des insuffisances du système énergétique existant</i>	39
2.3.1.	Limites techniques	40
2.3.2.	Limites économiques	40
2.3.3.	Limites organisationnelles et opérationnelles	40
2.3.4.	Opportunité d'amélioration.....	41
2.4.	<i>Dimensionnement du système de stockage</i>	41
2.5.1.	Analyse des données issues de l'analyseur de réseau C.A.8335	41
2.5.2.	Définition de la consommation en puissance de l'usine.....	44
2.5.3.	La puissance de référence du Système de stockage	45
2.5.4.	Détermination des autres caractéristiques du BESS	46
2.5.5.	Caractéristiques essentielles du BESS.....	49
2.5.6.	Détermination de la configuration des batteries	50
<i>Conclusion</i>		51
CHAPITRE III : SIMULATION ET ANALYSE DES PERFORMANCES		53
<i>Introduction</i>		54
3.1.	<i>Modélisation et Formulation mathématique du système</i>	54
3.1.1.	Hypothèses et cadre de modélisation	54
3.1.2.	Équations de bilan énergétique	55
3.1.3.	Modélisation du générateur diesel	55
3.1.4.	Modélisation du système de stockage (BESS).....	56
3.1.5.	Fonctionnement de l'Energy Management System (EMS)	57
3.1.6.	Gestion du flux d'énergie avec les sources d'énergies	61
3.1.7.	Dynamique de l'état de charge du système en fonctionnement.....	61
3.2.	<i>MODELISATION ET SIMULATION DU SYSTEME SOUS MATLAB/SIMULINK</i>	62
3.3.	<i>Choix de la configuration hybride</i>	63
3.2.1.	Schéma conceptuel du système hybride à stockage par batteries	64
3.2.2.	Analyse du modèle de simulation.....	66
3.2.3.	Présentation des graphiques de simulation	66
3.3.	<i>Analyse technico-économique DU système hybride</i>	72

3.3.1.	Présentation des paramètres de dimensionnement	72
3.3.2.	Etude de la charge du système de stockage par batteries	73
3.3.3.	Etude de la décharge du système de stockage par batteries	75
3.3.4.	Analyse économique des gains liés aux cycles de charge et de décharge du BESS	76
3.3.5.	Coût d'investissement du système BESS.....	77
3.3.6.	Analyse de la rentabilité	78
Conclusion		80
CONCLUSION GENERALE		81
BIBLIOGRAPHIE		82
TABLE DES MATIERES.....		85
ANNEXES		888
<i>Annexe 1 : Quelques PARAMÈTRES de performances du GE</i>		<i>88</i>
<i>Annexe 2 : Transformateur 400 kVA du Poste H59 exploité par l'usine</i>		<i>89</i>
<i>Annexe 3 : Pro-forma du système BESS + EMS</i>		<i>90</i>
<i>Annexe 4 : ARMOIRE INVERSEUR NORMAL SECOURS DE 1000A.....</i>		<i>90</i>
<i>Annexe 5 : Repartition des puissances par source (SBEE, GE et BESS).....</i>		<i>91</i>
<i>Annexe 6 : Code matlab de la gestion du flux energetique</i>		<i>91</i>

ANNEXES

ANNEXE 1 : QUELQUES PARAMÈTRES DE PERFORMANCES DU GE

Tr/mn	<1100	1100-1299	1300-1499	1500-1699	1700-1899	1900-2099	2100-2299	>2300	Total
%									
<50,0	1,75	0,30	3153,10	3009,35	0,00	0,00	0,00	0,00	6164,50
50,0-59,9	0,00	0,00	256,70	235,90	0,00	0,00	0,00	0,00	492,60
60,0-69,9	0,00	0,00	11,00	9,90	0,00	0,00	0,00	0,00	20,90
70,0-79,9	0,00	0,00	0,15	0,20	0,00	0,00	0,00	0,00	0,35
80,0-89,9	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
>90,0	0,00	0,00	0,10	0,05	0,00	0,00	0,00	0,00	0,15
Total	1,75	0,30	3421,05	3255,40	0,00	0,00	0,00	0,00	6678,50

Figure A.1 : Temps contre Régime et Facteur de charge du moteur - Moteur C18 (ELM05803)

DONNÉES DE PERFORMANCE [ELM05803]

28 JUIN 2025

(ELM05803) - MOTEUR (LWM00369) - GÉNÉRATEUR (LXK02167) - GROUPE ÉLECTROGÈNE

Pour les numéros de téléphone du service d'assistance, [cliquez ici](#)

Numéro de perforation : EM1390		Changer de niveau : 01	
Général	Rejet de chaleur	Émissions	Réglementaire
Déclassement d'altitude	Référence croisée	Référence du paramètre de performance	
Voir le PDF			
MODÈLE DE VENTE :	C18	COMBUSTION:	INJECTION DIRECTE
MARQUE:	CHAT	RÉGIME DU MOTEUR (RPM) :	1 500
MODÈLE DE VENTE DE MACHINES :		HERTZ:	50
PUISSANCE DU MOTEUR (BKW) :	625,0	PUISSANCE DU VENTILATEUR (KW) :	8,0
PUISSANCE GÉNÉRATRICE AVEC VENTILATEUR (EKW) :	572,0	PARASITES SUPPLÉMENTAIRES (KW) :	7,3
TAUX DE COMPRESSION :	14,5	ASPIRATION:	TA
NIVEAU DE NOTATION :	ATTENDRE	TYPE DE REFRIGÉRISEUR POSTÉRIEUR :	ATAAC
QUANTITÉ DE LA POMPE :	1	TYPE DE CIRCUIT DE REFRIGÉRISEUR POSTÉRIEUR :	JW+OC, ATAAC
TYPE DE CARBURANT :	DIESEL	TEMPÉRATURE DE L'AIR DU COLLECTEUR D'ADMISSION (C) :	49
TYPE DE COLLECTEUR :	SEC	TEMPÉRATURE DE L'EAU DE LA VESTE (C) :	89
TYPE DE GOUVERNEUR :	ÉLECTRICITÉ	CONFIGURATION TURBO :	PARALLÈLE
TYPE D'ARBRE À CAMES :	STANDARD	QUANTITÉ DE TURBO :	2
TYPE D'ALLUMAGE :	CI	MODÈLE DE TURBOCOMPRESSEUR :	S310S089-1.00
TYPE D'INJECTEUR :	IUE	STRATÉGIE DE COMBUSTION :	FAIBLE BSFC
RÉF. DIAMÈTRE DE LA PILE D'ÉCHAPPEMENT (MM) :	152	VITESSE DU PISTON À LA VITESSE NOMINALE DU MOTEUR (M/S) :	9.2
ALTITUDE MAXIMALE DE FONCTIONNEMENT (M) :	500		

Figure A.2 : Performances techniques de Groupe

GROUPE ÉLECTROGÈNE AVEC VENTILATEUR	POURCENTAGE DE CHARGE	PUISSANCE DU MOTEUR	PRESSION MOYENNE D'EFFET DE FREINAGE (BMEP)	CARACTÉRISTIQUES DE FREINAGE CONSUMATION DE CARBURANT (BSFC)	CONSUMATION DE CARBURANT DES SPÉCIFICATIONS DE FREINAGE ISO (BSFC)	CONSUMATION VOLUMÉTRIQUE DE CARBURANT (VFC)	CONSUMATION DE CARBURANT ISO VOLUME (VFC)	CONSUMATION DE CARBURANT ELEC SPEC (ESFC)	CONSUMATION DE CARBURANT ISO ELEC SPEC (ESFC)
EKW	%	BKW	KPA	G/BKW-HR	G/BKW-HR	L/HR	L/HR	G/EKW-HR	G/EKW-HR
572,0	100	625	2 756	196,3	194,4	144,2	142,9	214,3	212,3
514,8	90	562	2 479	195,6	193,8	129,3	128,1	213,5	211,5
457,6	80	500	2 206	194,0	192,1	114,1	113,0	211,9	209,9
429,0	75	469	2 070	193,1	191,2	106,6	105,6	211,2	209,1
400,4	70	438	1 935	192,8	190,9	99,4	98,5	211,1	209,1
343,2	60	378	1 666	192,7	190,8	85,6	84,8	212,0	209,9
286,0	50	317	1 399	193,6	191,7	72,2	71,5	214,6	212,6
228,8	40	258	1 137	196,0	194,2	59,5	58,9	220,9	218,8
171,6	30	198	876	200,6	198,7	46,8	46,4	232,0	229,8
143,0	25	169	744	204,3	202,4	40,5	40,2	241,0	238,7
114,4	20	139	611	209,8	207,8	34,2	33,9	254,2	251,7
57,2	10	77,6	342	234,5	232,3	21,4	21,2	318,0	314,9

Figure A.3 : Performances liées à la consommation du fuel en fonction du taux de charge



Figure A.4 : Groupe électrogène Caterpillar 660 kVA exploité par Fifa Bénin

ANNEXE 2 : TRANSFORMATEUR 400 KVA DU POSTE H59 EXPLOITE PAR L'USINE

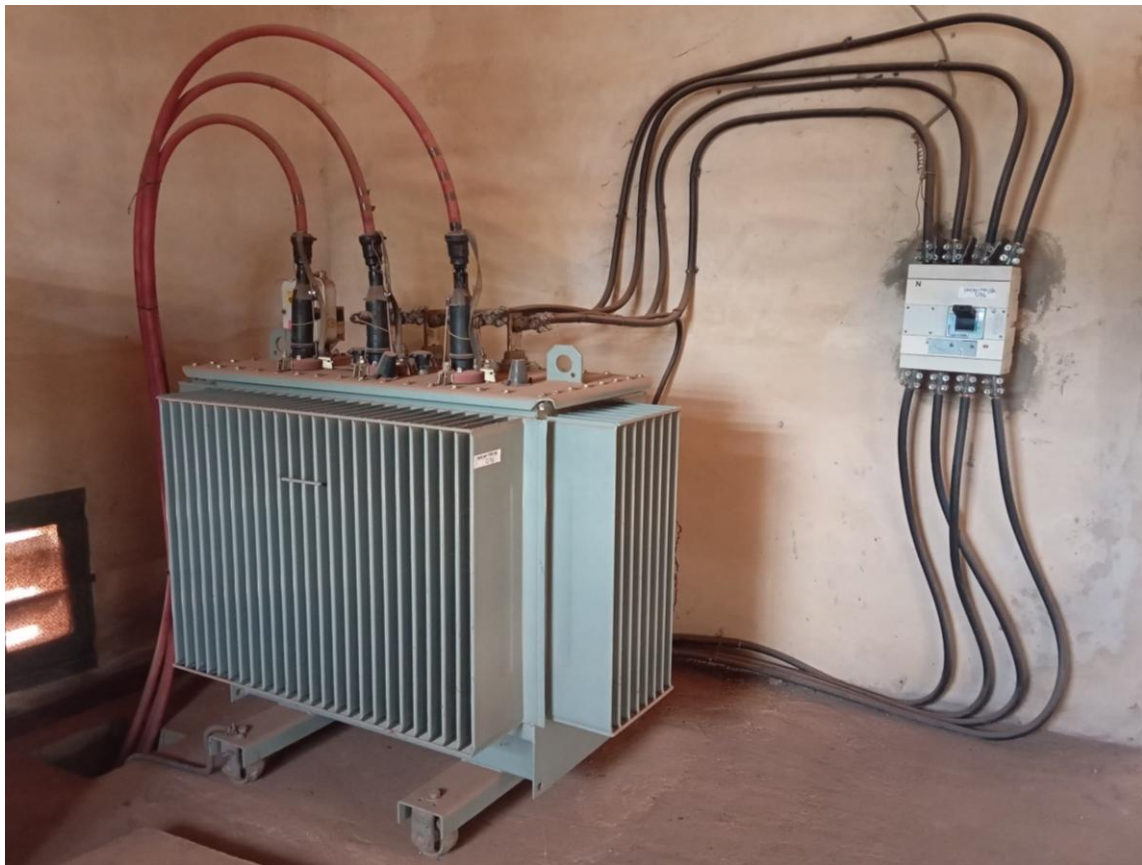


Figure A.5 : Transformateur poste 400 kVA du réseau de la SBEE

ANNEXE 3 : PRO-FORMA DU SYSTEME BESS + EMS



Sunpal Power Co., Ltd.

500KW +1.2MWH Solar System

Phone: +86 15156513735

Whatsapp: +86 15156513735

Email: solar66@sunpalsolar.com

Website: www.sunpalpv.com



Item	Model	Picture	Description	Quantity (PCS)	Unit price(USD)	Amount(USD)
1	MEGA0250TS 5 Years Warranty		Voltage range (V):320~460 Battery voltage range (V):420-850 Dimension W*D*H (mm): 1,200*800*2,050 With isolation transformer and automatic off-grid switching	1	\$23,165.00	US\$23,165.00
2	Battery Cluster 10 Years Warranty		Battery Cluster:150KWh (768V 200Ah) Rack and cable for battery module High Voltage Controller	8	\$10,295.00	US\$82,365.00
Total EXW price						US\$105,530.00

Figure A.6 : Devis du Système de stockage de l'énergie de la société SUNPAL

ANNEXE 4 : ARMOIRE INVERSEUR NORMAL SECOURS DE 1000A



Figure A.7 : Armoire inverseur Normal-Secours de 1000 Ampère

ANNEXE 5 : REPARTITION DES PUISSANCES PAR SOURCE (SBEE, GE ET BESS)

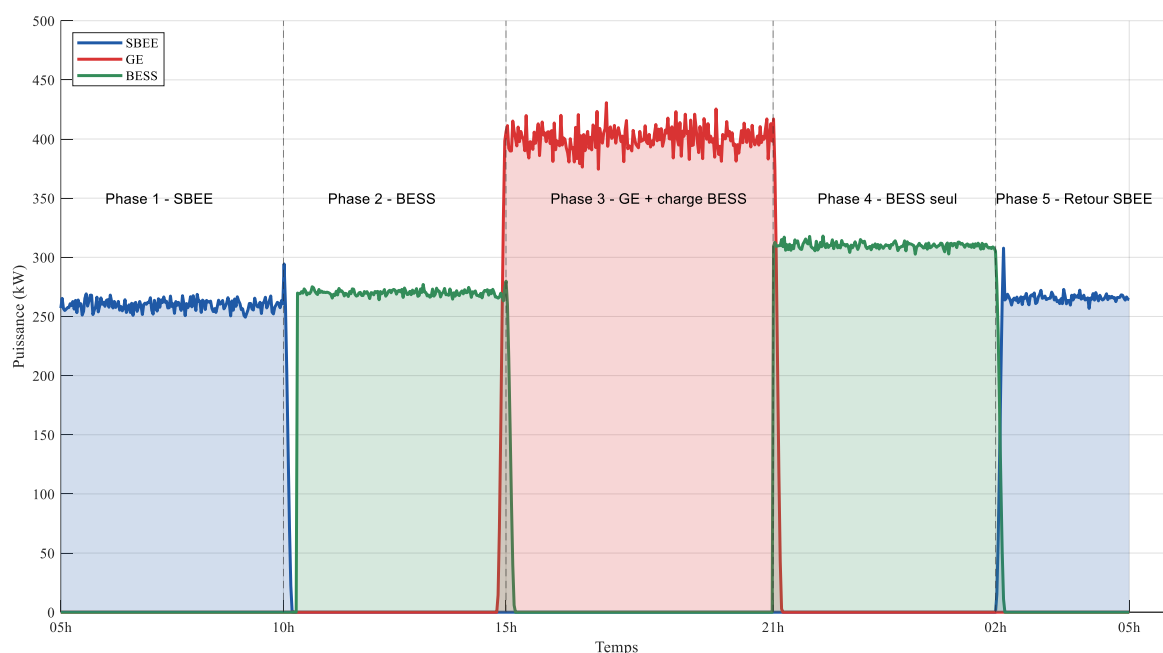


Figure A.8 : Graphe de l'évolution des puissances des sources par sous la gestion du système EMS

ANNEXE 6 : CODE MATLAB DE LA GESTION DU FLUX ENERGETIQUE

INITIALISATION ET CONFIGURATION GLOBALE
<pre>% Style graphique set(groot, 'defaultAxesFontName', 'Times New Roman') % reproductibilité du bruit rng(1) % Axe temporel : 05h → 05h du lendemain t = linspace(5,29,800);</pre>
FONCTIONS UTILITAIRES
<pre>% Fonction variation réaliste (bruit filtré) variation = @(amp,n) amp * conv(randn(1,n), ones(1,20)/20, 'same'); % Fonction transition douce smooth = @(x,x0,x1,y0,y1) y0 + (y1-y0).*(3*((x-x0)./(x1-x0)).^2 - 2*((x-x0)./(x1-x0)).^3);</pre>
MODÉLISATION DE LA SOURCE SBEE (RÉSEAU)
<pre>% SBEE (réseau) SBEE = zeros(size(t)); for i = 1:length(t) if t(i) < 10 SBEE(i) = 260 + 3*variation(30,1); elseif t(i) >=10 && t(i) <10.2</pre>

```

        SBEE(i) = smooth(t(i),10,10.2,300,0);
elseif t(i) >=10.2 && t(i) <26
        SBEE(i) = 0;
elseif t(i) >=26 && t(i) <26.2
        SBEE(i) = smooth(t(i),26,26.2,0,320);
else
        SBEE(i) = 265 + 3*variation(20,1);
end
end

```

MODÉLISATION DU BESS (BATTERIE)

```

BESS = zeros(size(t));
for i = 1:length(t)
    if t(i) < 10.3
        BESS(i) = 0;
    elseif t(i) >=10.3 && t(i) <15
        BESS(i) = 270 + 10*variation(5,1);
    elseif t(i) >=15 && t(i) <15.2
        BESS(i) = smooth(t(i),15,15.2,280,0);
    elseif t(i) >=15.2 && t(i) <21
        BESS(i) = 0;
    elseif t(i) >=21 && t(i) <26
        BESS(i) = 310 + 8*variation(6,1);
    elseif t(i) >=26 && t(i) <26.2
        BESS(i) = smooth(t(i),26,26.2,290,0);
    else
        BESS(i) = 0;
    end
end
end

```

MODÉLISATION DU GROUPE ÉLECTROGÈNE (GE)

```

GE = zeros(size(t));
for i = 1:length(t)
    if t(i) < 14
        GE(i) = 0;
    elseif t(i) >=14.8 && t(i) <15
        GE(i) = smooth(t(i),14.8,15,0,420);
    elseif t(i) >=15 && t(i) <21
        GE(i) = 400 + 10*variation(20,1);
    elseif t(i) >=21 && t(i) <21.2
        GE(i) = smooth(t(i),21,21.2,420,0);
    else

```

<pre> GE(i) = 0; end end </pre>
VISUALISATION DES COURBES DE PUISSANCE
<pre> figure hold on % courbes plot(t,SBEE,'LineWidth',2,'Color',[0.12 0.35 0.65]) plot(t,GE,'LineWidth',2,'Color',[0.85 0.2 0.2]) plot(t,BESS,'LineWidth',2,'Color',[0.2 0.55 0.35]) % surfaces area(t,SBEE,'FaceColor',[0.12 0.35 0.65],'FaceAlpha',0.2,'EdgeColor','none') area(t,GE,'FaceColor',[0.85 0.2 0.2],'FaceAlpha',0.2,'EdgeColor','none') area(t,BESS,'FaceColor',[0.2 0.55 0.35],'FaceAlpha',0.2,'EdgeColor','none') </pre>
ANALYSE TEMPORELLE ET VISUALISATION DU FONCTIONNEMENT EMS
<pre> % Zones de fonctionnement xline(10,'--') xline(15,'--') xline(21,'--') xline(26,'--') % Annotations text(6,350,'Phase 1 - SBEE') text(11,350,'Phase 2 - BESS') text(16,350,'Phase 3 - GE + charge BESS') text(22,350,'Phase 4 - BESS seul') text(26,350,'Phase 5 - Retour SBEE') % Axes xticks([5 10 15 21 26 29]) xticklabels({'05h','10h','15h','21h','02h','05h'}) ylabel('Puissance (kW)') xlabel('Temps') ylim([0 500]) legend('SBEE','GE','BESS','Location','northwest') box off grid on % Export figure exportgraphics(gcf,'microgrid_EMS_cycle_realistic.pdf','ContentType','vector') exportgraphics(gcf,'microgrid_EMS_cycle_realistic.svg','ContentType','vector') </pre>